

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

УДК 556.3.01

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАПОЛЯРНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE ZAPOLYARNOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

В. А. Бешенцев, Р. Н. Абдрашитова, Н. К. Лазутин
V. A. Beshentsev, R. N. Abdrashitova, N. K. Lazutin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the Neocomian hydrogeological complex; West Siberian megabasin; water pressure system; mineralization of groundwater; subvertical zones of destruction

Гидрогеологическая информация на всех стадиях разработки месторождений нефти и газа, помимо решения задач обоснования захоронения промышленных стоков, помогает решить вопросы, касающиеся регионального и локального прогнозов зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, экологических аспектов нефтегазодобычи, условий разрушения и сохранения залежей углеводородов и т. д. Актуальность настоящего исследования связана с тем, что изучение гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов Заполярного месторождения дает возможность дополнить стандартный состав геолого-промысловой информации, сформировать более полное представление о природных особенностях месторождения, что, в свою очередь, повышает эффективность как разработки месторождения, так и поиска залежей углеводородов. Стоит также отметить, что проблема формирования пластовых вод глубоких горизонтов — это фундаментальная проблема современной нефтегазовой гидрогеологии.

Комплексное изучение химического состава пластовых вод Заполярного месторождения позволяет выполнить более точный прогноз процессов солеотложения при утилизации подтоварных вод. Проблема утилизации на месторождении подробно рассмотрена в работе [1], где приводятся подробные доказательства отсутствия на сегодняшний день альтернативы захоронению сточных вод в недра как на территории изучаемого месторождения, так и в целом в Западной Сибири. Следовательно, изучению пластовых вод и коллекторских свойств поглощающего горизонта, а также буферного и подстилающего горизонта должно уделяться особое внимание. В данной статье рассмотрены апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, в состав которого входит поглощающий сеноманский водоносный горизонт, и подстилающий его неокимский гидрогеологический комплекс.

Заполярное месторождение относится к нефтегазоконденсатным и входит в состав северной группы месторождений, выделяемой Ф. З. Хафизовым (1991), по признакам наибольшего геологического, геотермического и климатического сходства. Месторождение относится к Тазовскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Разрез отложений на Заполярном месторождении представлен породами мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и палеозойского фундамента.

В тектоническом отношении объект исследований находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы, положительным структурным элементом первого порядка которой является Хадыряхинская моноклираль. Последняя осложнена структурами второго порядка: Западно-Заполярным и Ярояхинским валами, Заполяренным и Тазовским куполовидными поднятиями и разделяющими их Приполярным прогибом и Ярояхинской котловиной. На основе точечных замеров температур, изученных в опробованных объектах до глубины 3 000 м, вычислено значение теплового потока равное 50,7 мВт/м² [2].

В гидрогеологическом отношении месторождение приурочено к северной части Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), имеющего сложное строение и включающего три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский [3]. Приуроченность исследуемой территории к зоне преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород как в плане, так и в разрезе имеет определяющее значение для характера распространения пресных подземных вод, их режима, динамики и химического состава. Результаты исследований, описанные в данной статье, касаются более глубоких вод, условия формирования и существования которых во многом определяют условия нефтегазообразования. Поэтому далее речь пойдет о подземных водах мезозойского бассейна, в частности об апт-альб-сеноманском и неокомском гидрогеологических комплексах.

Значительная часть коллекторов апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса относится к высокопроницаемой, преимущественно песчаной толще сеномана. Литологически комплекс представлен в основном песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Гидрогеохимическая характеристика приводится по данным, полученным при проведении работ по гидрогеологическому обоснованию подземного захоронения промстоков на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении [2, 4].

На Заполярном месторождении минерализация пластовых сеноманских вод варьирует от 16,9 до 17,1 г/л. Подземные воды относятся к гидрокарбонатно-хлоридным натриевым. Тип вод по В. А. Сулину — хлоркальциевый, реже гидрокарбонатно-натриевый, сульфаты почти отсутствуют. Общая минерализация составляет 16–18 г/л, содержание хлора незначительно преобладает над щелочными металлами. В водах содержатся следующие микрокомпоненты (мг/л): йод — 15–18; бром — 45–50; бор — 8–10; аммоний — 15–25. Следует отметить, что указанные концентрации редких элементов в водах ниже, чем представляющие интерес для промышленных вод. Водорастворенный газ почти чисто метановый, его содержание составляет 96–98 % [2]. При опробовании в разведочных скважинах водоносных пластов аптского и сеноманского возрастов дебиты воды достигали 565 м³/сут, при динамических уровнях — до 680 м³/сут [2, 4]. Водообильность апт-альб-сеноманского и неокомского комплексов приведена в таблице.

Водообильность апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения [2]

Номер скв.	Интервал опробования	Пласт, свита	Дебит, м ³ /сут	Н _д , м	Газосодержание, л/л
28	1 306–1 319	Газалинская	1,2	895	1,3
13	1 334–1 352	ПК ₁₋₄	0,585	27,65	0,6
18	1 435–1 442	ПК ₁₋₄	0,023	—	0,25
	1 375–1 442	ПК ₁₋₄	0,029	53,5	0,25
33	1 345–1 416	ПК ₁₋₄	Неперелив. приток	—	—
38	2 035–2 048	Малохетская		680,5	—

В апт-альб-сеноманском комплексе пластовые давления близки к условным гидростатическим. На рисунке 1 изображена схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в апт-сеноманском комплексе на севере Западной Сибири.

Неокомский гидрогеологический комплекс, к которому относятся продуктивные пласты БТ₂₋₄ — БТ₁₁, характеризуется меньшей водообильностью и значительно более низкой минерализацией, диапазон изменения которой составляет 1,2–7,2 г/л. Таким образом, наблюдается инверсионная гидрогеохимическая зональность от апт-альб-сеноманского комплекса до неокомского. Дебиты скважин, оборудованных на неокомский комплекс, изменяются от 1 до 166 м³/сут при динамических уровнях 128–1 797 м [2].

По составу пластовые воды этой части разреза относятся преимущественно к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Ионно-солевой состав вод — хлоридный натриевый. Содержание сульфат- и карбонат-ионов незначительное, нитрат-ионы отсутствуют.

Газонасыщенность вод неокомских отложений чаще варьирует в пределах 2 000–3 000 см³/л. В составе водорастворенного газа на долю метана приходится 80–92 %. Сумма тяжелых углеводородов 5–12 %, азота 0,02–0,15 %, двуокиси углерода 0,02–1,6 % [2].

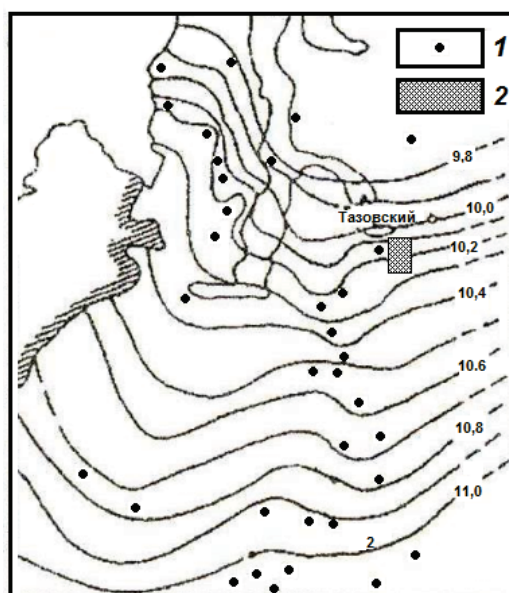


Рис. 1. Схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в апт-сеноманском комплексе на севере Западной Сибири [5]:

*1 — опробованные скважины;
2 — Заполярье месторождение*

Гидрогеохимическая инверсия на Заполярье месторождении выражается в смене типа воды от хлоркальциевого до гидрокарбонатно-натриевого и уменьшении минерализации пластовых вод от 18–16 до 2–7 г/л [2, 4]. Присутствие гидрокарбонатно-натриевого типа вод в глубоких частях разреза имеет несколько объяснений:

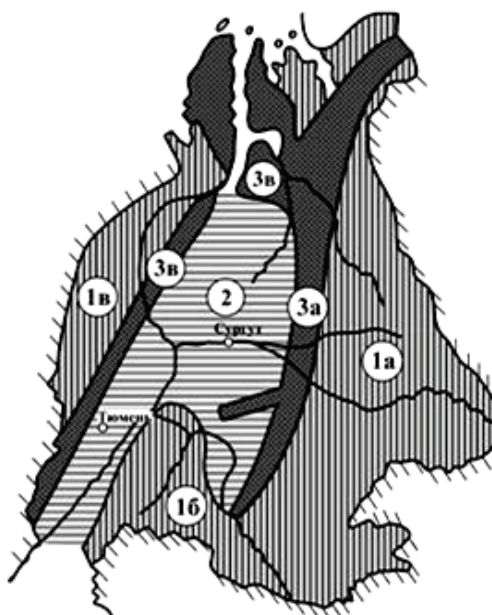
- поступление элизионных вод, образующихся при отжатии глинистых пород в процессе увеличения геостатической нагрузки. Элизионные воды имеют низкую минерализацию и, соответственно, понижают минерализацию пластовых вод;
- влияние органогенных вод, выделившихся из рассеянного органического вещества при образовании углеводородов;
- поступление высокотемпературных низкоминерализованных глубинных флюидов по зонам субвертикальной деструкции.

С учетом геологического строения, палеогидрогеологических и тектонических условий, вероятнее всего, каждый из перечисленных процессов оказал влияние на формирование в неокомском комплексе гидрокарбонатно-натриевого типа вод с минерализацией до 7 г/л.

Согласно схеме природных водонапорных систем (ВНС) изучаемая территория (рис. 2) принадлежит к сложной геодинамической ВНС — Омско-Гыданской структурной зоне (ОГСЗ) [6, 7]. ВНС ЗСМБ выделены В. М. Матусевичем и О. В. Бакуевым в 1986 году [7] на основе геодинамических реконструкций, выполненных Л. П. Зоненшайном.

Рис. 2. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна [7]:

- 1 — инфильтрационные системы*
(1 а — восточного мегаблока,
1 б — юго-западного мегаблока,
1 в — приуральского мегаблока);
- 2 — элизионная литостатическая*
система западного мегаблока;
- 3 — элизионные геодинамические*
системы (3 а — Омско-Гыданской
структурной зоны, 3 б — Восточно-
Уральского краевого шва,
3 в — Ямало-Гыданских линеаментов);
- 4 — граница Западно-Сибирского*
мегабассейна



Вопросы формирования ОГСЗ, являющейся своего рода пограничной зоной, до сих пор активно обсуждаются и остаются дискуссионными. ОГСЗ представляет собой пограничную зону между элизионной литостатической ВНС западного и инфильтрационной ВНС восточного мегаблоков. В настоящее время она развивается в условиях действия различных напряжений, как латеральных, так и вертикальных [6]. В соответствии с представлениями О. Г. Жеро формирование ОГСЗ началось в девоне. Значительная часть этой зоны в тектоническом отношении соответствует Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту — крупнейшей рифтовой структуре Западно-Сибирской геосинеклизы. Он простирается почти меридионально от г. Омска на юге, пересекает всю Западную Сибирь, акваторию Карского моря и раскрывается в глубоководной котловине Нансена в Северном Ледовитом океане [6].

Здесь получили развитие геодинамические элизионные ВНС с контрастными гидродинамическими, термобарическими условиями и неоднородным гидрогеохимическим обликом. В пределах ОГСЗ отмечается множество крупных гидрогеодинамических аномалий. В северной ее части наблюдаются пластовые давления, превышающие гидростатическое в 1,7–1,8 раза. Рассматриваемое месторождение относится, в частности, к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линеаментов. Строение нижней части разреза контролируется наличием большого количества дизъюнктивных нарушений, определяющих наличие блоков. Например, Русское месторождение (расположенное достаточно близко к Заполярному и также относящееся к ОГСЗ) контролируется крупным куполовидным поднятием [8], разбитым более чем на два десятка блоков со своими водонефтяными контактами.

Контрастность гидрогеологических условий в пределах ОГСЗ подтверждается и принципиально разными геодинамическими условиями на относительно близко расположенных месторождениях: Заполярном и Русском. Р. М. Бембель и др. отмечают [9], что если на Заполярном месторождении активные субвертикальные зоны деструкции (СЗД) достигают высоты подъема из фундамента до отложений верхней юры и прослеживаются в меловом разрезе лишь фрагментарно, то на Русском месторождении система ярких СЗД, называемая здесь разломом, проникает вверх по разрезу до четвертичных отложений. Также авторы связывают с наличием СЗД высокой проницаемости то обстоятельство, что на Русском месторождении отсутствуют не только легкие, но и средние фракции углеводородов, в отличие от Заполярного, вследствие глубокой переработки органического вещества и удаления легких фракций по трещинам.

Таким образом, гидрогеологические условия апт-альб-сеноманского и неоконского гидрогеологических комплексов представляют интерес как с точки зрения решения практических производственных задач (утилизации сточных вод, мониторинга состояния недр), так и с точки зрения решения проблемы формирования вод глубоких нефтегазоносных горизонтов. Гидрогеохимическая инверсия — смена типа воды от хлоркальциевого до гидрокарбонатно-натриевого и уменьшение минерализации пластовых вод от 18–16 до 2–7 г/л — может быть связана с разбавлением пластовых седиментогенных вод элизионными водами, поступлением органических вод и глубинных высокотемпературных флюидов. Гидрогеохимические и гидрогеодинамические условия Заполярного месторождения во многом опделены его расположением в пределах ОГСЗ.

Библиографический список

1. 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.
2. Ильченко В. П. Гидрогеологическое обоснование подземного захоронения промстоков на Заполярном газонефтеконденсатном месторождении / Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. — М., 1998. — 68 с.
3. Матусевич В. М. Западно-Сибирский мегабассейн. Проблемы нефтегазопромыслов и нефтегазопромысловой гидрогеологии // Материалы НТС по гидрогеологии и геохимии вод Сибири и Дальнего Востока. 27 сессия. — Владивосток: Дальнаука, 2003. — С. 34–42.
4. 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.
5. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. — 225 с.
6. Матусевич В. М., Абдрашитова Р. Н., Яковлева Т. Ю. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна // Фундаментальные исследования. — 2014. — № 8 (часть 6). — С. 1400–1407.
7. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 117–122.
8. Бочкарев В. С., Попов А. И. Роль разломов в формировании залежей нефти и газа Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2001. — № 5. — С. 49–50.
9. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. — Тюмень: Вектор Бук, 2003. — 344 с.

Сведения об авторах

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Абдрашитова Римма Наильевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Лазутин Николай Константинович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru

Information about the authors

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Abdrashitova R. N., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Lazutin N. K., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru