

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВОЙ КОМПЛЕКСНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В статье приведена характеристика подземной гидросферы в визейских терригенных отложениях, вмещающих залежи высоковязких нефтей и каменных углей. Рассмотрены условия возможного техногенного загрязнения вод нижнекаменноугольного комплекса при будущей разработке месторождений углеводородов. В статью предложены виды исследований для превентивного эколого-гидрогеологического мониторинга.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, каменноугольные отложения, подземные воды, рассолы, экология, мониторинг.

Нижнекаменноугольные отложения на границе Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода содержат залежи высоковязкой нефти и углей (Ларочкина, 2008; Минерально-сырьевая база Республики Татарстан, 2008; Мухаметшин, 2006; Хасанов, Ларочкина, 2013; Хисамов и др., 2009а), которые, в основном, приурочены к предвизейским врезам, образованным при денудации карбонатной платформы, сформировавшейся здесь в конце турнейского века (Геология Татарстана, 2003). Врезы заполнены визейской терригенной толщей, сложенной песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углистыми аргиллитами с прослоями углей, достигшими каменноугольной стадии метаморфизма. Основные залежи нефти и углей сосредоточены в бобриковском горизонте, который представляет собой фрагмент своеобразного пояса массового захоронения наземной и морской органики, в дальнейшем превращенной в уголь и нефть (Марковский, 1963). Наличие крупных скоплений разнотипного углеводородного сырья в визейских отложениях требует применения принципиально иных подходов для их более полного и эффективного освоения, в том числе и с применением методов подземной разработки угольных пластов (Сунгатуллин и др., 2012). В связи с этим особую актуальность приобретают экологические вопросы, требующие анализа характера подземной гидросферы в пределах врез.

Зона весьма затрудненного (затрудненного) водообмена включает водоносные комплексы осадочного чехла, залегающие ниже верейского водоупора (московский ярус). В данной зоне выделяется водоупорный локально слабодоносный нижнекаменноугольный терригенный комплекс, который включает бобриковский водоносный горизонт. Средняя мощность комплекса в области развития визейских врез в приграничных областях Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины составляет 25-100 м, а мощность песчаных коллекторов достигает 12 м (Хисамов и др., 2009б). Пористость песчаников составляет 8-20 %, их проницаемость – 100-500 мд. Производительность скважин зависит от мощности и свойств песчаных пластов и изменяется от 18-22 м³/сут. (при динамических уровнях на глубине 200-400 м) до 856 м³/сут. Статический уровень вод комплекса находится на абсолютных отметках 18-50 м. Пластовое давление составляет 10-23 МПа, рН вод – 4,8-8,0.

Воды нижнекаменноугольного терригенного комплекса представлены рассолами хлоридного натриевого состава с минерализацией 150-304 г/л. Зона хлоридных вод начинается с глубин 800 м и соответствует нормальной природной гидрогеохимической зональности (Гидрогеологические исследования..., 2007), для которой характерны высокие коэффициенты корреляции между компонентами химического состава и общими показателями вод (минерализация, плотность). Так, коэффициент Cl/Vг снижается с ростом глубины и минерализации, отношение Na/Cl варьирует в пределах 0,6-0,99. В целом, зона характеризуется проявлениями начальной метаморфизации рассолов.

Для комплекса характерны чрезвычайно медленные движения латеральных водных потоков, определяемые в основном современными структурно-тектоническими особенностями. Местное питание осуществляется за счет последовательных перетоков вод сверху вниз в пределах сводовых поднятий и восходящих потоков в прогибах и впадинах. В условиях восстановительной геохимической обстановки, большого содержания сероводорода (до 150 мг/л) и преимущественно щелочных условий происходит накопление в водах хлоридов и натрия. В газовой составляющей вод преобладают азот и метан, на участках нефтяных залежей присутствует аммоний (до 100-200 мг/л).

Проведенный нами анализ литературных данных состава рассолов из залежей высоковязких нефтей в бобриковском горизонте Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (Табл.) позволяет сделать следующие выводы.

1. Средняя минерализация рассолов Мелекесской впадины составляет 213 г/л, тогда как воды Южно-Татарского свода более соленые в среднем на 30 г/л. Это связано, по видимому, с более "застойным" природным режимом в пределах Южно-Татарского свода, на что указывает и повышенное содержание здесь хлор-иона. Наиболее высокая концентрация солей отмечается для Бавлинского и Контузлинского месторождений.

2. Плотность вод в Мелекесской впадине и на Южно-Татарском своде в целом одинаковая и в среднем составляет 1,16 г/см³. Наиболее высокая плотность вод характерна для Контузлинского месторождения 1,175 г/см³, наименьшая – для Южно-Ромашкинской площади и Степно-

зерского месторождения (1,144 г/см³).

3. Значения гидрохимического коэффициента Na/Cl варьируют в незначительных пределах (0,68-0,83), составляя в среднем 0,77.

4. В водах Нурлатского месторождения отмечается высокое содержание сероводорода 158,2 мг/л.

5. Влияние залежей нефти на гидрохимические параметры рассолов (сульфат-ион, содержание углерода, фенолов и др.) сказывается на расстоянии 500-700 м.

6. Воды бобриковского горизонта могут быть использованы как гидроминеральное сырье для извлечения брома (250-540 мг/л), бора (20-30 мг/л), йода (5-9 мг/л) и в бальнеологии (лечебные ванны).

Основные залежи нефти Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, когда объем добычи попутных рассолов превышает объем добываемой нефти в 8-10 раз. Известно, что эксплуатация нефтяных месторождений обычно приводят к засолению пресных подземных вод верхней части литосферы "снизу" (Питьева и др., 2006). Так, нефтедобыча и нефтепромысловые сооружения на юго-востоке Татарстана за 50 лет привели к существенным изменениям подземной гидросферы (Гидрогеологические исследования..., 2007, Хисамов и др., 2009б и др.). Последние связаны с преобразованиями природных гидрогеологических условий в техногенно-природные за счет замещения выкачиваемой нефти водой, усиления водообмена, образования новых областей питания, формирования и разгрузки новых водоносных горизонтов, смешения вод, изменения уровней, скорости движения, температуры подземных вод и перестройки их химического состава.

Вблизи земной поверхности на нефтепромыслах существует трубопроводная инфраструктура (нефте- и газопроводы, водоводы), насосные станции, товарные парки, установки подготовки нефти и воды, которые приво-

дят обычно за счет аварий к повышению минерализации подземных вод "сверху" (Питьева и др., 2006). Как было установлено (Гидрогеологические исследования..., 2007), преобладающим источником техногенного загрязнения подземной гидросферы в нефтедобывающих районах Татарстана являются именно поверхностные объекты, а вклад в общее загрязнение подземных вод глубинных источников загрязнения (разведочные и эксплуатационные скважины) для территории республики оценивается в 10-15 %.

За счет восходящего и нисходящего водообменов в областях нефтедобычи формируются специфические вертикальные цилиндрические столбообразные гидрогеологические аномалии, которые по мере разработки месторождения обычно расширяют свои границы в пространстве (Сунгатуллин, 2010). Соответственно трем стадиям разработки нефтяного месторождения (начальная, основная, завершающая) происходит развитие в пространстве времени и водоносного техногенного ареала. Если при начальной стадии техногенные процессы мало влияют на подземные воды, то при максимальной добыче (основная стадия) происходят существенные изменения химического облика подземной гидросферы. При завершении разработки месторождения наступает стадия устойчивого состояния, которая отвечает уже техногенно-преобразованной гидросфере. После отработки залежи углеводородов промысел полностью может быть репрофилирован на добычу минеральных и промышленных подземных вод. Необходимо учитывать, что хлориды и сульфаты относятся к очень стойким соединениям: время их распада составляет десятки и сотни лет. Анализ современного состояния техногенно-преобразованных подземных вод с позиций возможностей их самоочищения показал, что по многим веществам происходит необратимая трансформация химического состава подземных вод. Отсюда следует, что техногенная гидросфера может существовать с

Месторождение (площадь)	Количество проб	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Минерализация	Na/Cl
Южно-Татарский свод									
Ромашкинское (Абдрахмановская)	5	150,6	0,74	0,07	12,84	4,2	75,3	243,5	0,76
Ромашкинское (Южно-Ромашкинская)	5	143,8	0,35	0,12	12,02	3,86	72,3	232,2	0,77
Ромашкинское (Ташлиирская)	5	142,2	0,68	0,12	8,38	3,26	70,6	231,6	0,83
Ромашкинское (Чишминская)	2	148,4	1,04	0,18	11,25	3,66	77	241,5	0,8
Ново-Елховское (Акташская)	1	141	0,9	0	8,8	3,1	76	230	0,83
Ново-Елховское (Федотовская)	1	146	1,0	0,12	13,3	4,7	71	236	0,75
Ново-Елховское (Елховская)	1	145	1,0	0,07	9,4	2,96	78	236	0,83
Бавлинское	5	166,5	0,21	0,17	22,22	4,44	74,3	267,6	0,68
Сабанчинское	5	159,0	0,19	0,08	18,07	4,91	73,2	255,4	0,71
Итого для Южно-Татарского свода	30	151,3	0,53	0,11	14,1	4,04	73,6	244,6	0,76
Мелекесская впадина									
Нурлатское	5	135,2	0,82	0,13	12,0	3,43	67,8	219,6	0,76
Степноозерское	6	125,8	0,65	0,15	9,3	3,37	65,6	205	н.д.
Вишнево-Полянское	6	123,3	1,55	0,13	9,48	2,75	64,7	201,7	0,8
Бурейкинское	5	126,2	2,03	0,21	13,24	5,24	57,7	204,6	0,7
Пионерское	6	120,2	1,0	0,13	10,25	2,99	61,2	196	0,78
Сунчелевское	3	145,7	0,3	0,13	10,53	3,83	75,4	236	0,8
Енорускинское	4	146,3	1,12	0,16	10,76	3,45	76,6	238,3	0,8
Контузлинское	1	165	0,09	0,16	12,6	3,72	85,69	267,3	0,8
Итого для Мелекесской впадины	36	130,8	1,08	0,15	10,77	3,53	66,52	212,9	0,77
Всего для месторождений	66	140,1	0,83	0,13	12,28	3,76	69,74	227,3	0,77

Таблица. Средний химический состав рассолов бобриковского горизонта в месторождениях высоковязкой нефти Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины, г/л. Используются данные (Хисамов и др., 2009б).

постоянным трансформированным химическим составом достаточно большой временной отрезок даже при ликвидации техногенного источника, повлиявшего на изменение состава природных вод.

Нахождение рассматриваемых в работе залежей нефти и месторождений угля вблизи промышленных объектов и населенных пунктов, а также применение для их добычи преимущественно методов теплового воздействия на пласт (Дияшев, 2012; Ибатуллин и др., 2013; Сунгатуллин и др., 2012) требуют большого внимания к обеспечению экологической безопасности населения и биоты в целом. Мониторинговые эколого-гидрогеологические исследования подземной гидросферы в областях настоящей или будущей добычи высоковязких нефтей должны включать следующие виды работ в скважинах: а) режимные гидрохимические и гидродинамические наблюдения; б) моделирование условий переноса загрязняющих компонентов подземными водами; в) опытно-миграционные работы; г) изотопные методы для датирования возраста подземных вод; д) геотермические наблюдения (особенно при тепловых методах разработки); е) фильтрационное опробование с применением специальных индикаторов (например, меченых жидкостей) с целью контроля распределения фильтрационных потоков в залежах; ж) геофизический мониторинг.

С учетом вышесказанного, основной акцент в эколого-гидрогеологическом мониторинге нижнекаменноугольного терригенного комплекса должен быть сделан на гидродинамические, миграционные и геотермические условия. Так, проведенные в последние годы исследования на некоторых месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Базаревская и др., 2011; Некрасов, Габнасыров, 2010) показали, что существование или отсутствие гидродинамической связи между залежами нефти в визейских и турнейских отложениях решается отдельно для каждого объекта, т. к. продуктивные пласты характеризуются высокой степенью неоднородности, резкой изменчивостью литологических характеристик и коллекторских свойств. Поэтому подземные воды, являясь самой динамичной и быстро техногенно-трансформируемой геологической средой, должны явиться центральным элементом постоянно-действующей модели при разработке каждого месторождения высоковязких нефтей.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №12-05-97028

Литература

- Базаревская В.Г., Тарасова Т.И., Тимергалеева Р.Р., Галимова Г.С., Преснякова О.В. Анализ гидродинамической связи при разработке антиклинальных стратиграфических залежей. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 7. С. 12-14.
- Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.; Изд-во ГЕОС. 2003. 402 с.
- Гидрогеологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан. под ред. А. И. Короткова, В. К. Учаева. Казань: Изд-во НПО "Репер". 2007. 300 с.
- Дияшев Р.Н. Комплекс исследований для обоснования применения тепловых методов разработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей карбона. *Георесурсы*. 2012. № 3. С. 14-20.
- Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Исследование эффективности применения высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой и битуминозной нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 1. С. 62-64.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: Изд-во ООО "ПФ "Гарт". 2008. 210 с.

Марковский Н.И. Закономерность распространения нефти и газа в нижнем карбоне на востоке Русской платформы. *Советская геология*. 1963. № 6. С. 78-93.

Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. науч. ред. Р. С. Хисамов. Казань: Изд-во "Фэн". 2006. 320 с.

Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформмарк. 2006. 80 с.

Некрасов А.С., Габнасыров А.В. Обоснование гидродинамической связи между бобриковской и турнейской залежами нефти Ярино-Каменоложского месторождения. Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь: Перм. ун-т. 2010. С. 115-117.

Питьева К.Е., Гоман А.В., Серебряков А.О. Геохимия подземных вод в условиях освоения нефтегазовых месторождений. Астрахань; Астраханский университет. 2006. 223 с.

Сунгатуллин Р.Х. Влияние техногенеза на формирование современных кор выветривания и водоносных ареалов. *Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология*. 2010. № 6. С. 494-502.

Сунгатуллин Р.Х., Хасанов Р.Р., Сунгатуллина Г.М. Нетрадиционные технологии отработки углеводородного сырья в Татарстане: экологический аспект. *Георесурсы*. 2012. № 2 (44). С. 46-49.

Хасанов Р.Р., Ларочкина И.А. Условия залегания и способы освоения нефтяных и угольных пластов в предвизейских депрессиях Волго-Уральской провинции. *Нефтяное хозяйство*. 2013. №1. С. 36-39.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.К., Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ. 2009 (а). 159 с.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.К., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань: Изд-во "Фэн". 2009 (б). 254 с.

R.Kh. Sungatullin, R.R. Khassanov. Groundwater of Lower Carboniferous Deposits of Tatarstan at the Prospect of an Integrated Development of Hydrocarbon Fields

The article describes characteristics of the subsurface hydrosphere in Visean terrigenous sediments enclosing deposits of high-viscosity oil and hard coal. The conditions for a possible man-made pollution of the Lower Carboniferous complex waters in the future development of hydrocarbon fields are analyzed. The article suggests types of research for preventive environmental and hydrogeological monitoring.

Keywords: high-viscosity oil, coal formations, groundwater, salt brines, ecology, monitoring.

Рафаэль Харисович Сунгатуллин

Доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Научные интересы: геозкология, гидрогеология, геохимия, методология наук о Земле.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 292-85-77. E-mail: Rafael.Sungatullin@kpfu.ru

Ринат Радикович Хасанов

Доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Научные интересы: месторождения углей, геохимия.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 292-52-60. E-mail: Rinat.Khassanov@kpfu.ru