

УДК 556.38

**Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического
бассейна в пределах месторождений Ямало-Ненецкого
нефтегазодобывающего региона**

В. А. Бешенцев¹, Т. В. Семенова^{1*}, И. Г. Сабанина², С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

*e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Аннотация. Химический состав пластовых вод мезозойского гидрогеологического бассейна тесно связан с условиями осадконакопления, тектонического развития, формирования залежей углеводородов и в комплексе с другими геологическими параметрами позволяет прогнозировать наличие промышленных скоплений нефтяных и газовых месторождений. Исследуемые подземные воды играют важную роль при эксплуатации нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс; неокомский гидрогеологический комплекс; юрский гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский мегабассейн; водонапорная система; минерализация подземных вод

**Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin
at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region**

**Vladimir A. Beshentsev¹, Tatyana V. Semenova^{1*}, Irina G. Sabanina²,
Seema V. Vorobjeva¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen,
Tyumen, Russia,

*e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Abstract. The chemical composition of reservoir water in the Mesozoic hydrogeological basin is closely related to the conditions of sedimentation, tectonic development, and formation of hydrocarbon deposits. This water composition in combination with other geological parameters makes it possible to predict the presence of industrial accumulations at oil and gas fields. Investigated groundwater plays an important role in the operation of oil and gas fields in the territory of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region.

Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the Neocomian hydrogeological complex; the Jurassic hydrogeological complex; the West Siberian megabasin; water pressure system; groundwater salinity

Введение

Одним из параметров, позволяющим оценить вероятность открытия залежей углеводородов (УВ) в пределах перспективной зоны нефтегазонакопления, является состав пластовой воды, в частности минерализация, ее изменение, как по площади, так и по разрезу [1].

Пластовые воды насыщают горные породы от фундамента до поверхности, преобразуя окружающую среду, растворяя и перенося различные компоненты, в том числе и углеводороды. Химический состав пластовых вод тесно связан с условиями осадконакопления, тектонического развития, формирования залежей углеводородов и в комплексе с другими геологическими параметрами позволяет прогнозировать наличие промышленных скоплений УВ [2].

Объект и методы исследований

В качестве примера исследований подтверждаемости нефтегазоносности рассмотрена северная часть Западно-Сибирского мегабассейна, в пределах месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Результаты

В тектоническом отношении изучаемый район приурочен к северной тектонической области Западно-Сибирской плиты, которая характеризуется наличием крупных замкнутых структур с резкими перепадами глубин до фундамента, сложными дислокациями. На Медвежьей площади кровля фундамента вскрыта (скв. 1 001) на глубине 4 461 м, на Юбилейной площади — на глубине 5 379 м (скв. 200), на Ямсовейской площади — на глубине 4 430 м (скв. 83), на Уренгойской площади — на глубине 5 288 м (скв. 414), в Нерутинской впадине по данным сейсморазведки кровля фундамента вскрыта предположительно залегает в среднем на глубине 6 000 метров. Отмечается закономерность изменения глубин кровли фундамента по кривой (синусоиде) с погружением на восток, что отражает региональную геодинамику исследуемой территории [2, 3].

Фундамент на рассматриваемой территории (по данным В. С. Суркова) относится к герцинскому комплексу (девонско-пермского возраста) и разбит на блоки тектоническими разломами различного генезиса и времени заложения. Ряд ученых выделяют над фундаментом промежуточный этаж, который в пределах исследуемой территории по данным глубокого бурения не выявлен. Фундамент перекрывается терригенными осадками платформенного чехла и подразделяется на три структурно-тектонических комплекса пород: нижний — пермо-триасовый, средний — юрско-меловой-палеогеновый и верхний — олигоцен-четвертичный. Нижний и средний комплексы объединяются в ортоплатформенный ярус, верхний — неотектонический [2].

В соответствии со стратиграфической схемой осадочные отложения платформенного чехла разделены по времени формирования на мезозойскую и кайнозойскую системы. Системы подразделяются на отделы, которые соотносятся с гидрогеологическими и с нефтегазоносными комплексами. Комплексы контролируются в кровле региональными флюидоупорами — глинистыми покрывками (реперами) толщиной более 10 м, которые на большей части исследуемой территории накапливались в глубоководных условиях палеоморя.

В гидрогеологическом отношении исследуемая территория приурочена к северной части Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), имеющего сложное строение и включающего три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский.

Рассматриваемый мезозойский гидрогеологический бассейн включает три гидрогеологических комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский, которые представляют большой научный интерес [2, 4, 5].

Каждый гидрогеологический комплекс имеет специфические черты гидрогеохимии и гидродинамики подземных вод. Приуроченность исследуемой территории к зоне преимущественно сплошного распространения многолетне-мерзлых пород как в плане, так и в разрезе имеет определяющее значение для характера распространения подземных вод, их режима, динамики и химического состава. Результаты исследований, описанные в данной статье, касаются условий формирования и распространения подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна, которые во многом определяют условия нефтегазообразования [2, 6].

Разрез апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса представлен преимущественно песчаными породами, комплекс перекрыт сверху региональным глинистым водоупором (репером) кузнецовской свиты, мощность которой составляет в среднем 60 м [7–9].

При опробовании дебиты пластовой воды изменяются от 3,0 до 410,0 м³/сут при динамических уровнях 50–140 м. Пластовые температуры вод изменяются от 30 до 60 °С. Воды хлоридно-натриевые трех типов (по классификации В. А. Сулина): хлоркальциевые, гидрокарбонатно-натриевые и хлор-магниевые^{1, 2}. Минерализация пластовых вод в среднем составляет 17,0 г/дм³, максимальные значения (до 21,0 г/дм³) отмечены на Ныдинской площади [10–13].

В неокомском гидрогеологическом комплексе в нижней части разреза выделяется берриасский водоносный горизонт, который на исследуемой территории отождествляется с ачимовскими отложениями (берриас-валанжин). Формирование ачимовских отложений проходило в морских условиях глубоководными течениями или при боковом заполнении на склонах палеошельфа. Ачимовский разрез характеризуется неравномерным чередованием пропластков песчаника, алевролита и аргиллита. Основная же часть неокомского комплекса (валанжин-готерив-баррем) — шельфовая, представлена ритмичным переслаиванием песчаных и глинистых пластов прибрежно-морского генезиса, неоднородных по разрезу и площади. Дебиты пластовой воды верхней части неокомского комплекса достигают 205 м³/сут при динамическом уровне 580 метров. Пластовые температуры вод изменяются от 60 до 90 °С. Воды неокомского комплекса хлоридно-натриевого состава, преимущественно гидрокарбонатно-натриевого типа (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем изменяется от 7,0 до 10,0 г/дм³, максимальное среднее значение (14,5 г/дм³) отмечено на Юбилейной площади [2, 3].

Пластовые воды ачимовских отложений также хлоридно-натриевого состава, гидрокарбонатно-натриевого типа (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем составляет 11,0 г/дм³, максимальное среднее значение (17,6 г/дм³) отмечено на Ямсовейской площади. Дебиты воды изменяются от 0,5 до 94,0 м³/сут при динамических уровнях 1 090 и 1 712 метров. Неокомский гидрогеологический комплекс подстилается водоупором баженовских аргиллитов, который является региональным репером на исследуемой территории. Общая мощность баженовской свиты в среднем составляет 25 м,

¹Оперативный подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и сопутствующих компонентов Салмановского (Утреннего) месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2012.

²Оперативный подсчет запасов углеводородов нижнемеловых отложений Западно-Таркосалинского НГКМ по состоянию на 01.01.2013 г. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2013.

максимальные мощности фиксируются на северо-западе и юго-востоке исследуемой территории, где встречен опесчаненный разрез баженовской свиты [2, 14, 15].

Верхнеюрский гидрогеологический комплекс, кроме баженовского водопора, включает морские отложения абалакской свиты. Отложения представлены в основном аргиллитами (толщиной от 20 до 60 м) иногда с линзами песчаника. Следует отметить, что фильтрационно-емкостные параметры верхнеюрских отложений низкие, где пористость в среднем около 14–15 %, проницаемость — $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Дебиты воды составляют 0,7–1,08 м³/сут при динамических уровнях 429,0–2 223,0 м. Пластовые температуры вод изменяются от 90 до 120 °С. Воды верхнеюрского комплекса преимущественно гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типов (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем изменяется от 6,0 до 16,0 г/дм³, максимальное среднее значение (21,0 г/дм³) отмечено на Медвежьей площади [2, 3].

Нижнесреднеюрский гидрогеологический комплекс исследован в основном в верхней части (пласты Ю₂₋₄ тюменской свиты). Отложения преимущественно континентального генезиса, представлены переслаиванием глинистых пород с подчиненными прослоями песчаников и углей. Дебиты воды изменяются от 1,0–2,08 м³/сут при динамических уровнях 961,0–1 202,0 м. Пластовые температуры вод изменяются от 110 до 130 °С. Воды среднеюрского комплекса хлоридно-натриевого состава трех типов, по классификации В. А. Сулина: гидрокарбонатно-натриевые (минерализация — 15,0 г/дм³), хлоркальциевые (минерализация — 36,0 г/дм³) и хлор-магниевые (минерализация — 21,0 г/дм³). Максимальное среднее значение (36,6 г/дм³) отмечено на Медвежьей площади [2].

При опробовании нижней части комплекса получены низкодебитные притоки воды дебитами 0,5–0,8 м³/сут при динамических уровнях 1 308 и 1 503 м. Пластовые температуры вод изменяются от 100 до 130 °С. Воды хлоридно-натриевые трех типов (по классификации В. А. Сулина): хлоркальциевые, гидрокарбонатно-натриевые и хлор-магниевые. Минерализация в среднем изменяется от 5,6 до 16,0 г/дм³ [3].

Для строения ЗСМБ характерно сочленение трех разновозрастных мегаблоков земной коры с резко различными геодинамическими режимами: западного, представляющего собой активную окраину континента, восточного и юго-западного с пассивным режимом [16].

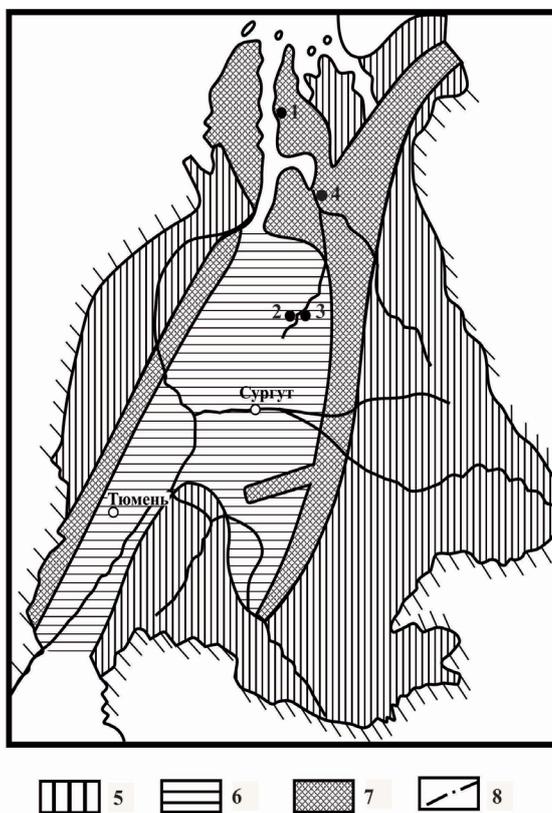
Мегаблоки сочленяются по системе глубинных разломов. Тектонические мегаблоки фундамента (палеозойский бассейн) как бы «просвечивают» в осадочный чехол (мезозойский бассейн). С тектоническими мегаблоками фундамента пространственно совпадают водонапорные системы, отличающиеся друг от друга историей развития и, как следствие, современными гидрогеологическими условиями (рис. 1) [16].

К юго-западному и восточному мегаблокам приурочены инфильтрационные водонапорные системы, являющиеся отражением геодинамического режима пассивной окраины континента. Современная гидрогеологическая обстановка здесь имеет черты классического (артезианского) бассейна. Начальные пластовые давления близки к условным гидростатическим, поверхности равных напоров подземных вод понижаются от области питания к области разгрузки, наблюдается вертикальная гидрогеохимическая зональность [16].

Водонапорная система в пределах западного мегаблока развивалась в процессе устойчивого прогибания и накопления в мезозое глинистых толщ большой мощности, обогащенных органическим веществом. Господствующий эли-

зионный водообмен обусловил формирование гидродинамической системы с повышенным напором подземных вод, достигающим 1,3 условного гидростатического. Для данной водонапорной системы характерна инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность. Уменьшение общей минерализации от 16,0 г/дм³ в апт-сеномане до 6,0 г/дм³ в юрских отложениях сопровождается ростом содержания гидрокарбонат-иона и уменьшением иона кальция [16].

Рис. 1. Водонапорные системы мезозойского бассейна Западно-Сибирского мегабассейна:
месторождения:
 1 — Салмановское;
 2 — Западно-Таркосалинское;
 3 — Восточно-Таркосалинское;
 4 — Медвежье;
водонапорные системы:
 5 — инфильтрационная;
 6 — элизионная литостатическая;
 7 — элизионная геодинамическая;
 8 — граница ЗСМБ



Участки сочленения тектонических мегаблоков образуют элизионную геодинамическую водонапорную систему. Она разделяет эксфильтрационные и инфильтрационные водонапорные системы. Здесь наблюдаются как максимальные сверхгидростатические давления (до 1,8 условного гидростатического), так и минимальные (до 0,8), что связано с особенностями геодинамического развития рифтовых зон — растяжением земной коры, инверсионным сжатием, а также отмечается присутствие рассолов в юрских отложениях за счет опесчанивания разреза и проникновения их из палеозойских отложений. На крайнем севере рассматриваемого мегабассейна в связи с изменением геодинамической обстановки в мезозойско-кайнозойское время, вызванное океанизацией земной коры, произошла некоторая трансформация водонапорных систем. Здесь возрастают процессы эксфильтрации, отмечаются сверхгидростатические пластовые давления и снижение минерализации с глубиной. С точки зрения перспектив нефтеносности наибольший интерес представляют элизионная литостатическая и элизионная геодинамическая водонапорные системы [16].

Анализ фактического материала гидрогеохимии подземных вод и пластовых давлений по месторождениям рассматриваемого региона (на примере

Салмановского, Западно-Таркосалинского, Восточно-Таркосалинского и Медвежьего месторождений углеводородов) свидетельствует о том, что рассматриваемые месторождения расположены на территории двух водоносных систем (см. рис. 1).

Как видно из рисунка 1, Салмановское газоконденсатное месторождение расположено в пределах элизионной геодинамической водоносной системы. Как уже отмечалось выше, в связи с океанизацией земной коры особенностью инверсионного гидрогеохимического разреза является уменьшение минерализации подземных вод с глубиной от 7,0–16,7 г/дм³ в апт-альб-сеноманских отложениях до 1,0–11,0 г/дм³ в неокомских отложениях и минерализации в отложениях юры до 3,5–5,1 г/дм³ (рис. 2). Пластовые давления достигают величины 1,78 условного гидростатического.

Медвежье газоконденсатное месторождение расположено также в пределах элизионной геодинамической водоносной системы, однако, в связи с растяжением земной коры и инверсионным сжатием там отмечается присутствие высокоминерализованных вод и рассолов с минерализацией 31,3–36,6 г/дм³ в юрских отложениях за счет опесчанивания разреза и проникновения их из палеозойских отложений (рис. 3).

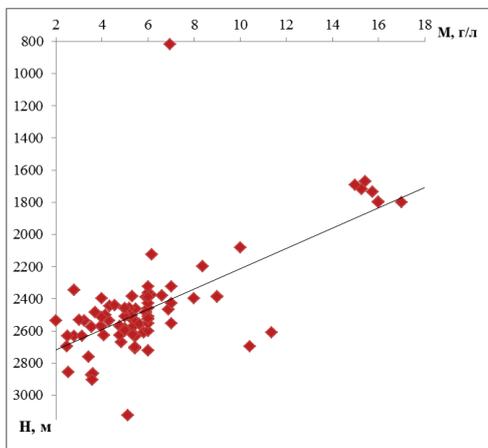


Рис. 2. Изменение минерализации пластовых вод на Салмановском газоконденсатном месторождении

Пластовые давления на Ямсовейском месторождении, находящемся в непосредственной близости от Медвежьего газоконденсатного месторождения, достигают величины 0,94 условного гидростатического.

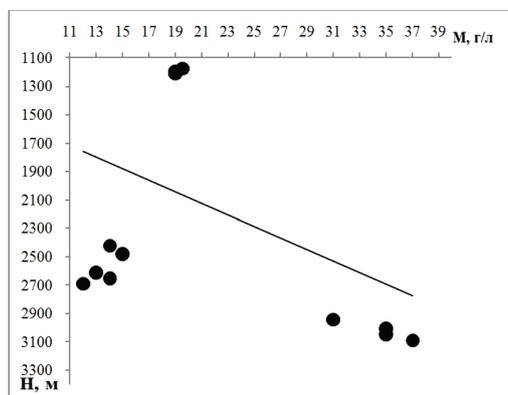
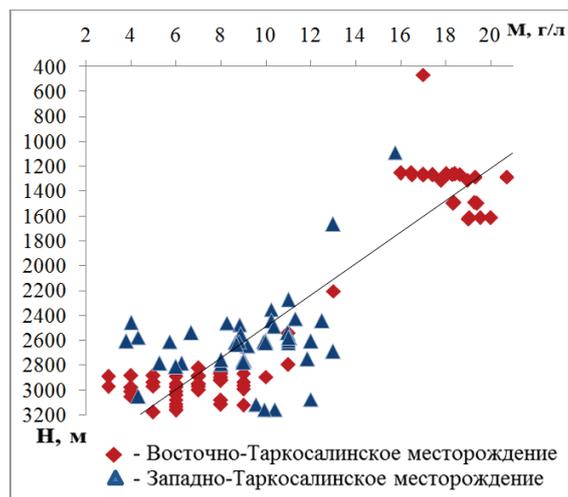


Рис. 3. Изменение минерализации пластовых вод на Медвежьем месторождении

Западно-Таркосалинское и Восточно-Таркосалинское месторождения приурочены к элизионной литостатической водонапорной системе. Здесь наблюдается инверсионная гидрогеохимическая зональность, отмечается тенденция к уменьшению с глубиной минерализации от 13,2–20,7 г/дм³ в апт-сеномане до 3,3–12,3 г/дм³ в юрских отложениях, а также наблюдаются рост содержания гидрокарбонат-иона и уменьшение иона кальция (рис. 4). На Западно-Таркосалинском месторождении наблюдаются сверхгидростатические пластовые давления, достигающие величины 1,52 условного гидростатического.

Рис. 4. Изменение минерализации пластовых вод на Западно-Таркосалинском и Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатных месторождениях



Антиклинальные структуры, расположенные в пределах элизионной водонапорной системы, характеризуются максимальными скоростями накопления осадков и классифицируются как многозалежные, здесь фиксируются максимальное количество крупных залежей УВ и их высокая плотность запасов.

Обсуждение

Анализ флюидогеохимических процессов на исследуемой территории показал определяемую корреляционную связь между параметрами (изменениями минерализации пластовой воды, пластовыми давлениями) и плотностью запасов УВ. Комплексный подход к изучению параметров флюидогеохимических процессов позволяет решать задачи по предварительной оценке рисков бурения скважин и вероятности открытия новых залежей УВ. Полученные результаты позволяют повысить успешность бурения перспективных объектов [17].

Выводы

Таким образом, рассматриваемый мезозойский гидрогеологический бассейн характеризуется проявлением различных водонапорных систем, довольно сложным гидродинамическим и геохимическим обликом подземных вод, которые реализуются в зависимости от конкретной тектонической и геодинамической ситуации. С вышележащим кайнозойским гидрогеологическим бассейном мезозойский бассейн гидравлически сообщается только по окраинам мегабассейна, преимущественно на его юго-востоке и востоке. На большей территории, то есть в ее погруженной части, мезозойский бассейн надежно изолирован глинами трон-олигоценного возраста мощностью до 1 000 метров.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Семенова Т. В. Актуальные проблемы нефтепоисковой и нефтепромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: сб. ст. – М.: Геос, 2007. – С. 12–24.
2. Семенова Т. В., Гладышева Я. И., Пимнев А. Л. Анализ связей геофлюидальных систем с зонами нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Девятой Междунар. науч.-техн. конф. (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича) / Отв. ред. О. А. Новоселов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2: Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. – С. 154–159.
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., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
5. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Захоронение сточных вод на нефтепромыслах Севера Западной Сибири (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 6–10.
6. Beshentsev V. A., Semenova T. V., Popova A. N. Factors for formation of hydrogeochemical ground water composition in the North of Russia's West Siberia // International Multidisciplinary Scientific Geo Conference: SGEM: Surveying Geology & mining Ecology Management. – 2016. – Vol. 3. – P. 109–113. – Available at: <https://search.proquest.com/openview/d4bdb67dd81225b111ac4c4a328ae2a6/1?pq-origsite=gscholar&cbl=1536338>.
7. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Ямало-Ненецкого региона // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и геоэкологии Урала и сопредельных территорий: материалы II Всеросс. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2013. – С. 13–16.
8. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Вынгапуровского газового промысла Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 20–25. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-20-25
9. Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Гудкова А. А. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Берегового нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 22–27. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27
10. Ульянов Д. В., Хоробрых Д. Л. Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Восточно-Таркосалинского месторождения. ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2009.
11. Хоробрых Д. Л. Проект (технологическая схема) разработки северного водозаборного участка для добычи технических подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса Восточно-Таркосалинского НКГК месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2012.
12. Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Бешенцева О. Г. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Северо-Уренгойского месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 13–20. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-13-20
13. Бабаев Р. А., Кравцов Ю. В., Семенова Т. В. Оценка поглощающей способности сеноманского водоносного горизонта на участках закачки сточных вод на примере Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 14–19. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-14-19
14. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Криогенез пресных подземных вод Западно-Сибирской равнины (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 6–11.
15. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземная гидросфера Севера Западной Сибири (пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 6–11.
16. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.

17. Шпильман В. И. Количественный прогноз нефтегазоносности. – Екатеринбург: ИД «ИздатНаукаСервис», 2010. – 236 с.

References

1. Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2007). Aktual'nye problemy neftepoiskovoy i neftepromyslovoy gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape. Sbornik statey. Moscow, Geos Publ., pp. 12-24. (In Russian).
2. Semenova, T. V., Gladysheva, Ya. I., & Pimnev, A. L. (2014). Analiz svyazey geoflyuidal'nykh sistem s zonami neftegazonosnosti. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii). Materialy Devyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Aleksandra Konstantinovicha). Geologiya, geofizika. Gidrogeologiya, geotermya i geokriologiya. Ekologiya, promyshlennaya bezopasnost', Tyumen, TyumGNGUPubl., 2, pp. 154-159. (In Russian).
3. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Podzemnye vody Severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona). Tyumen, TyumGNGUPubl., 224 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M., Rylkov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, TyumGNGUPubl., 225 p. (In Russian).
5. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Pavlova, E. I. (2014). Disposal of waste waters in the oilfields of the west Siberia North (on the example of the Yamal-Nenets oil and gas producing region). Oil and Gas Studies, (5), pp. 6-9. (In Russian).
6. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Popova A. N. (2016). Factors for formation of hydrogeochemical ground water composition in the North of Russia's West Siberia. International Multidisciplinary Scientific Geo Conference: SGEM: Surveying Geology & mining Ecology Management, 3, pp. 109-113. (In English). Available at: <https://search.proquest.com/openview/d4bdb67dd81225b111ac4c4a3-28ae2a6/1?pq-origsite=gscholar&cbl=1536338>.
7. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Pavlova, E. I. (2013). Gidrogeologicheskie usloviya zakhoroneniya stochnykh vod na territorii Yamalo-Nenetskogo regiona. Sovremennye problemy gidrogeologii, inzhenernoy geologii i geoekologii Urala i sopedel'nykh territoriy. Materialy vtoroy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ekaterinburg, UGGU Publ., pp. 13-16. (In Russian).
8. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Hydrogeological conditions of dumping wastewater within the territory of the Vyngapurovskoye gas field in the Yamal-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (3), pp. 20-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-20-25
9. Lazutin, N. K., Beshentsev, V. A., & Gudkova, A. A. (2018). Hydrogeological conditions of wastewater burial in the territory of the Beregovoye oiland gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (1), pp. 22-27. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27
10. Ul'yanov, D. V., & Horobryh, D. L. (2009). Pereotsenka ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. SibNATS JSC. Tyumen. (In Russian).
11. Horobrykh, D. L. (2012). Proekt (tekhnologicheskaya skhema) razrabotki severnogo vodozabornogo uchastka dlya dobychi tekhnicheskikh podzemnykh vod apt-senomanskogo vodonosnogo kompleksa Vostochno-Tarkosalinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Tyumen, SibNATS JSC Publ. (In Russian).
12. Lazutin, N. K., Beshentsev, V. A., & Beshentseva, O. G. (2018). Hydrogeological conditions of wastewater disposal in the territory of the North-Urengoyskoye gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (3), pp. 13-20. (In Russian). DOI:10.31660/0445-0108-2018-3-13-20
13. Babaev, R. A., Kravtsov, Yu. V., & Semenova T. V. (2017). Evaluation of the absorption capacity of the cenomanian aquifer in groundsof wastewater injection on the example of Zapolyarnoye oil/gas-condensate field. Oil and Gas Studies, (2), pp. 14-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-14-19

14. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Cryogenesis of fresh underground waters in west siberian plane (within Yamal-Nenets oil and gas production region). *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 6-11. (In Russian).
15. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Underground hydrosphere of the West Siberia North (within the Yamal-Nenets oil and gas producing region). *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 6-11. (In Russian).
16. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyina. *Sovetskaya geologiya*, (2), pp.117-122. (In Russian).
17. Shpil'man, V. I. (2010). *Kolichestvennyy prognos neftegazonosnosti*. Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 236 p. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Сабанина Ирина Геннадьевна, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень

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

Information about the authors

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

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Irina G. Sabanina, Senior Researcher, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen

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