УДК 556.3.01

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ МЕЗОЗОЙСКОГО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО БАСЕЙНА В ПРЕДЕЛАХ ЕТЫ-ПУРОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ GROUNDWATER OF THE MESOZOIC HYDROGEOLOGICAL BASIN IN THE TERRITORY OF THE ETY-PUROVSKY OIL AND GAS FIELD

**В. А. Бешенцев, Р. Н. Абдрашитова, Н. К. Лазутин, И. Г. Сабанина,
А. А. Гудкова**
V. A. Beshentsev, R. N. Abdrashitova, N. K. Lazutin, I. G. Sabanina, A. A. Gudkova

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустри-
ального университета, г. Тюмень*

*Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский
мегабассейн; водонапорная система; минерализация подземных вод; пластовое давление
Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the West Siberian
megabasin; water pressure system; ground water mineralization; reservoir pressure*

Проблема природы и особенностей гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), несмотря на большое количество накопленных данных по составу вод, температурам, пластовым давлениям и проведенных исследований, касающихся вопросов гидрогеохимии, гидрогеодинамики, гидрогеотермии, содержит множество нерешенных аспектов. Выявление закономерностей формирования подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов является не только фундаментальной задачей самой гидрогеологии, но позволяет решать вопросы, связанные с образованием, аккумуляцией и миграцией углеводородов. Наименее изученными территориями Западной Сибири в плане гидрогеологии глубоких горизонтов являются самые северные территории. Нами представлены результаты изучения гидрогеологических условий Еты-Пуровского месторождения, расположенного на севере ЗСМБ, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области. Актуальность исследования связана с необходимостью объяснения природы особенностей гидрогеологических условий месторождений севера Западной Сибири для прогноза нефтегазообразования и решения вопросов охраны недр при разработке месторождений.

Согласно Решению VI Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины территория месторождения относится к Пуровскому району Ямало-Гыданской фациальной области. Нефтеносность Еты-Пуровского месторождения связана с терригенными отложениями в пределах тюменской, васюганской, сортымской, тангаловской и покурской свит.

В гидрогеологическом отношении месторождение приурочено к северной части ЗСМБ. В разрезе выделены кайнозойский, мезозойский и палеозойский гидрогеологические бассейны [1, 2]. Нами представлены результаты исследований мезозойского бассейна, с которым связаны основные нефтегазоносные горизонты месторождения. В частности, проанализированы данные по апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам.

Месторождение относится к Пурскому желобу Ямало-Тазовской мегасинеклизы. Желоб представляет собой сложнопостроенную депрессию над Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом в фундаменте [3, 4]. Особенности гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов месторождения связаны с его близким расположением к границе элизионной литостатической и элизионной геодинамической водонапорных систем [5] (рис. 1).

Рис. 1. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна (северная и центральная часть; по В. М. Матусевичу, О. В. Бакуеву, 1986) [4, 5]:

- 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*

Измеренные в ходе оценочных работ пластовые давления в целом являются нормальными для глубин апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов (рис. 2).

Единично в юрском комплексе наблюдаются догидростатические пластовые давления (дефицит до 5 Мпа), что связано с влиянием Омско-Гыданской структурной зоны — крупнейшей геодинамической водонапорной системы ЗСМБ, а также наличием участков всасывания подземных флюидов вследствие растяжения земной коры в пределах этой системы.

Преимущественно нормальное распределение пластовых давлений для апт-альб-сеноманского комплекса подтверждается и более ранними исследованиями (рис. 3) [1]. Наличие участков незначительно повышенных давлений (превышение до 0,75–0,8 Мпа) является следствием реликта элизионных процессов в пределах элизионной литостатической водонапорной системы. Отсутствие более высоких давлений в апт-альб-сеноманском комплексе объясняется недостаточностью геостатической нагрузки на перекрывающие комплекс глинистые отложения кузнецовской свиты для отжатия захороненных с этими осадками седиментационных вод.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс месторождения приурочен к мощным отложениям покурской свиты, толщина которой в пределах описываемого месторождения составляет 970 м. Покурская свита представлена двумя пакками: нижняя сложена глинами, глинистыми алевролитами и песчаниками; верхняя — уплотненными песками, алевролитистыми глинами с прослоями ракушечников и гравелитов [3, 4].

Рис. 2. График распределения пластовых давлений мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

Рис. 3. Схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в апт-сеноманском комплексе на севере Западной Сибири [1, 2]:
1 — опробованные скважины;
2 — Еты-Пуровское месторождение

Юрский гидрогеологический комплекс подразделяется на нижнесреднеюрский и верхнеюрский отделы. Нижнесреднеюрские отложения объединяют континентальные породы котухинской и тюменской свит. Отложения представлены переслаиванием песчаников и глин. Верхнеюрские отложения объединяют породы морского генезиса васюганской, георгиевской и баженовой свит, сложенных песчаниками и алевролитами [3].

По классификации В. А. Сулина воды Еты-Пуровского месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу. Минерализация подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в среднем составляет 14,68, неомского — 18,18 и юрского — 44,0 г/л [4, 6] (таблица). Таким образом, наблюдается классическая вертикальная гидрогеохимическая зональность (рис. 4), что в очередной раз свидетельствует об установившейся закрытой гидрогеологической системе, несмотря на месторасположение объекта исследований вблизи границы двух различных водонапорных систем.

Пластовые воды всех исследуемых комплексов относятся к хлоридно-кальциевому типу по В. А. Сулину, что свидетельствует о завершении цикла трансформации состава и более-менее стабильном гидрогеохимическом поле в пределах Еты-Пуровского месторождения. С точки зрения классических представлений (В. А. Сулин, 1948) о засолении подземных вод с глубиной здесь произошла смена типов вод по следующей схеме: гидрокарбонатно-натриевый → сульфатно-натриевый → хлормагнийевый → хлоридно-кальциевый.

Кислотно-щелочные свойства подземных вод мезозойского бассейна в целом однородные, в среднем pH апт-альб-сеноманского и неомского комплексов составляет $\approx 7,1$, увеличиваясь к юрскому комплексу до 7,5 (см. табл.).

Кровля гидрогеологического комплекса в целом контролируется подошвой регионального водопора — отложениями кузнецовской свиты, залегающими с небольшим размывом на породах целевого водоносного комплекса. Подошва комплекса установлена по стратиграфической границе, отвечающей контакту тангаловской свиты и евояхинской толщи покурской свиты. Роль субрегионального нижнеапского водопора здесь играют глины в кровле тангаловской свиты. Их мощность составляет от 10–15 до 40–50 м. С отложений тангаловской свиты начинается неомский водоносный комплекс [3].

Неомский гидрогеологический комплекс включает в себя проницаемые пласты, входящие в состав мегионской, вартовской и покурской (нижняя часть) свит. Покрышкой комплекса служат глины, частично опесчаненные, верхнетангаловского возраста, толщиной до 35 м.

Средние значения показателей химического состава апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов

Показатель	Гидрогеологический комплекс		
	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
pH	7,1	7,2	7,5
Минерализация, г/л	14,68	18,18	44,00
Единица измерения, мг/дм ³			
Na ⁺	5 176	6 256	15 400
K ⁺	37	106	214
Ca ²⁺	350	532	1 321
Mg ²⁺	78	107	77
NH ₄ ⁺	23	22	152
Cl ⁻	8 681	10 711	26 358
HCO ₃ ⁻	351	451	564
SO ₄ ²⁻	8	17	1
CO ₃ ²⁻	0	30	0
J	7,4	11,1	3,2
Br	36,7	52,0	89,1
B	6,5	18,0	7,5
NO ₂ ⁻	0	0	0
F	0,9	1,4	0,8
SiO ₂ ⁻	17,1	25,7	31,3
Нафтенновые кислоты	0,3	0,5	0,2
Удельный вес	1 009	1 012	1 031
Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый

Рис. 4. График распределения минерализации подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

Рис. 5. График изменения генетического натрия-хлорного коэффициента подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

Подземные воды трех рассматриваемых комплексов содержат газ метанового состава, концентрация которого достигает 98 % в апт-альб-сеноманском комплек-

се, несколько уменьшаясь к неокомскому. Макро- и микрокомпонентный состав является типичным для данных глубин севера ЗСМБ.

Существование закрытой гидрогеологической системы подтверждает и характер изменения величины генетического натрий-хлорного коэффициента. Он варьирует в пределах от 0,87 до 0,95 (рис. 5), причем с глубиной наблюдается общая тенденция к его понижению. rNa/rCl коэффициент по В. А. Сулину свидетельствует о степени метаморфизации вод. При превышении этого коэффициента равного 1, предполагается глубокая метаморфизация состава подземных вод.

В пределах месторождения также интересно поведение бор-бромного коэффициента, его величина меняется

в пределах от 0,06 до 0,39 (рис. 6).

Наблюдается тенденция понижения данного коэффициента с увеличением минерализации и, соответственно, с глубиной. Считается, что для пластовых вод седиментогенного (талассогенного) генезиса значения данного коэффициента не превышают 0,2–0,3. В пределах апт-альб-сеноманского комплекса среднее значение коэффициента составляет 0,18, неомского — 0,37; юрского — 0,08. Приближение этого коэффициента к 1 свидетельствует о возмож-

Рис. 6. График изменения генетического бор-бромного коэффициента подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна

ном поступлении высокотемпературных флюидов из недр фундамента (В. А. Всеволожский, Т. А. Киреева, 2010). На рассматриваемом месторождении подобных процессов на данный период развития водонапорной системы не наблюдается. Наиболее метаморфизованными являются воды неомского комплекса, вероятно, вследствие элизийных процессов.

Таким образом, нами обозначены основные направления дальнейших исследований, которые мы связываем с существованием и функционированием в пределах Еты-Пуровского месторождения сложной закрытой гидрогеологической системы. Более детального изучения требуют гидрогеотермические условия, процессы и продукты взаимодействия в системе «вода — порода» в пределах месторождения. Подземные воды здесь подверглись полному циклу метаморфизации состава и находятся на данном этапе развития водонапорной системы в относительно стабильном состоянии, благоприятном для сохранения залежей углеводородов.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. — 225 с.
2. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 117–122.
3. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды Севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 224 с.
4. Бешенцев В. А., Капов М. И. Процессы техногенеза подземных вод на Еты-Пуровском нефтегазовом месторождении // Горные ведомости. — 2012. — № 3. — С. 26–37.
5. 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.
6. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Надым-Пурской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона // Горные ведомости. — 2017. — № 1. — С. 40–50.

Сведения об авторах

Бешентев 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

Сабанина Ирина Геннадьевна, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89129228129, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Гудкова Ангелина Аркадьевна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89097416675

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

Sabanina I. G., Senior Researcher, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, phone 89129228129, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Gudkova A. A., Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89097416675

УДК 551.2; 539.3

ТЕХНОГЕННОЕ ВЛИЯНИЕ РАЗРАБОТКИ КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СОВРЕМЕННЫЕ ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ANTHROPOGENIC INFLUENCE OF THE KOMSOMOLSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD ON MODERN DEFORMATION PROCESSES

Ю. В. Васильев, Д. А. Мисюрев, А. В. Филатов

Yu. V. Vasilev, D. A. Misyurev, A. V. Filatov

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта, г. Калининград

Ключевые слова: современные деформационные процессы; геодинамический мониторинг; радарная интерферометрия; мюльда оседания земной поверхности; промышленная безопасность; зона геодинамического риска

Key words: modern deformation processes; geodynamic monitoring; radar interferometry; subsidence trough of the earth's surface; industrial safety; geodynamic risk zone

Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, открыто в 1966 году и введено в разработку в 1993 году. По величине начальных извлекаемых запасов нефти и свободного газа Комсомольское месторождение является уникальным, по геологическому строению — очень сложным.

Промышленная нефтегазоносность Комсомольского месторождения связана с меловым нефтегазоносным комплексом. В настоящее время добыча углеводородного сырья ведется в интервале глубин 930–2 600 м. Верхняя залежь — газовая, средняя — газовая с нефтяной оторочкой, нижняя — нефтяная с газовой шапкой.

На месторождении два недропользователя: ООО «Газпром добыча Ноябрьск» осуществляет отбор газа из продуктивного пласта ПК₁ (сеноман); ООО «РН-Пурнефтегаз» осуществляет добычу нефти и конденсата.

На территории восточного купола месторождения расположены основные технологические сооружения нефтегазовых промыслов: установка комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимная насосная станция (ДНС), введено в эксплуатацию 18 кустов на добычу сеноманского газа, осуществляется разработка нефти по 139 эксплуатационным скважинам.