

ГЕОХИМИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ОБЛАСТЯХ НЕФТЯНОГО ТЕХНОГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ ТАТАРСТАНА)

Р.Х. Мусин, З.Г. Калкаманова
Казанский федеральный университет, e-mail: Rustam.Musin@kpfu.ru

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 (рис. 1). Разработка этих объектов начата в 1950-х гг., а с 1960-х гг. она ведется с использованием систем поддержки пластового давления [1–2]. Более чем пятидесятилетняя эксплуатация крупных нефтяных объектов привела к существенной трансформации гидрогеоэкологических условий верхней части гидрогеологического разреза за счет интенсивного загрязнения зоны пресных подземных вод попутными нефтяными водами, минерализация которых может достигать 250–300 г/л [3–5]. 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 промышленных 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 разрывов и скрытых утечек составляли не менее 4–5 млн м³ [3]. Сегодня даже специалисты ОАО «Татнефть» говорят о региональном характере распространения нефтяного (хлоридного) загрязнения [6].

Верхняя часть разреза нефтяного региона Татарстана представлена комплексами пермских сульфатно-карбонатно-терригенных и плиоцен-четвертичных терригенных отложений [7]. Пермские отложения отличаются широким спектром фациальных условий формирования – от морских (верхнешельфовых) до континентальных (озерных, аллювиальных и др.). Морские отложения обычно обладают карбонатно-терригенным составом и серой окраской, в некоторых случаях мощности их отдельных прослоев могут достигать 20 м и более. Континентальные отложения в основном представлены песчано-

глинистыми пестроцветными образованиями, с толщиной прослоев, редко превышающей 6–8 м. Важной чертой пермской толщи является ее загипсованность, нарастающая в восточном направлении. Гипсы отмечаются как в виде редких мелких включений, так и отдельных невыдержанных слоев, толщина которых редко превышает 0,5–1 м. Плиоцен-четвертичные отложения представлены песчано-глинистыми породами. Максимальной мощностью (до 210 м) они обладают в палео- и современных речных долинах, ширина их обычно не превышает 10 км.

Преобладающая мощность зоны пресных подземных вод – 150–200 м. В разрезе пермских образований эта зона охватывает отложения казанского, уржумского и северодвинского ярусов. В ней выделяется ряд водоносных и слабоводоносных комплексов, связанных межпластовым взаимодействием по схеме А.Н. Мятиева. Основными областями питания подземных вод 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 нижне- и верхнеказанский водоносные комплексы. До середины 1960-х гг. они являлись полем развития подземных вод, формирование состава которых контролировалось преимущественно природными факторами и процессами. Природные условия определяют бимодальный характер распределения составов подземных вод [8–9]. С одной стороны, это гидрокарбонатные воды с минерализацией, редко превышающей 0,6 г/л, 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 [10]). В первом случае основным гидрогеохимическим процессом является углекислотное выщелачивание карбонатно-терригенных пород, при этом преобладающий объем маломинерализованных гидрокарбонатных подземных вод характеризуется питьевым качеством; во втором – выщелачивание и растворение гипсов, а также 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 из-за появления на уровне казанских и смежных отложений подземных вод 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 гг. подземные воды с повышенной

концентрацией хлоридов в контурах крупных нефтяных месторождений были уже широко распространены (рис. 2). При этом в центральной части месторождений воды отличаются преимущественно хлоридным и гидрокарбонатно-хлоридным составами с минерализацией до 3–5 г/л и преобладающей жесткостью до 20 г-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 [11]. Отмеченное изменение гидрогеохимических условий в верхней части гидрогеологического разреза обусловило почти катастрофическое положение в системе 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 почв, пород зоны аэрации, поверхностных и подземных вод попутно добываемыми высококонцентрированными рассолами является основной гидрогеоэкологической проблемой нефтегазового комплекса Татарстана [3–4].

Вышесказанное определяет высокую актуальность выявления в областях нефтяного техногенеза динамики изменения во времени состава первично пресных подземных вод, а также определенных количественных показателей условий их формирования.

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

$$gradC = \frac{C_2 - C_1}{t_2 - t_1}, \quad (1)$$

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 гидрогеологических подразделений за различные отрезки времени; $(t_2 - t_1)$ – интервал времени между этапами гидрогеохимического опробования [11].

На основе этих градиентов возможен расчет времени, 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):

$$T = \frac{ПДК - C_2}{gradC} , \quad (2)$$

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. (во время проведения государственных гидрогеологических съемок масштаба 1:200000) и в 1990-х – начале 2000-х гг. (при проведении площадных гидрогеоэкологических исследований). С целью получения наиболее корректной информации и исключения вариаций состава подземных вод, 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. Также был 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; рис. 3).

Две последние группы бассейнов маркируют наиболее интенсивно осваиваемые площади указанных нефтяных месторождений. Первые две группы располагаются по периферии и за пределами нефтяных объектов. В долговременном плане скорость увеличения значений отдельных компонентов и параметров состава первоначально пресных подземных вод за счет влияния нефтеразработок может достигать: по минерализации – 43 мг/л*год, общей жесткости – 0,6 мг-экв/л*год, концентрациям хлоридов – 28 мг/л*год. Полученные результаты позволяют прогнозировать ухудшение качества пресных подземных вод в пределах вводимых в разработку малых нефтяных

месторождений, а также (при получении соответствующих данных) и улучшение качества вод – на выработанных площадях.

Таблица 1

Значения параметров “*grad C*” и “*T*” в пределах отдельных водосборных бассейнов нефтяного региона Татарстана

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

Об особенностях формирования состава подземных вод в районах длительных и интенсивных нефтеразработок можно судить и по гидрогеохимическому исследованию водораздельных участков, где проявляется преимущественно нисходящая фильтрация (поверхностные водоразделы в Татарстане обычно и водоразделы подземных вод). Определяющим здесь считается взаимодействие литогенной составляющей первоначально с атмосферными осадками, а далее – уже с их трансформированными «дериватами». В этом случае удобно пользоваться концентрационными градиентами в следующей форме [12]:

$$gradC = \frac{C_2 - C_1}{h_2 - h_1}, \quad (3)$$

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 выделение концентрационных градиентов на нескольких глубинных уровнях: до 50; 50–100; 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.

Восточно-Закамский регион Татарстана относится к зоне достаточного увлажнения, норма осадков здесь ~ 500 мм/год. Осадки характеризуются преимущественно сульфатно-гидрокарбонатным кальциевым и гидрокарбонатно-сульфатным натриево-кальциевым составами; их минерализация – 5–1300 мг/дм³, при ее средней величине – 43 мг/дм³.

В табл. 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. Приведенные значения глубинных концентрационных градиентов довольно информативны. Стоит только подчеркнуть следующие моменты.

– Техногенный фактор в виде разработки нефтяных месторождений может оказывать влияние на формирование состава подземных вод, и это влияние на порядок превышает роль природных факторов в виде литолого-фациальных особенностей строения водовмещающего разреза.

– Основной уровень минерализации подземных вод в незагипсованных разрезах вне контуров разрабатываемых нефтяных месторождений складывается уже в самом верхнем пятидесятиметровом интервале.

– При наличии гипса резкий рост солесодержания подземных вод обычно отмечается с глубин 40–70 м, тогда как более верхний интервал является довольно хорошо промытым.

– В районах нефтеразработок нефтяное (хлоридное) загрязнение может проявляться как сверху – за счет утечек попутных нефтяных вод (и в этом случае максимальные 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). Глубинный же интервал 50–100 м может являться областью развития наименее минерализованных и жестких подземных вод.

– Отрицательные значения концентрационных градиентов связаны в основном с процессами высаливания (выпадения из раствора, прежде всего, гидроокислов железа, алюминия и карбонатов кальция) и сорбции, к которым в контурах нефтяных месторождений добавляются возможные проявления хлоридного загрязнения лишь в самой верхней части разреза.

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 нефтегазразработок	
		«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	0,9-149	(-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	(-25)-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	0,9-6,4	0,9-18,0
	50-100	(-1,1)-0,1	0-11,3	(-0,2)-0,5	0-15,1	(-9,3)-0,7	1,6-4,1
	>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	
(Na+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.

В табл. 2 учтены особенности изменения концентрационных градиентов в связи с разной глубиной залегания водоносных горизонтов, общим характером строения разрезов и с техногенным фактором в виде нефтегазразработок. Для более детальной характеристики этого изменения был проведен корреляционный анализ, в котором дополнительно использовались следующие данные: возраст водовмещающих и перекрывающих пород; мощности опробованных водоносных горизонтов и их «перекрытия»; подробная

литолого-фациальная характеристика этих горизонтов и перекрывающих зон, доля каждой основной литологической разности пород определенной фации (терригенные породы подразделялись на сероцветные (предположительно морские) и красноцветные, континентальные). Карбонатные породы учитывались суммарно, вне зависимости от их положения в серо- или красноцветной частях разреза, дополнительно рассчитывался общий потенциал глинистых пород вне связи с их фациальными особенностями (табл. 3).

Данные табл. 3 также весьма информативны, и они не противоречат основным закономерностям поведения главных компонентов и параметров состава подземных вод в зоне активного водообмена [13]. Значения концентрационных градиентов в большей их части определяются, прежде всего, литологическими особенностями коллекторов подземных вод и влиянием процессов нефтедобычи, меньшую роль играет глубинный фактор. Литолого-фациальные особенности зон перекрытия водоносных горизонтов в случае отсутствия гипса имеют незначительное влияние на концентрационные градиенты, а роль таких параметров как возраст и мощность водовмещающих и перекрывающих их пород сведена практически к нулю. Значимые отрицательные связи градиентов гидрокарбонатов с параметром возраста пород учитывались при оцифровке – каждому стратиграфическому подразделению присваивалось цифровое значение, которое увеличивалось вниз по разрезу; в связи с этим данные отрицательные корреляционные связи определялись и глубиной залегания. Дополнительно необходимо отметить противоположную роль глинистых и карбонатных пород водоносных горизонтов в характере поведения концентрационных градиентов всех рассматриваемых компонентов и интегральных показателей состава подземных вод; а также прямо противоположное поведение градиентов гидрокарбонатов и сульфатов, которое, в первую очередь, определяется глубинным фактором, связано с насыщением подземных вод карбонатами кальция и с возможностью их выпадения в осадок при выщелачивании гипсов.

К основным результатам (дополнительно к вышеотмеченным) относятся следующие.

– В формировании состава пресных подземных вод нефтяного региона Татарстана природные и техногенные факторы играют примерно равную роль.

– Среди природных факторов наибольшее значение имеют литологические особенности водоносных горизонтов в виде соотношения сульфатных, карбонатных и глинистых пород, а также глубина их залегания.

Таблица 3

Корреляционные связи значений градиентов концентраций
основных компонентов состава подземных вод с параметрами
некоторых геолого-гидрогеологических показателей

Геолого-гидрогеологические показатели	Grad М	Grad Ж	Grad HCO ₃ ⁻	Grad Cl ⁻	Grad SO ₄ ²⁻	Grad Ca ²⁺	Grad Mg ²⁺	Grad Na ⁺ +K ⁺	Grad Ани-оны
Глубина кровли	-0,01	-0,16	-0,70	-0,19	0,43	-0,07	-0,31	0,14	-0,11
Глубина подошвы	0,07	-0,07	-0,73	-0,17	0,52	0,03	-0,27	0,12	-0,03
Мощность	0,16	0,23	0,14	0,11	0,05	0,21	0,15	-0,09	0,17
Возраст	-0,03	-0,14	-0,62	0,00	0,21	-0,06	-0,27	0,18	-0,08
Терриг. породы (континент. фации)	-0,03	0,06	0,24	-0,14	-0,02	-0,03	0,15	-0,23	-0,03
Терриг. породы (морские фации)	-0,02	-0,15	-0,45	0,08	0,05	-0,07	-0,21	0,27	-0,05
Глинистые породы	-0,07	-0,22	-0,51	-0,10	0,16	-0,15	-0,24	0,20	-0,13
Карбонатные породы	0,10	0,11	0,05	0,14	0,05	0,14	0,02	0,04	0,12
<i>Глубина кровли</i>	0,07	-0,07	-0,73	-0,17	0,52	0,03	-0,27	0,12	-0,03
<i>Глубина подошвы</i>	-0,03	-0,14	-0,68	-0,23	0,41	-0,06	-0,30	0,02	-0,13
<i>Мощность</i>	-0,23	-0,19	-0,06	-0,19	-0,14	-0,20	-0,14	-0,20	-0,24
<i>Эффективная мощн.</i>	-0,14	-0,17	-0,01	-0,17	-0,08	-0,15	-0,19	0,01	-0,16
<i>Возраст</i>	0,08	-0,01	-0,57	0,07	0,25	0,06	-0,16	0,17	0,03
<i>Терриген. породы (континент. фации)</i>	-0,24	-0,19	0,23	-0,02	-0,44	-0,26	0,00	-0,09	-0,20
<i>Терриген. породы (морские фации)</i>	0,06	0,00	-0,35	-0,05	0,31	0,07	-0,13	0,03	0,01
<i>Глинистые породы</i>	-0,33	-0,46	-0,21	-0,21	-0,22	-0,46	-0,26	0,21	-0,36
<i>Карбонат. породы</i>	0,43	0,43	0,18	0,16	0,35	0,43	0,26	0,11	0,42
Разрезы с влиянием нефтеразработок	0,51	0,53	0,02	0,76	-0,08	0,49	0,45	0,32	0,57
Загипсованные разрезы	0,41	0,29	-0,49	0,10	0,66	0,37	0,01	0,23	0,34

Примечание. В первом столбце начальные 8 параметров характеризуют зону перекрытия водоносных горизонтов (для первого от поверхности водонасыщенного интервала это зона аэрации); следующие 9 параметров, показанные курсивом, относятся непосредственно к водоносным горизонтам. Полужирным шрифтом приведены значимые коэффициенты парной корреляции.

– Выявленные концентрационные градиенты и характер их поведения можно использовать и для прогноза гидрогеохимических условий в верхней части разреза, в областях преобладающей нисходящей фильтрации с известными геоэкологическими условиями, что необходимо 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 подземных вод 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 нефтеразработок при отсутствии в разрезе сульфатных пород таким интервалом может быть 50–100 (120) м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Под ред. Н.Н. Гавуры. В 2 т. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996.
2. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б.* и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан: геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 т. Казань: «ФЭН» АН РТ, 2007.
3. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан / Под ред. А.И. Короткова и В.К. Учаева. Казань: Изд-во НПО «Репер», 2007. 300 с.
4. *Мусин Р.Х., Салихова А.А., Ханафеева А.Р.* О важнейшей гидрогеоэкологической проблеме нефтегазового комплекса Татарстана // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2011. Вып. 2(4). 16 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru>
5. Подземные воды Татарии / Под ред. М.Е. Королева. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1987. 189 с.
6. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А.* Все о гидрогеологии / Под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. 351 с.

7. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / Под ред. Б.В. Булова. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
8. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2013 г. Казань, 2014. URL: <http://eco.tatarstan.ru/rus/gosdoklad/2013.htm>
9. *Мусин Р.Х., Мусина Р.З.* Гидрогеологические исследования в нефтяном регионе Татарстана // Нефть. Газ. Новации. 2009. № 9. С. 28–38.
10. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 12 с.
11. *Мусин Р.Х.* Техногенные изменения в гидrolитосфере Республики Татарстан // Недропользование XXI век. 2013. № 5. С. 61–66.
12. *Мусин Р.Х., Файзрахманова З.Г., Загидуллина К.Р., Мусина Р.З.* Вариации и условия формирования состава природных вод в отдельных регионах Татарстана // Гидрогеология сегодня и завтра: наука, образование, практика: Материалы междунар. науч. конф. М.: МАКС Пресс, 2013. С. 334–341.
13. *Шварцев С.Л.* Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М.: Недра, 1998. 354 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

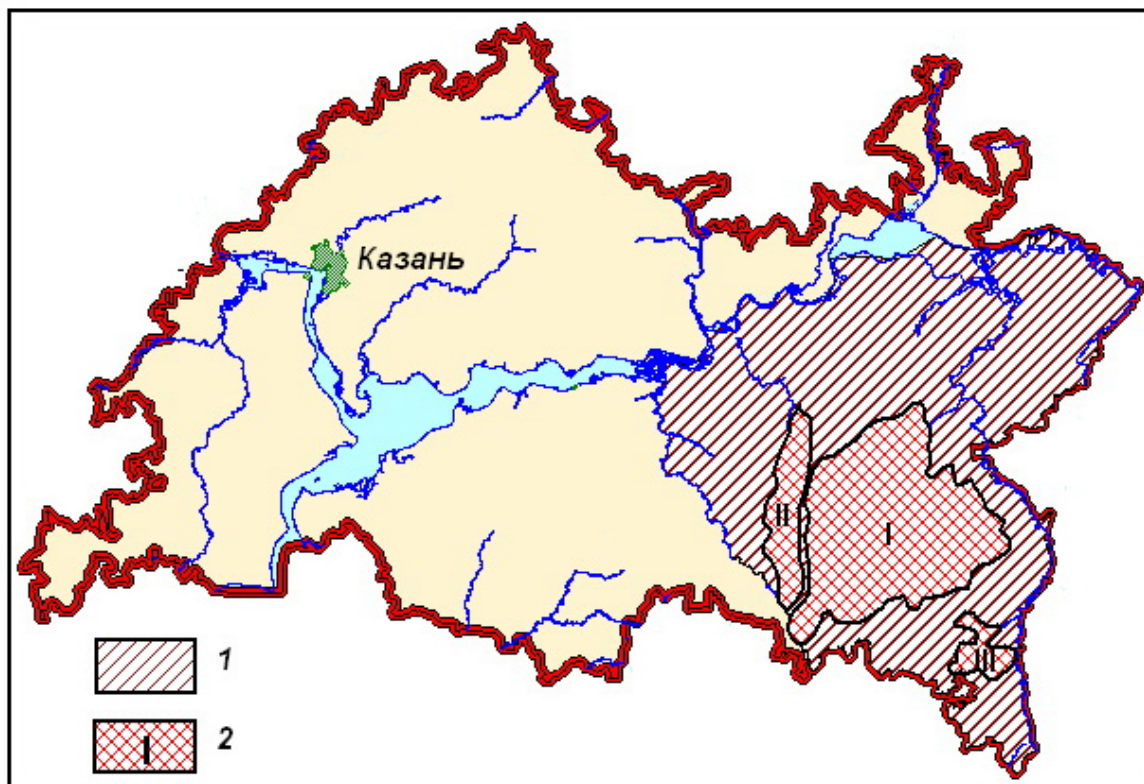


Рис. 1. Расположение Восточно-Закамского региона и крупных нефтяных месторождений в пределах Татарстана: 1 – Восточно-Закамский регион (площадь ~20 тыс. км²); 2 – площади нефтяных месторождений и их номера: I – Ромашкинское, II – Ново-Елховское, III – Бавлинское

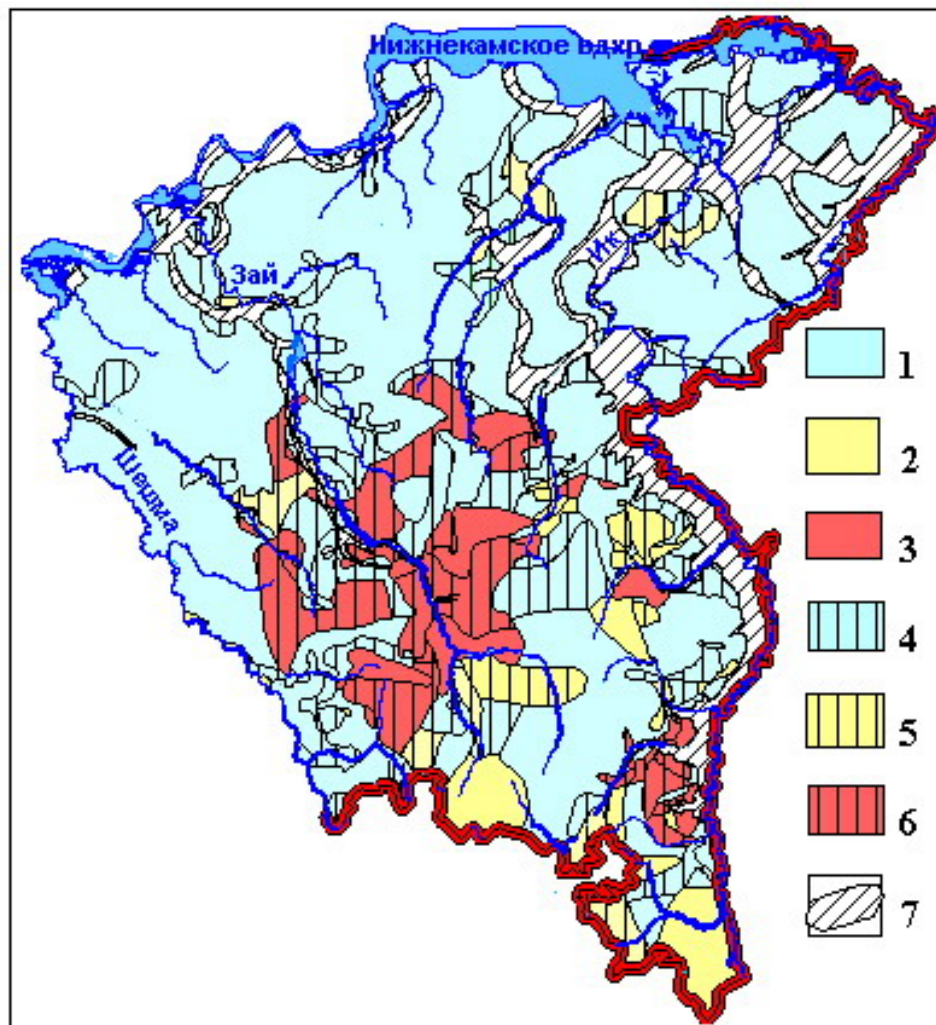


Рис. 2. Схематическая гидрогеохимическая карта нижнеказанского водоносного комплекса в Восточно-Закамском регионе Татарстана: 1–6 – типы вод по анионному составу: 1 – гидрокарбонатный; 2 – сульфатный; 3 – хлоридный; 4–6 – смешанный (4 – с преобладанием гидрокарбонат-иона, 5 – с преобладанием сульфат-иона, 6 – с преобладанием хлорид-иона); 7 – зоны отсутствия нижнеказанского комплекса

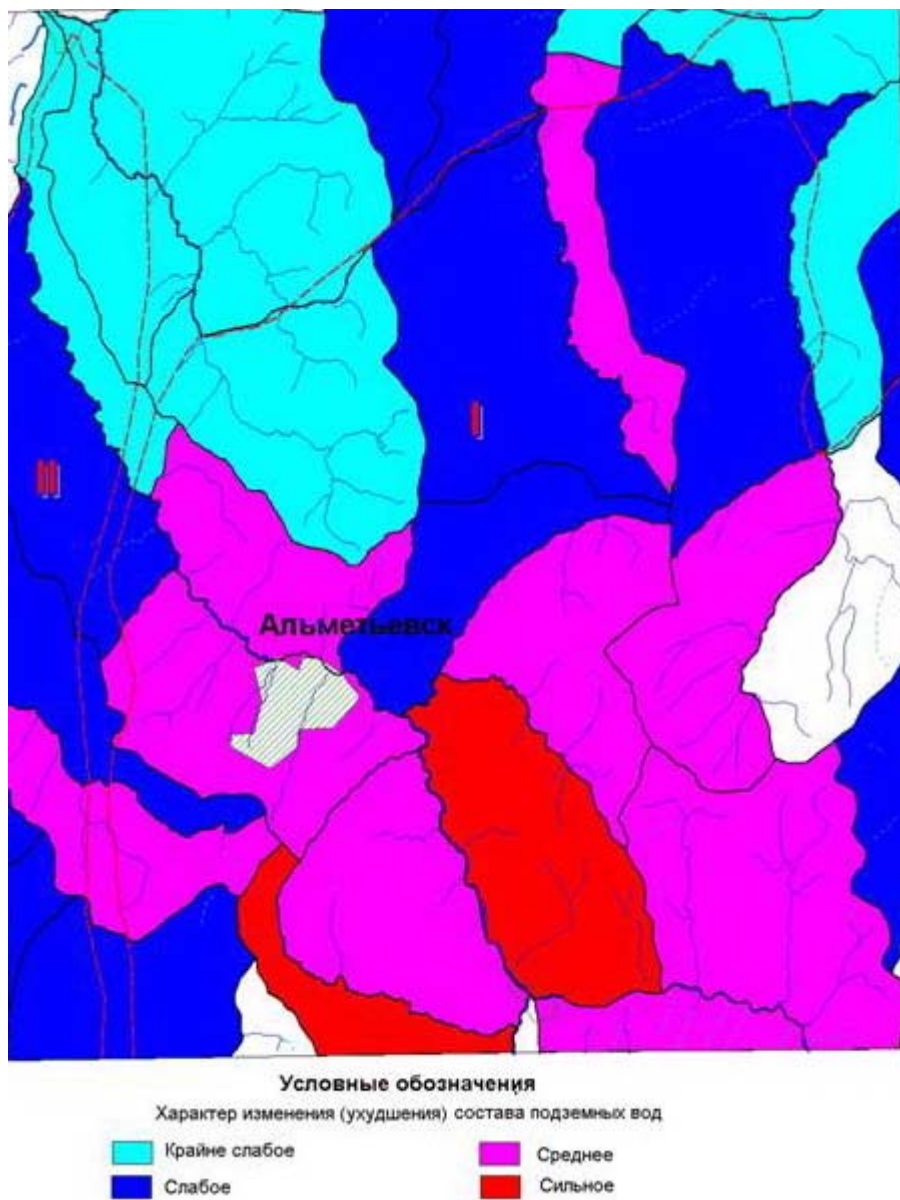


Рис. 3. Распределение водосборных бассейнов с различной степенью изменения состава подземных вод нижнеказанского комплекса в центральной части нефтяного региона Татарстана (пунктирной линией показаны контуры Ромашкинского (I) и Ново-Елховского (II) нефтяных месторождений)