

ХАРАКТЕР И ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (НА ПРИМЕРЕ ТАТАРСТАНА)

Р. Х. Мусин, З. Г. Калкаманова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Rustam.Musin@kpfu.ru

It is considered hydrogeoeological conditions of the oil region of Tatarstan. The significant transformation of the ground water in the upper part of the section was shown. Authors offer to the use of temporary concentration gradients for determine the dynamics of transformation of the ground water, and to use deep concentration gradients for identify the conditions of the formation of groundwater.

В Татарстане разведано более 100 нефтяных месторождений, крупнейшие из которых – Ромашкинское, Ново-Елховское и Бавлинское – расположены в Восточно-Закамском регионе Республики, в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы. Разработка этих объектов начата в 1950-х гг., с 1960-х гг. она ведется с использованием систем поддержки пластового давления. Более чем 50-ти летняя эксплуатация крупных нефтяных объектов привела к существенной трансформации гидрогеоэкологических условий верхней части гидрогеологического разреза за счет интенсивного загрязнения зоны пресных подземных вод (ПВ) попутными нефтяными водами, минерализация которых может достигать 250-300 г/л [3, 4]. К началу 1970-х годов было выявлено, что данное загрязнение происходит, в первую очередь, из-за разливов нефти и попутных рассолов, а одной из главных причин разливов и утечек является коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Количество ежегодно ликвидируемых порывов на промысловых трубопроводах в различные периоды освоения месторождений варьировало от 4 до 17 тысяч. Максимальное же их количество приходилось на середину 1980-х годов, когда были зафиксированы наивысшие концентрации хлоридов и других контаминантов в речных водах. В период наиболее интенсивной добычи нефти – 1970–1980-е гг. – ежегодные потери попутно добываемых рассолов на поверхности в результате разливов, аварийных порывов и скрытых утечек составляли не менее 4–5 млн. м³ [3]. Сегодня даже специалисты ОАО “Татнефть” говорят о региональном характере распространения нефтяного (хлоридного) загрязнения [1].

Верхняя часть разреза нефтяного региона Татарстана представлена комплексами пермских полигенных сульфатно-карбонатно-терригенных и плиоцен-четвертичных терригенных преимущественно аллювиальных отложений [2]. Последние обычно выполняют палео- и современные речные долины, ширина которых редко когда превышает 10 км, а мощность может достигать 210 м. Мощность зоны пресных ПВ обычно не превышает 150-200 м, в разрезе пермских образований она приурочена к отложениям казанского, уржумского и северодвинского ярусов. В данной зоне выделяется ряд водоносных и слабоводоносных комплексов, связанных межпластовым взаимодействием по схеме А. Н. Мятиева. Основными областями питания ПВ являются водораздельные пространства, а разгрузки – речные долины, т.е. верхняя часть разреза Восточно-Закамского региона является областью преимущественного развития междуречных подземных потоков. Наиболее продуктивными элементами разреза являются ниже- и верхнеказанский водоносные комплексы. До середины 1960-х гг. они являлись полем развития ПВ, формирование состава которых контролировалось преимущественно природными факторами и процессами. Природные условия определяют бимодальный характер распределения составов ПВ [6]. С одной стороны, это гидрокарбонатные воды с минерализацией до 0,6 г/л, реже более, и жесткостью (здесь и далее понимается общая жесткость) до 7–8 мг-экв/л; с

другой – гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатные воды с минерализацией до 2–3 г/л и жесткостью до 20–30 мг-экв/л (при наименовании типа воды на последнем месте отражен преобладающий компонент, согласно [8]). В первом случае основным гидрогеохимическим процессом является углекислотное выщелачивание карбонатно-терригенных пород, при этом преобладающий объем маломинерализованных гидрокарбонатных ПВ характеризуется питьевым качеством; во втором – выщелачивание и растворение гипсов, и смешение с водами более глубокой циркуляции в зонах разгрузки в палео- и современных долинах. С конца 1960-х гг. рассмотренный природный гидрогеохимический фон стал нарушаться появлением на уровне казанских и смежных отложений ПВ с долей хлоридов в анионном составе более 20–25 %-экв, с минерализацией до 5–10 г/л и жесткостью до 70–80 мг-экв/л. К 1990–2000-м гг. ПВ с повышенной концентрацией хлоридов в контурах крупных нефтяных месторождений стали пользоваться существенным площадным распространением. При этом в их центральной части ПВ отличаются преимущественно хлоридным и гидрокарбонатно-хлоридным составом с минерализацией до 3–5 г/л и преобладающей жесткостью до 20 мг-экв/л, а краевые зоны месторождений отличаются распространением хлоридно-гидрокарбонатных вод с минерализацией до 1,0–1,5 г/л и жесткостью – 7–12 мг-экв/л [5]. Отмеченное изменение гидрогеохимических условий в верхней части гидрогеологического разреза обусловило почти катастрофическое положение с качеством хозяйственно-питьевого водоснабжения многих населенных пунктов, базирующемся на каптаже подземных вод. Скорее всего, именно этот фактор ответственен за рост заболеваемости местного населения с начала интенсивной разработки нефтяных месторождений [3]. В связи с этим, масштабное загрязнение попутно добываемыми высококонцентрированными рассолами почв, пород зоны аэрации, поверхностных и подземных вод является основной гидрогеоэкологической проблемой нефтегазового комплекса Татарстана [3, 4].

Динамика трансформации гидрогеохимических условий может быть определена разными способами. Одним из них является расчет и анализ градиентов концентраций:

$$gradC = \frac{C_2 - C_1}{t_2 - t_1},$$

где $gradC$ – градиент концентраций (мг/л*год, мг-экв/л*год и т.д.); C_2 и C_1 – частные или средние содержания компонентов (значения параметров) в водах определенных водопунктов или гидрогеологических подразделений, ограниченных определенным способом, на различные отрезки времени; $(t_2 - t_1)$ – интервал времени между этапами гидрогеохимического опробования [5].

На основе этих градиентов возможен расчет времени относительно последнего этапа опробования, через которое подземные воды при существующих природно-техногенных условиях потеряют питьевое качество (содержания отдельных компонентов превысят предельно-допустимые концентрации, если они не были достигнуты на последнем этапе опробования):

$$T = \frac{ПДК - C_2}{gradC},$$

где T – время в годах.

Концентрационные градиенты были определены на основе аналитических данных опробования нижнеказанского водоносного комплекса в Восточно-Закамском регионе в 1960-х гг. (время проведения государственных гидрогеологических съемок масштаба 1:200000) и в 1990-х – начале 2000-х гг. (проведение площадных гидрогеоэкологических исследований). С целью получения наиболее корректной

информации и исключения вариаций состава ПВ, связанных с особенностями их питания, каптажа и некоторыми другими факторами, использовались аналитические данные преимущественно по родникам, опробованным в летнюю межень, равномерно распределенным по площади и расположенным на удалении от населенных пунктов. Разновременный гидрогеохимический материал был подвергнут разносторонней обработке. При этом учитывались флуктуации во времени состава вод одних и тех же водопроявлений, особенности изменения ситуации на площадных гидрогеохимических картах, а также проведен анализ гидрогеохимической информации, осредненной по отдельным водосборным бассейнам. Последние представляют собой относительно изолированные геогидродинамические системы примерно с едиными условиями формирования и движения подземных вод. Границами этих систем являются речные долины и (или) поверхностные водоразделы. По значениям градиентов концентраций и временной характеристике все водосборные бассейны, площади которых обычно не превышают 150-200 км², в пределах нефтяного региона Татарстана можно подразделить на 4 типа (группы) по степени изменения (ухудшения) состава подземных вод казанских отложений (табл. 1).

Таблица 1. Значения параметров “*grad C*” и “*T*” в пределах отдельных водосборных бассейнов нефтяного региона РТ

Водосборные бассейны	Изменения отдельных параметров состава подземных вод					
	Минерализация		Жесткость общая		Хлориды	
	<i>Grad C</i> (мг/л*год)	<i>T</i> (год)	<i>Grad C</i> (мг-экв/л*год)	<i>T</i> (год)	<i>Grad C</i> (мг/л*год)	<i>T</i> (год)
С крайне слабой степенью изменения состава ПВ	0,3-4,0	154-2489	0,001-0,05	18-230	0,1-2,1	130-5040
Со слабой степенью изменения состава ПВ	4,0-14,0	38-150	0,05-0,1	0-15	2,5-6,0	24-128
Со средней степенью изменения состава ПВ	14,0-19,0	0-30	0,1-0,2	0	7,5-13,6	0-13
С высокой степенью изменения состава ПВ	24,0-43,0	0	0,23-0,6	0	14,0-27,5	0

Две последние группы бассейнов маркируют наиболее интенсивно осваиваемые площади указанных нефтяных месторождений. Первые же две – располагаются по периферии и за пределами нефтяных объектов. Полученные результаты позволяют прогнозировать ухудшение качества пресных подземных вод в пределах вводимых в разработку малых нефтяных месторождений, а при получении соответствующих данных и улучшение качества вод на выработанных площадях.

Об особенностях формирования состава ПВ в районах длительных и интенсивных нефтеразработок можно судить и по гидрогеохимическому исследованию водораздельных участков, где проявлена, преимущественно, нисходящая фильтрация (поверхностные водоразделы в Татарстане обычно являются и водоразделами ПВ). Определяющим здесь является взаимодействие литогенной составляющей первоначально с атмосферными осадками, а далее – уже с их трансформированными “дериватами”. В этом случае удобно пользоваться концентрационными градиентами в следующей форме [7]:

$$gradC = \frac{C_2 - C_1}{h_2 - h_1},$$

где *gradC* – градиент концентраций (мг/л*м, мг-экв/л*м и т.д.); *C*₂ и *C*₁ концентрации (значения) компонентов (параметров) в водах на глубинных уровнях, соответственно, *h*₂ и *h*₁ (данные концентрационные градиенты удобно назвать глубинными, а ранее рассмотренные – временными).

Для получения наиболее объективной картины целесообразно выделить концентрационные градиенты на нескольких глубинных уровнях – до 50, 50-100 и более 100 м. Для первого глубинного интервала C_1 отражает характеристики атмосферных осадков, а h_1 равно нулю, для второго и третьего интервалов используются параметры водоносных горизонтов соответствующих глубин. В таблице 2 приводятся некоторые данные по изучению около 50 “водораздельных” скважин, в которых раздельному испытанию и опробованию в стратиграфическом интервале уржумского и казанского ярусов подвергнуты несколько водоносных горизонтов.

Таблица 2. Значения глубинных концентрационных градиентов при вертикальной нисходящей фильтрации в пермских отложениях нефтяного региона Татарстана

Параметры	Глубина залегания, м	Терригенные разрезы		Карбонатно-терригенные разрезы		Разрезы с влиянием нефтеразработок	
		«нормальные»	с гипсом	«нормальные»	с гипсом	«нормальные»	с гипсом
Минерализация	до 50	3,3-7,2	6,3	4,3-7,0	4,6-16,3	11,4-34	6,4-60,5
	50-100	(-1,1)-1,7	4,1-44,9	0,1-2,8	1,6-79,2	(-35)-(-4,4)	(-4)-63,2
	>100	0,1-0,6	1,2-17,6	(-2)-3,9	0,9-14,9	(-28)-17,7	
Жесткость общая	до 50	0,06-0,1	0,1	0,07-0,1	0,1-0,32	0,11-0,51	0,1-0,76
	50-100	(-0,1)-0	0-0,64	(-0,1)-0,1	0-0,84	(-0,7)-0,1	0-0,4
	>100	0,003	(-0,1)-0,1	(-0,03)-0	0,01-1,7	(-0,2)-0,2	
HCO_3^-	до 50	3,6-7,4	до 4,9	4,5-6,8	4,2-5,3	2,5-7,0	0,5-3,8
	50-100	(-1,2)-1,8	(-2,7)-(-1,6)	(-1,1)-2,4	(-4,7)-3,5	0,6-3,7	(-6,4)-0,9
	>100	(-0,8)-0,4	(-1,7)-1,6	(-1,6)-0,1	(-6,6)-(-0,2)	(-11,1)-3,7	
Cl	до 50	0,08-0,26	0,3	0-0,29	0-0,26	4-17,5	0,82-24,5
	50-100	0-0,12	0,12-0,3	0-0,17	0-1,2	(-2,5)-0,9	5,4-6,9
	>100	0,01-0,08	0-1,2	0-0,6	0-1,66	(-2,8)-12,9	
SO_4^{2-}	до 50	0-0,21	1,2	0-0,33	0,9-5,8	0-0,8	1,67-4,7
	50-100	(-0,3)-0,5	3,4-33,6	(-0,1)-0,7	1,1-59,3	(-0,2)-1,1	1,2-43,0
	>100	(-0,1)-0,1	1,7-11,5	(-0,3)-0,2	0,9-112,3	(-1,9)-3	
Ca^{2+}	до 50	0,1-1,22	1,2	0,5-1,1	0,9-4,8	0,94-6,4	0,9-18,0
	50-100	(-1,1)-0,1	0-11,3	(-0,2)-0,5	0-15,1	(-9,3)-0,7	1,64,1
	>100	(-0,1)-0,1	(-0,5)-0,6	(-0,2)-0,1	0-23,4	(-1,6)-5,1	
Mg^{2+}	до 50	0,03-0,94	0,4	0,3-0,95	0,54-0,93	0,8-2,3	0-4,2
	50-100	(-0,2)-1,2	0,8-0,9	(-0,3)-0,3	0-1,53	(-2,4)-0,5	(-1,2)-2,1
	>100	0-0,12	(-0,4)-0,4	(-0,2)-0,05	0,02-18	(-1,2)-0,4	
$(\text{Na}+\text{K})^+$	до 50	0-0,66	0,7	0,13-0,8	0,01-0,6	0,1-6,0	0,8-1,5
	50-100	0-1,0	0,4-2,2	0-1,0	0,3-7,5	(-3,0)-1,1	0,1-12,3
	>100	0,03-0,19	1,5-6,4	0-1,7	0,05-12,1	(-5,6)-2,7	
Сумма анионов	до 50	0,07-0,15	0,12	0,09-0,13	0,09-0,34	0,2-0,62	0,12-0,9
	50-100	0-0,03	0,1-0,7	0-0,05	0,02-1,2	(-0,7)-0,1	0-0,9
	>100	0,004-0,01	0,01-0,25	0-0,05	0,01-0,5	(-0,4)-0,14	

Примечание. Единицы измерения общей жесткости и суммы анионов – мг-экв/л*м, остальных параметров – мг/л*м; значения градиентов для первого глубинного уровня определены с учетом состава атмосферных осадков.

Таким образом:

- техногенный фактор в виде разработки нефтяных месторождений на формирование состава ПВ в верхней части разреза может оказывать влияние, на порядок превышающее роль природных факторов в виде литолого-фациального строения водовмещающего матрикса;
- в долговременном плане скорость увеличения значений отдельных параметров (компонентов) состава первоначально пресных подземных вод за счет влияния

нефтегазодобычу может достигать: по минерализации – 43 мг/л*год, общей жесткости – 0,6 мг-экв/л*год, концентрациям хлоридов – 28 мг/л*год;

- в районах нефтегазодобычи нефтяное (хлоридное) загрязнение может проявляться как сверху (за счет утечек попутных нефтяных вод) и в этом случае максимальные глубинные градиенты минерализации и концентраций хлоридов и др. компонентов отмечаются в самой верхней части разреза, так и снизу (за счет восходящих заколонных перетоков), при этом повышенные значения градиентов фиксируются с глубины 100–120 м; интервал же 50–100 м может являться областью развития наименее минерализованных и жестких ПВ;
- отрицательные значения глубинных концентрационных градиентов связаны в основном с процессами высаливания (выпадением из раствора, прежде всего, гидроокислов железа, алюминия и карбонатов кальция) и сорбции, к которым в контурах нефтяных месторождений добавляется возможность проявления хлоридного загрязнения лишь в самой верхней части разреза;
- основной уровень минерализации ПВ в незагипсованных разрезах вне контуров разрабатываемых нефтяных месторождений складывается уже на самом верхнем 50 м интервале;
- при наличии гипса резкий рост солесодержания ПВ обычно отмечается с глубин 40–70 м, тогда как более верхний интервал является довольно хорошо промытым;
- выявленные значения глубинных концентрационных градиентов и характер их поведения можно использовать и для прогноза гидрогеохимических условий (состава и минерализации ПВ) в областях преобладающей нисходящей фильтрации зоны активного водообмена с известными геологическими условиями, что необходимо, прежде всего, для рационального размещения и обустройства одиночных скважинных питьевых водозаборов и прогнозно-перспективных оценок развития технических и, возможно, минеральных вод с заданными соотношениями макрокомпонентов;
- преобладающие глубинные интервалы развития ПВ питьевого качества в пермских отложениях при слабом проявлении техногенного фактора: 0–150 м – для преимущественно терригенных разрезов; 0–100 м – для карбонатно-терригенных разрезов; 0–50 (70) м – загипсованных разрезов; для участков же интенсивных нефтегазодобыч при отсутствии в разрезе сульфатных пород таким интервалом может быть – 50–100 (120) м.

Список использованной литературы

1. *Всё о гидрогеологии* / Р. С. Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, Р. Л. Ибрагимов, В. А. Покровский; под ред. Р. С. Хисамова. – Казань: Изд-во “ФЭН” АН РТ, 2014. – 351 с.
2. *Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника* / Под ред. Б.В. Бурова. – М.: ГЕОС, 2003. – 402 с.
3. *Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан* / Под ред. А. И. Короткова и В. К. Учаева. – Казань: Изд-во НПО “Рефер”, 2007. – 300 с.
4. *Мусин Р. Х.* О гидрогеоэкологических особенностях и проблемах нефтяного региона Татарстана // *Р.Х. Мусин // Изв. вузов. Геология и разведка.* – 2012. – № 2. – С. 48–53.
5. *Мусин Р. Х.* Техногенные изменения в гидролитосфере Республики Татарстан // *Р. Х. Мусин // Недрапользование XXI век.* – 2013. – № 5. – С. 61–66.
6. *Мусин Р.Х.* Гидрогеологические исследования в нефтяном регионе Татарстана // *Р. Х. Мусин, Р. З. Мусина // Нефть. Газ. Новации.* – 2009. – № 9. – С. 28–38.
7. *Мусин Р.Х.* Вариации и условия формирования состава природных вод в отдельных регионах Татарстана // *Р. Х. Мусин, З. Г. Файзрахманова, К. Р. Загидуллина, Р. З. Мусина // Гидрогеология сегодня и завтра: наука, образование, практика: Материалы междунауч. научн. конф.: Москва, 22–24 мая 2013 г.* – М.: МАКС Пресс, 2013. – С. 334–341.
8. *Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре.* – М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. – 12 с.