
Научная статья

УДК 556.388

DOI: 10.31084/2619-0087/2022-3-11

МОНИТОРИНГ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ТЕХНОГЕНЕЗА

Р. Ф. Абдрахманов, А. О. Полева

*Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН,
450077, г. Уфа, ул. К. Маркса, 16/2, hydro@ufaras.ru*

В статье рассматриваются процессы, происходящие в подземных водах в районах разработки нефтяных месторождений Южного Предуралья. На основе комплексных многолетних исследований, проведенных авторами, показаны изменения, происходящие в верхнем и нижнем гидрогеохимических этажах. Особое внимание уделено выяснению причин и источников загрязнения пресных подземных вод, для чего был применен гелиевый метод исследований. Описаны процессы, происходящие в породах под прудами-накопителями. Выявлена тесная корреляционная связь между минерализацией подземных вод и количеством осадков в регионе. Показано, что восстановление гидрогеохимических условий в породах происходит спустя более 50 лет после прекращения поступления в них загрязнения.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, техногенез, Южное Предуралье, загрязнение подземных вод, гидрогеохимическая зональность, мониторинг, гелиевый метод, охрана подземных вод

Благодарности: Работы выполнены по теме FMRS-2022–0013

Original article

GROUNDWATER MONITORING IN AREAS OF OIL-PRODUCING TECHNOGENESIS

R. F. Abdrakhmanov, A. O. Poleva

*Institute of Geology — Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences,
K. Marx St., 16/2, Ufa, Russia, 450077, hydro@ufaras.ru*

The article deals with the processes occurring in regions with oil fields in the Southern Cis-Urals. Based on comprehensive long-term studies conducted by the authors, the changes occurring in the upper and lower hydrogeochemical floors are shown. Special attention is paid to finding out the causes and sources of pollution of fresh groundwater, for which the helium research method was used. The processes occurring in rocks under storage ponds are described. A close correlation was revealed between the mineralization of groundwater and the amount of precipitation in the region. It is shown that the restoration of hydrogeochemical conditions in the rocks occurs more than 50 years after the cessation of contamination in them.

Keywords: oil fields, technogenesis, Southern Cis-Urals, groundwater pollution, hydrogeochemical zoning, monitoring, helium method, groundwater protection

Acknowledgements: the work was carried out within the framework of the Theme No. FMRS-2022–0013

Для цитирования: Абдрахманов Р. Ф., Полева А. О. Мониторинг подземных вод в районах нефтедобывающего техногенеза // Геологический вестник. 2022. № 3. С. 128–145. DOI: 10.31084/2619-0087/2022-3-11

For citation: Abdrakhmanov R. F., Poleva A. O. (2022) Groundwater monitoring in areas of oil-producing technogenesis. *Geologicheskii vestnik*. 2022. No. 3. P. 128–145. DOI: 10.31084/2619-0087/2022-3-11

© Абдрахманов Р. Ф., Полева А. О., 2022

Введение

Гидрогеохимическое значение нефтедобывающего техногенеза становится серьезной экологической проблемой для многих регионов России [Абдрахманов, 1991, 1993, 2005; Крайнов и др., 2012; Тютюнова, 1987 и др.]. Проблема нефтедобывающего техногенеза рассматривается нами на примере территории Башкирского Предуралья, одного из старейших регионов добычи нефти («Второго Баку»), охватывающего Южное Предуралье и южную часть Среднего Предуралья. По состоянию на 01.01.2020 на рассматриваемой территории числятся 213 месторождений (рис. 1) нефти и газа [Госдоклад, 2021]. В Предуралье нефтяные и газовые месторождения развиты в породах среднего — верхнего девона и нижнего карбона.

Объекты исследований

В осадочном чехле бассейна выделяются два гидрогеохимических этажа, соответствующие гидрогеодинамическим этажам (табл. 1).

За время длительной эволюции рассматриваемого осадочного бассейна (более 1.5 млрд. лет), под влиянием природных факторов, в нем сформировались два гидрогеохимических этажа: верхний, мощностью 300–400 м, с преобладанием в нем инфильтрогенных кислородно-азотных вод

с минерализацией до 10–12 г/дм³ в зонах активного и затрудненного водообмена и нижний, в котором наблюдаются преимущественно высоконапорные хлоридные рассолы с минерализацией до 250–300 г/дм³. Содержание водорастворенных газов (H₂S, CO₂, CH₄, N₂) свидетельствует об обстановках весьма затрудненного водообмена и квазистационарного режима недр. В пределах этажей по химическому составу и степени минерализации выделяются зоны — гидрокарбонатная, сульфатная, сульфатно-хлоридная и хлоридная.

При разработке нефтяных месторождений, подземная гидросфера, наряду с природными процессами, испытывает большое антропогенное воздействие. Техногенная трансформация подземной гидросферы особенно велика на месторождениях, эксплуатирующихся в течение 60–70 лет, которые уже давно прошли депрессионный этап разработки и в настоящее время обладают репрессионным гидрогеодинамическим режимом. Кардинальные изменения термодинамического и гидрогеохимического режимов произошли в пределах как *нижнего, так и верхнего этажей* [Абдрахманов, 1991; 1993, 2005].

Этажи	ГД					ГЗ				ГХ					T°С P, ат
	Зоны	H, м	v, м/год	t, 10 ⁶ лет	Генезис вод	Зоны	Газо-содержание, см ³ /л	$\frac{Ar \times 100}{N_2}$	He / Ar	Зоны	Подзоны	M, г/л	pH	Eh, мВ	
Верхний	Интенсивного водообмена	50–250	n10 ³ –10n	10 ⁻⁵ –10 ⁻³	Инфильтративный	O ₂ –N ₂	15–50	> 1,2	< 0,4	HCO ₃	Mg–Ca	0,3–1,0	6,7–8,5	+100...+650	4–10 1–50
	Затрудненного водообмена	50–350	n	10 ⁻³ –10 ⁻¹							Na	0,5–1,7	7,3–8,5	+100...+300	
Нижний	Весьма затрудненного водообмена				Инфильтративно-седиментационный	H ₂ S–N ₂	50–800	0,3–1,0	0,4–3	SO ₄	Mg–Ca	1–3	7,3–8,4	+250...–150	
											Na	1,5–20	7,4–8,8		
	Застойного режима	300–5000	n10 ⁻³ –10 ⁻⁵	150–500	Седиментационный	H ₂ S–CO ₂ –N ₂ –CH ₄	250–1500	0,15–0,5	3–15	SO ₄ –Cl	Ca–Na	5–36	6,7–7,5	+100...–180	10–35 50–180
				N ₂ –CH ₄	Mg	300–390				5,4–7,0	–100...–430				
					Na	36–320									
									Cl	Na–Ca	200–330	5,9–7,3	–100...–300	35–150 180–500	

Таблица 1 Сопоставление гидрогеодинамической (ГД), гидрогеохимической (ГХ) и газовой (ГЗ) зональностей Волго-Уральского бассейна [Попов, 1985]

Table 1 Comparison of hydrogeodynamic (ГД), hydrogeochemical (ГХ) and gas (ГЗ) zonality of the Volga-Ural basin [Popov, 1985]

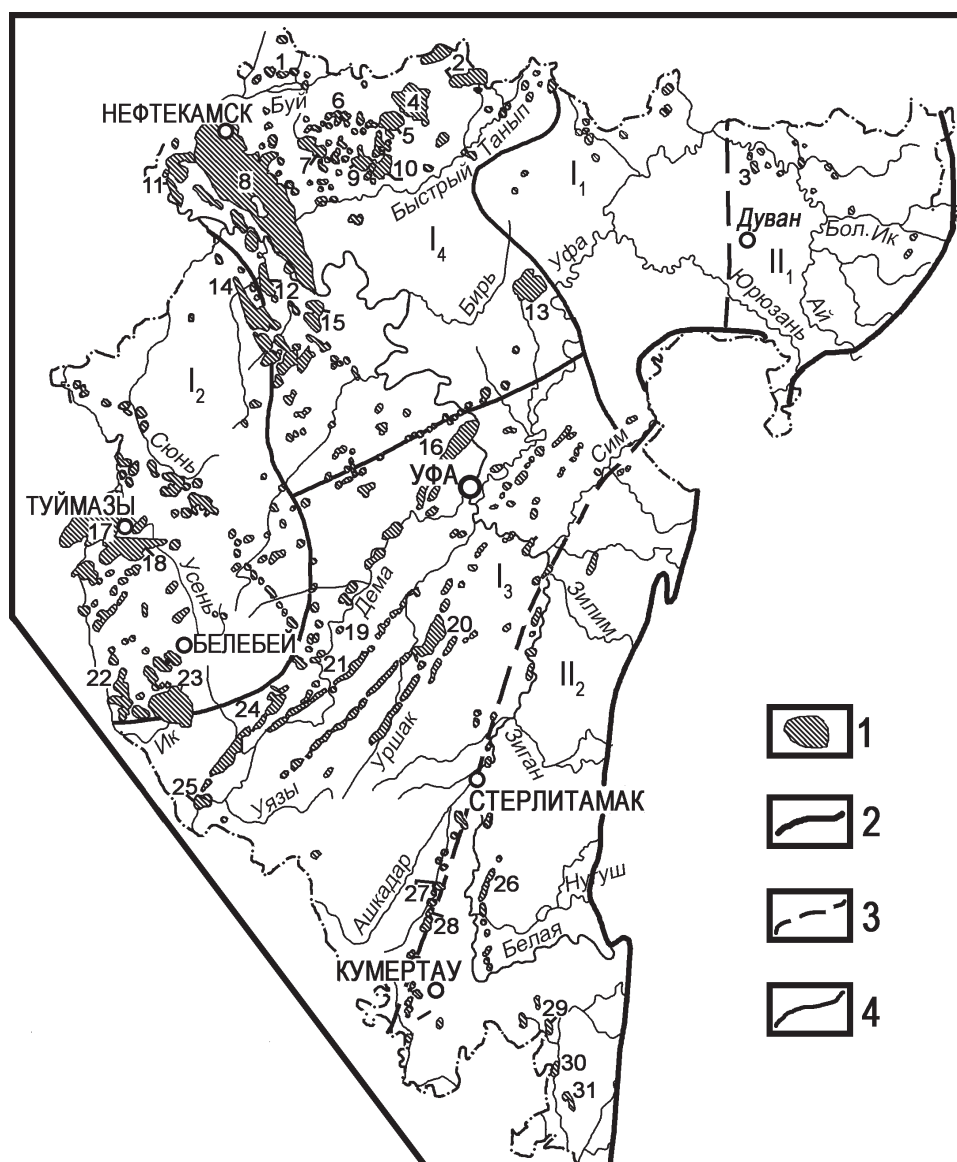


Рис. 1. Нефтяные месторождения Башкирского Предуралья [Геолого-экономическая карта РБ, 2002]

Условные обозначения: 1 — месторождения: 1 — Войдяинское, 2 — Татышлинское, 3 — Метелинское, 4 — Югомашевское, 5 — Четырманское, 6 — Игровское, 7 — Орьебашское, 8 — Арланское, 9 — Кузбаевское, 10 — Бураевское, 11 — Саузбашевское, 12 — Менеузовское, 13 — Кушкульское, 14 — Манчаровское, 15 — Баймурзинское, 16 — Сергеевское, 17 — Туймазинское, 18 — Серафимовское, 19 — Давлекановское, 20 — Уршакское, 21 — Раевское, 22 — Знаменское, 23 — Шкаповское, 24 — Сатаевское, 25 — Демское, 26 — Ишимбайское, 27 — Введенское, 28 — Староказанковское, 29 — Саратовское, 30 — Исимовское, 31 — Беркутовское. 2–4 — границы тектонических структур: 2 — граница первого порядка между Волго-Уральским артезианским бассейном (АБ) и Уральской гидрогеологической складчатой областью; 3 — границы между гидрогеологическими структурами второго порядка Волго-Камским АБ (I) и Предуральским АБ (II); 4 — границы между тектоническими структурами третьего порядка: Волго-Камского: I₁ — Пермско-Башкирский свод, I₂ — Татарский свод, I₃ — юго-восточный склон Русской плиты, I₄ — Бирская и Верхне-Камская впадины II — Предуральского: II₁ — Юрюзано-Сылвинский, II₂ — Бельский

Fig. 1. Oil fields of the Bashkir Cis-Urals [Geological and economic map of the Republic of Bashkortostan, 2002]

Legend: 1 — deposits: 1 — Voyadinskoye, 2 — Tatyshlinskoye, 3 — Metelinskoye, 4 — Yugomashevskoye, 5 — Chetyrmanskoye, 6 — Igrovskoye, 7 — Oryebashskoye, 8 — Arlanskoye, 9 — Kuzbaevskoye, 10 — Buraevskoye, 11 — Sauzbashevskoye, 12 — Meneuzovskoye, 13 — Kushkulsckoye, 14 — Mancharovskoye, 15 — Baymurzinskoye, 16 — Sergeevskoye, 17 — Tuimazinskoye, 18 — Serafimovskoye, 19 — Davlekanovskoye, 20 — Urshakskoye, 21 — Raevskoye, 22 — Znamenskoye, 23 — Shkapovskoye, 24 — Sataevskoye, 25 — Demskoye, 26 — Ishimbaiskoye, 27 — Vvedenovskoye, 28 — Starokazankovskoye, 29 — Saratovskoye, 30 — Isimovskoye, 31 — Berkutovskoye. 2–4 — boundaries of tectonic structures: 2 — first-order boundary between the Volga-Ural artesian basin (AB) and the Ural hydrogeological folded area; 3 — boundaries between hydrogeological structures of the second order Volga-Kama AB (I) and Cis-Ural AB (II); 4 — boundaries between tectonic structures of the third order: Volga-Kama: I₁ — Permian-Bashkir arch, I₂ — Tatar arch, I₃ — southeastern slope of the Russian plate, I₄ — Birska and Upper Kama depressions II — Cis-Ural: II₁ — Yuryuzano-Sylvinsky, II₂ — Belsky

Методы исследований

Выполненный нами многолетний мониторинг включает в себя большой комплекс натуральных и экспериментальных исследований. Изучался общий ионно-солевой, микрокомпонентный и газовый состав подземных вод, анализировались водорастворимый и поглощенный комплексы почв и горных пород, их минералогический и гранулометрический составы. Индикаторным методом изучалась скорость движения подземных вод в зонах нагнетания флюидов в нефтеносных пластах. Для оценки защищенности пресных подземных вод впервые применен гелиевый метод для определения источников и путей поступления нефтепромысловых рассолов в зону активного водообмена «снизу» и «сверху».

Систематизация подземных вод по химическому составу произведена на базе классификации Алекина — Посохова [Алекин, 1970]. В соответствии с ней, при соблюдении неравенства $rCl < rNa$, выделяются тип I (гидрокарбонатный натриевый или содовый) с соотношением $rHCO_3 > rCa + rMg$ и тип II (сульфатный натриевый) с соотношением $rHCO_3 < rCa + rMg$. В случае, когда $rCl > rNa$, выделяются тип IIIа (хлормагниевый) с соотношением $rCl < rNa + rMg$ и тип IIIб (хлоркальциевый) с соотношением $rCl > rNa + rMg$. Если в воде концентрация HCO_3 равна нулю, то она относится к типу IV. Наименование водам дается по преобладающим анионам и катионам в порядке их возрастания. Преобладающими считаются ионы, содержащиеся в количестве 20% и более при условии, что сумма анионов и катионов равна 100% в отдельности.

Гидрогеохимические особенности нижней зоны. В начальный период эксплуатации месторождений отбор флюидов вызывает снижение пластовых давлений в нижнем этаже на 5–15 МПа относительно начальных (рис. 2). На нефтяных месторождениях (Арланское, Туймазинское, Шкаповское и др) образовались депрессионные воронки площадью до 1000 км². В дальнейшем происходит обратный процесс. За счет нагнетания больших объемов пресных, нефтепромысловых, а на некоторых месторождениях жидких промышленных стоков первоначальные пластовые давления в продуктивных слоях восстанавливаются, а затем могут и превышать нормальные на 1–4 МПа и более. Гидрогеодинамическое влияние в проницаемых и литологически выдержанных пластах обнаруживается на расстоянии до 10–20 км.

Натурные исследования Арланского и Туймазинского месторождений показали, что в зонах нагнетания резко возросли скорости движений подземных вод. Для изучения миграции жидкости в породах нами был применен индикаторный метод. В нагнетаемую в пласт воду добавляют трассирующие вещества — соединения радикального типа. В дальнейшем эти вещества определяются в воде добывающих скважин методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Выбор индикаторов этого типа обусловлен отсутствием их аналогов в природных условиях, хорошей растворимостью, биохимической инертностью, высокой чувствительностью регистрации методом ЭПР-спектроскопий и пр. [Абдрахманов, Попов, 1990].

На Арланском нефтяном месторождении исследовались процессы фильтрации в терриген-

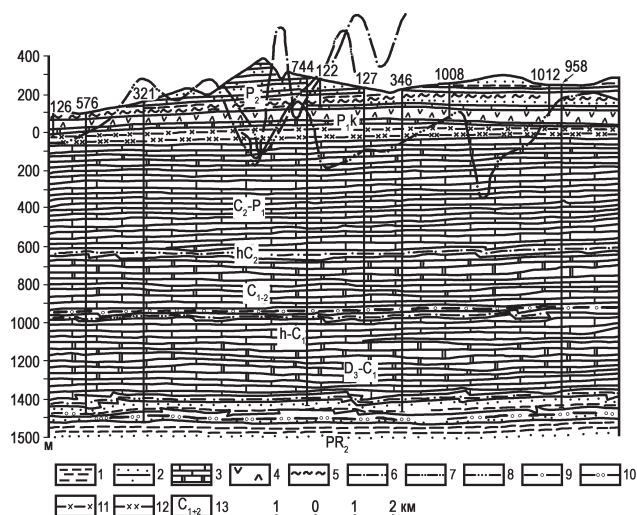


Рис. 2. Изменение пластовых давлений в результате разработки Туймазинского нефтяного месторождения [Абдрахманов, 1993]

Условные обозначения: 1–4 — литологический состав: 1 — глины, аргиллиты, 2 — песчаники, алевролиты, 3 — известняки, доломиты, 4 — гипсы, ангидриты; 5 — подошва зоны пресных вод; 6–8 — современный пьезометрический уровень: 6 — по пласту C₁, 7 — по пласту D_{1+II}; 9–10 — линия ВНК: 9 — по пласту C₁, 10 — по пласту D_{1+II}; 11–12 — начальный; 11 — по пласту C₁, 12 — по пласту D_{1+II}; 13 — индекс гидрогеологического комплекса.

Fig. 2. Change in reservoir pressures as a result of development of the Tuymazinsky oil field [Abdrakhmanov, 1993]

Legend: 1–4 — lithological composition: 1 — clays, mudstones, 2 — sandstones, siltstones, 3 — limestones, dolomites, 4 — gypsums, anhydrites; 5 — bottom of the fresh water zone; 6–8 — modern piezometric level: 6 — along the C₁ layer, 7 — along the D_{1+II} layer; 9–10 — line of the outer contour of water-oil contact: 9 — along the C₁ layer, 10 — along the D_{1+II} layer; 11–12 — initial; 11 — for the C₁ layer, 12 — for the D_{1+II} layer; 13 — index of the hydrogeological complex.

ных нижнекаменноугольных отложениях с пористостью 22% и проницаемостью 0.83 мкм². Закачка в нагнетательную скважину индикатора хлоргидрата триацетонамина в количестве 15.4 кг осуществлялась агрегатом ЦА-320 после предварительного растворения его в 3 м³ воды. Отбор проб из добывающих скважин проводился ежедневно на протяжении 9 месяцев. Характеристика пласта и скорости движения жидкости в нем приведены в табл. 2.

На Туймазинском месторождении нагнетание индикатора производилось в пашийский горизонт верхнего девона, песчаники которого обладают пористостью от 20.3 до 28% при проницаемости 0.45–0.67 мкм². Анализ данных проведенного эксперимента свидетельствует о более высоких скоростях миграции воды в этом горизонте (см. табл. 2).

Как показали исследования с применением индикаторного метода на других месторождениях, диапазон скоростей движения нагнетаемых вод может составлять от n до $n \cdot 10^2$ м/сут. К примеру, на Ромашкинском нефтяном месторождении, где в качестве трассера был использован тритий,

скорости миграции воды в пластах терригенного девона составляли 5–16.5 м/сут [Хегай, Ракутин, 1968]. По некоторым данным [Афанасьева и др., 1975] эти скорости могут достигать 1.8 км/сут. Следует отметить, что в условиях фильтрационной анизотропности пород, гидродинамические параметры, определенные с помощью индикаторов, характеризуют высокопроницаемые прослои пластов.

В зонах нагнетания пресных вод для поддержания пластового давления существенные изменения гидрогеохимических показателей произошли в нижнем этаже. Здесь происходит снижение, иногда вплоть до полного опреснения, минерализации пластовых инфильтрационно-седиментогенных рассолов. Во многих случаях активизируются биохимические процессы, в азотнометановых газах генерируется сероводород, а в некоторых в призабойных зонах и стволах скважин происходит выпадение гипса, что хорошо показывают наши наблюдения. Изменения состава пластовых рассолов одного из месторождений моноклинального склона платформы (Сергеевская площадь — скв. 742, интервал перфорации 2000.6,

Таблица 2 Результаты геофильтрационных исследований Арланского и Туймазинского месторождений
Table 2 Results of geofiltration studies of the Arlanskoye and Tuimazinskoye fields

№ скважины	Расстояние до нагнетательной скважины, м	Мощность пласта, м	Приемистость (дебит), м ³ /сут	Скорость движения, м/сут
Арланское месторождение				
1169 н*	—	4.4	100	—
6124 д	425	4.8	20	13
6126 д	500	3.2	12	14
6127 д	375	4.8	25	58
6128 д	525	4.2	10	58
7555 д	450	3.6	8	90
Туймазинское месторождение				
2701 н	—	11	500	—
719 д	230	7.2	301	200
1602 д	200	9.0	159	100
1603 д	185	11.8	179	150
1529 д	550	13.8	364	450
1471 д	525	11.8	290	430
1497 д	575	6.8	418	150
1601 д	575	9.6	67	450

*Индексом «н» обозначена нагнетательная скважина, «д» — добывающая.

*Index «n» denotes an injection well, «d» — a production well.

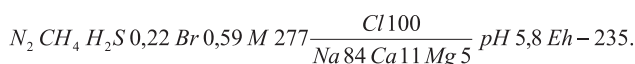
пласт Д₁+Д₂) в результате закачки пресных вод приведены в табл. 3.

На этом месторождении для заводнения закачиваются пресные воды озера Кумлы-Куль, минерализация которых составляет 0.4 г/дм³. Минерализация пластовых рассолов до начала его интенсивной эксплуатации была 250–270 г/дм³. По данным анализа воды из самоизливающейся скважины № 90, расположенной в 2 км от нагнетательной скважины концентрация солей 228 г/дм³. После закачки пресных вод концентрация солей в пластовых водах снизилась до 49–3.7 г/дм³ (см. табл. 3). Тип воды за все это время оставался постоянным (ШБ). Величина гNa/гCl составляет 0.51–0.57, произошло увеличение pH от 5.5 до 7.5.

Аналогичные изменения происходят и на других месторождениях, где для поддержания пластового давления используются пресные воды. На Бондюжском месторождении в результате

закачки воды р. Кама минерализация пластовых вод понижалась до 80–8 г/дм³, а показатели pH и Eh поднимались соответственно до 6.7–7.0 и +60–(+100) мВ [Гютюнова, 1987].

Закачка пресных вод на Туймазинском, Арланском, Куединском, Краснокамском и других месторождениях вызвала среди водорастворенных азотно-метановых газов появление сульфидов до 200 мг/дм³ и более. Состав воды:



Концентрации брома и йода определены соответственно в 589 и 11.8 мг/дм³. Рассол относится к Ишимбайскому типу.

Разработка нефтяных месторождений с применением пресных вод для поддержания пластового давления приводит также к разрушению месторождений минеральных промышленных вод.

Таблица 3 Изменение минерализации и химического состава пластовых рассолов (скв. 742, Сергеевская площадь, интервал перфорации 2000.6, пласт Д₁+Д₂)
Table 3 Changes in mineralization and chemical composition of formation brines (well 742, Sergeevskaya area, perforation interval 2000.6, layer D1+D2)

Дата отбора пробы*	Сумма ионов, г/дм ³	Главные ионы, мг/дм ³ , % экв.						pH
		HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	
27.06.1975	49.4	97.6	80.2	30496	6593	729.6	11380	7.0
		0	0	100	37	7	56	
22.11.1976	15.5	134.0	293	9220	2204	121.6	3540	6.0
		0.8	2.3	96.9	40.1	3.7	56.2	
06.06.1977	8.3	128.0	154.0	4822	1122	136.2	1901	7.5
		1.5	2.3	96.2	37.4	7.5	55.1	
25.05.1979	3.7	134.2	176.8	2128	800	243.2	135.9	7.0
		3.3	5.5	91.2	60.6	30.4	9.0	
27.02.1982	26.4	195	1817	12482	2888	872	8110.9	6.0
		0.8	9.6	89.6	25.3	12.6	62.1	
26.04.1983	11.4	305.0	31.3	6851	1400	243.2	2377	6.3
		2.5	0.3	97.2	36.2	10.3	53.5	
15.02.1985	5.5	67.0	83.0	3426	1000	243.2	708.1	5.5
		1.1	1.7	97.2	49.2	19.9	30.6	
12.02.1987	7.5	292.8	44.0	4342	800.0	121.6	1878	6.0
		3.8	0.7	95.5	30.3	1.6	62.1	
17.06.1987	14.5	305.0	60.0	8596	2400	10.0	3090	5.5
		2.0	0.5	97.5	47.0	0.3	52.7	
29.10.1987	19.1	268.0	60.0	11701	2399	486.4	4219	6.0
		1.3	0.4	98.3	34.9	11.7	53.4	
16.07.1988	21.0	134	304	12825	2198	486.4	4092	6.0
		0.6	1.7	97.7	42.3	10.6	47.1	

*Более поздние данные в связи с приватизацией нефтедобывающей отрасли привести не представляется возможным.

*It is not possible to provide more recent data due to the privatization of the oil industry.

Происходит снижение концентрации микроэлементов (мг/дм³): брома — от 2287–1450 до 150–50, йода — от 34.6–29 до 4.2 (иногда до 1.0), лития — от 21.5–14 до 2.1–1.7, стронция — от 880–780 до 120 (иногда 50) и др.

Гидрогеохимические особенности верхней зоны. В Башкирском Предуралье, где разрабатываются сильно обводненные (до 80–95%) нефтяные месторождения, на поверхность извлекаются и транспортируются (часто на значительные расстояния) агрессивные хлоридные рассолы. Технические причины, к которым относятся порывы водоводов, утечки из прудов-накопителей и др., часто становятся причиной проникновения этих рассолов в горизонты пресных подземных вод и смешения с последними.

Под влиянием пластовых рассолов, попадающих в верхние водоносные горизонты происходит

смена ионно-солевого состава подземных вод, появляются новые, ранее не встречавшиеся геохимические типы вод, минерализация их возрастает до 10–20 г/дм³ (см. табл. 3). Воды становятся Cl-Na и Cl-Ca-Na типа IIIa (хлормagneйного) и IIIб (хлоркальциевого). В солевом составе вод появляются NaCl, CaCl₂, и MgCl₂ (рис. 3). На один-три порядка возрастают концентрации микроэлементов (мг/дм³): брома — 0.5–66.5, йода — 0.7–2.2, бора — 0.5–2.85, стронция — 1.0–8.5, лития — 0.03–0.75. Содержание O₂ снижается (от 8–10 до 0.1–0.5 г/дм³), в связи с чем значение Eh уменьшается до –340 мВ, а pH — до 6.2.

Под влиянием смешения маломинерализованных вод неоген-четвертичных отложений с пластовыми рассолами карбона-девона происходит формирование вод казанских отложений. Этот процесс имеет линейный характер [Огильви, 1925].

Таблица 4 Химический состав и гелиеиность вод активного водообмена районов нефтяных месторождений Предуралья

Table 4 Chemical composition and helium content of waters of active water exchange in the regions of oil fields in the Cis-Urals

№ пробы	Месторождение, водопункт, водовмещающие породы	M, г/дм ³	Главные ионы, мг/дм ³ , % экв						$\frac{Br}{Sr}$, мг/дм ³	He·10 ⁻⁵ , мл/л	pH, Eh мВ	Индекс состава воды
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				
1	Шкаповское, ист., известняки, P ₂ kz	2.05	213.5	1176	106.5	366.7	120.4	64.4	1.17 –	24.0	6.9 –95	S _{MgCa} IIIб
			11.3	79.0	9.7	59.0	31.9	9.1				
2	Шкаповское, ист., известняки, P ₂ kz	5.15	226	1241	1968	928	142.0	649.0	11.9 4.4	4.6	7.4 1230	Cl _{CaNa} IIIб
			4.4	30.3	65.3	53.8	13.6	32.6				
3	Шкаповское, ист., песчаники, P ₂ kz	10.39	201.0	1277	5301	1603	280	1726	43.9 16.0	4.6	7.2 +35	Cl _{CaNa} IIIб
			1.8	14.8	83.4	45.0	12.9	42.1				
4	Туймазинское, ист., песчаники, P ₁ ц	4.71	250.0	433.0	2464	832.0	306	426.6	6.1 20.8	4.6	6.9 +280	Cl _{NaMgCa} IIIб
			5.0	11.0	84.0	48.8	29.6	21.6				
5	Туймазинское, ист., известняки, P ₂ kz	18.63	311.0	520	10851	2403	462.0	4079	66.5 85.0	4.6	6.6 +70	Cl _{CaNa} IIIб
			1.6	3.4	95.0	35.8	11.4	52.8				
6	Манчаровское, скв. гл. 2.5 м, пески, N ₂ ak	0.70	527.0	10.6	1.8	76.2	38.9	45.0	—	4.6	7.2 –	C _{NaMgCa} I
			97.9	2.5	0.6	42.7	36.0	21.3				
7	Манчаровское, скв. гл. 5.3 м, суглинки, N ₂ ak	13.40	149.5	186.7	8295	2325	522.9	1873	13.9 5.4	4.6	7.2 –	Cl _{CaNa} IIIб
			1.0	1.6	97.4	48.3	17.9	33.8				
8	Арланское, скв. гл. 9.5 м, пески, aQ	8.58	51.8	2817	2769	513.0	161.7	2269	—	141.7	7.45 –30	SCl _{Na} II
			0.6	42.7	56.7	18.6	9.7	71.7				

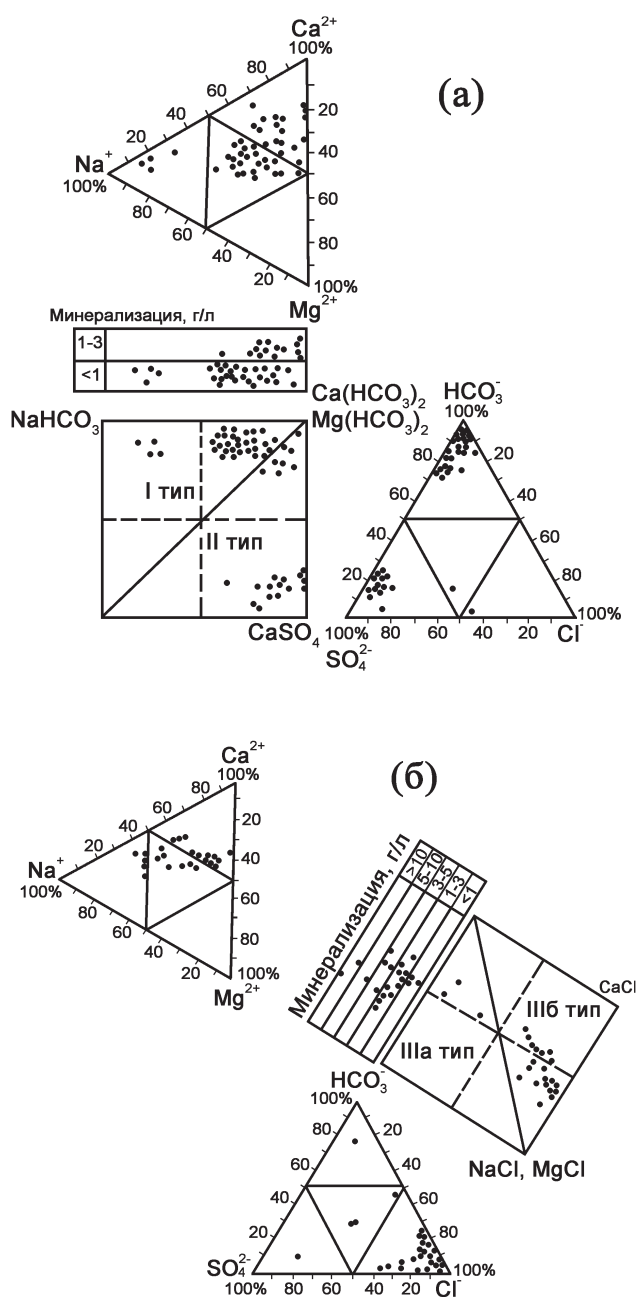


Рис. 3. Графики химического состава вод казанских отложений за контуром нефтяных месторождений (а) и внутри контура (б) [Абдрахманов, 1993]

Fig. 3. Graphs of the chemical composition of the waters of Kazan deposits outside the contour of oil fields (a) and inside the contour (б) [Abdrakhmanov, 1993]

В серии промежуточных вод верхнепермских отложений с минерализацией 2.5–10 г/дм³ доля рассолов глубинного происхождения не превышает. 1–3%. Этот факт подтверждает, что верхняя гидрогеохимическая зона сильно уязвима. При ее загрязнении даже небольшим количеством рассолов, попадающим в пресные воды, последние становятся непригодны для хозяйственно-питьевого использования.

Наблюдение за химическим составом и минерализацией подземных вод на Туймазинском и Шкаповском месторождениях по результатам опробования источников проводится нами с 1974 г. (более 50 лет). На рисунках 4, 5 приводятся графики химического состава и минерализации подземных вод источников на этих месторождениях. Из графиков видно, что после начала разработки месторождений произошло резкое увеличение минерализации природных вод (на Шкаповском месторождении до 10.4–14.6 г/дм³, на Туймазинском до 17.5–28.1 г/дм³). В 80–90 годы XX в., в результате принятых правительством природоохранных мер, поступление загрязняющих веществ в подземные воды уменьшилось, и гидрохимическая обстановка подземных вод стала нормализоваться. Результаты наблюдений последнего отрезка времени (2014–2021 гг.), особенно на Шкаповском месторождении, показали некоторое увеличение минерализации подземных вод. Проведенный нами корреляционный анализ выявил тесную связь изменения общей минерализации, химического состава подземных вод зоны активного водообмена с количеством атмосферных осадков в исследуемом регионе (по данным метеостанции Аксаково) (рис. 6, 7). Общая минерализация воды в источниках обратно пропорциональна количеству выпадающих осадков. Эта связь свидетельствует о том, что проникновение нефтепромысловых рассолов в горизонты пресных вод здесь происходит конвективно-фильтрационным путем, главным образом через зону аэрации.

Кроме рассолов, для интенсификации нефтеотдачи пластов, на нефтяных месторождениях применяют различные химические реагенты: кислоты, щелочи, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и др. Особые физико-химические свойства ПАВ (хорошая растворимость в воде, капиллярная активность, пенообразующая, диспергирующая и другие способности) обладают высокой способностью мигрировать через почвогрунты, тем самым создавая опасность для геологической

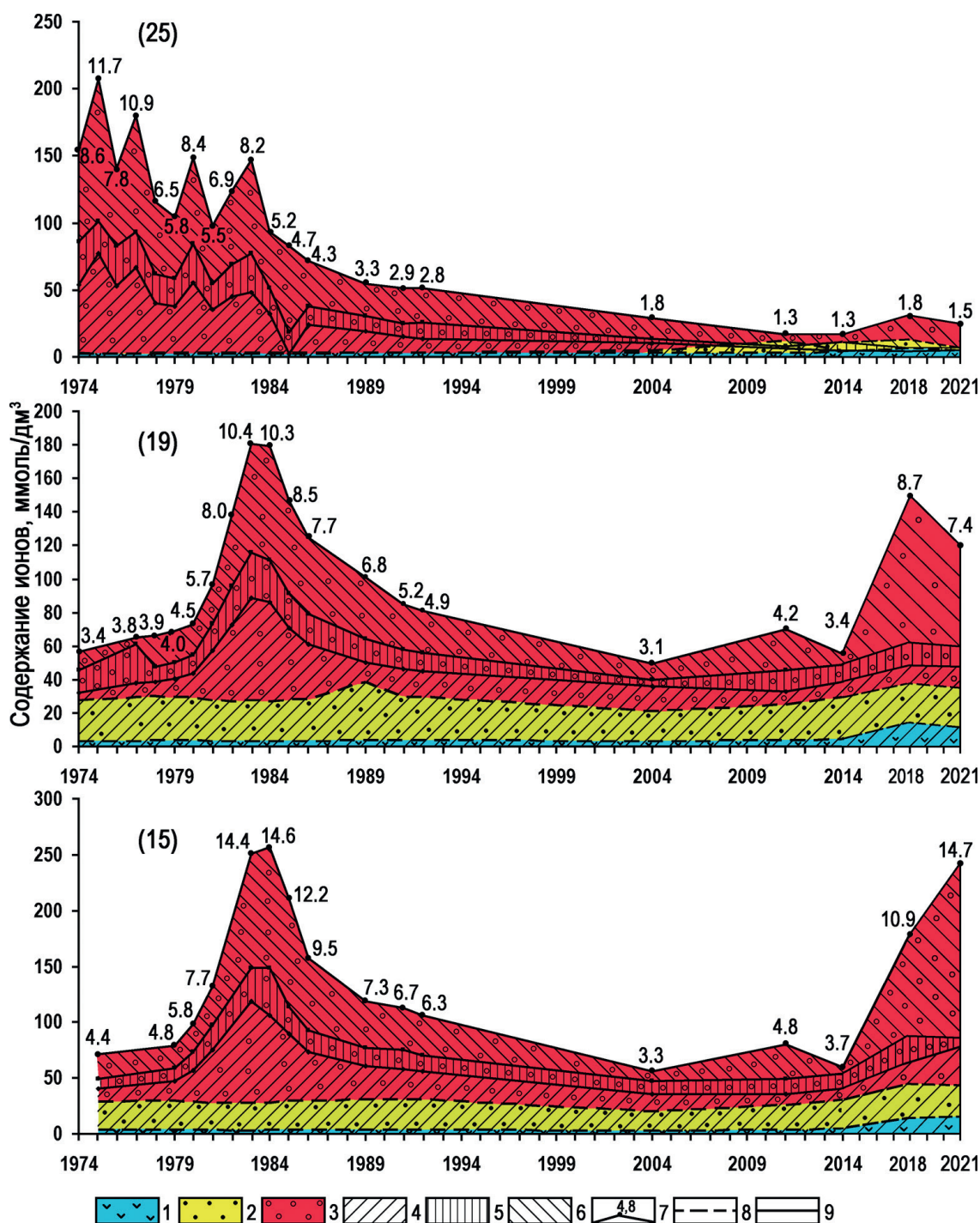


Рис. 4. Мониторинг химического состава и минерализации подземных вод в зоне влияния Шкаповского нефтяного месторождения

Условные обозначения: 1–6 — ионы: 1 — гидрокарбонатный, 2 — сульфатный, 3 — хлоридный, 4 — кальциевый, 5 — магниевый, 6 — натриевый и калиевый; 7 — минерализация (г/дм³); 8–9 — гидрогеохимические границы: 8 — анионного состава, 9 — катионного состава. В скобках номера наблюдаемых источников.

Fig. 4. Monitoring of the chemical composition and mineralization of groundwater in the zone of influence of the Shkapovskoye oil field

Legend: 1–6 — ions: 1 — bicarbonate, 2 — sulfate, 3 — chloride, 4 — calcium, 5 — magnesium, 6 — sodium and potassium; 7 — mineralization (g/dm³); 8–9 — hydrogeochemical boundaries: 8 — anionic composition, 9 — cationic composition. Numbers of observed sources in brackets.

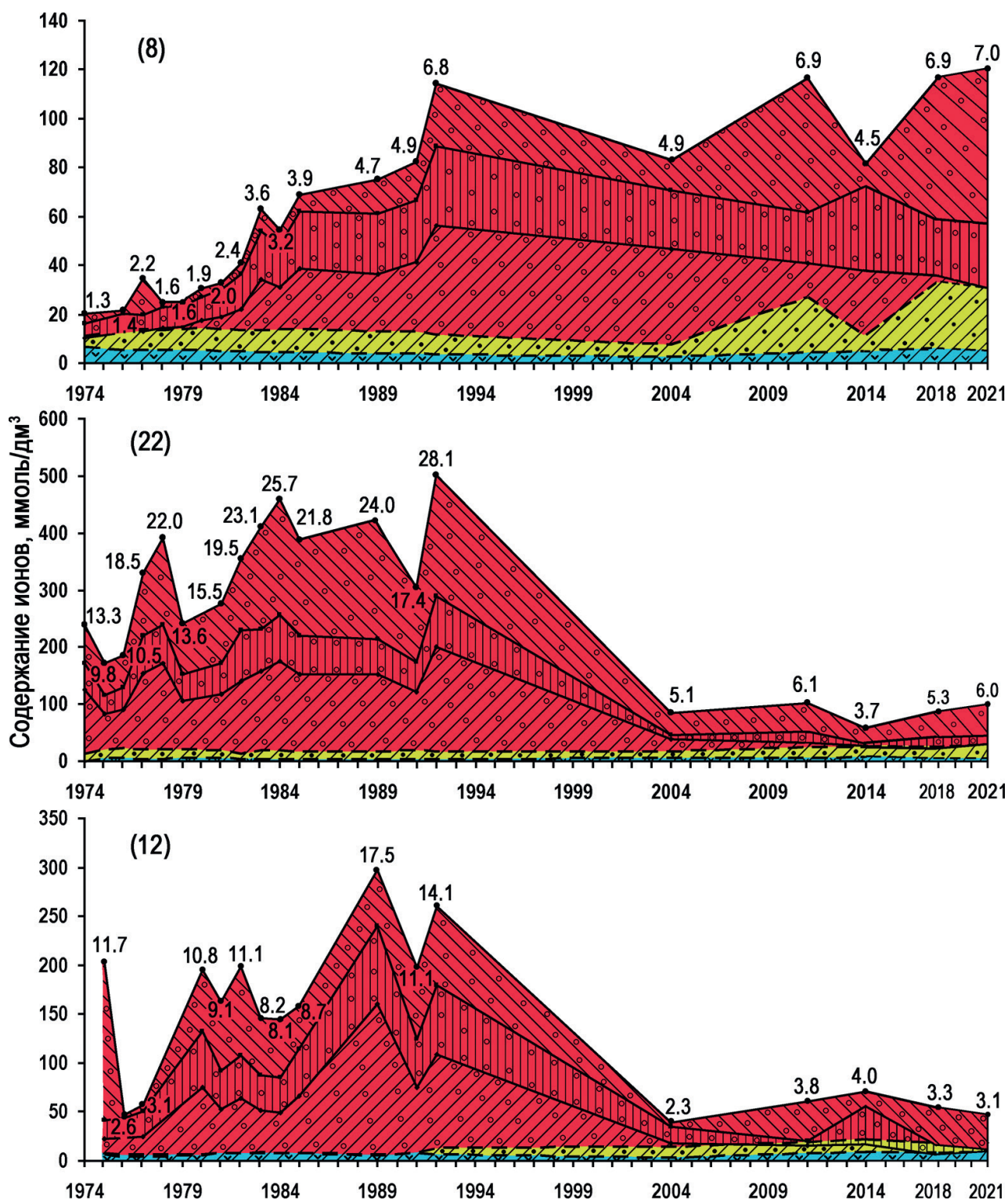


Рис. 5. Мониторинг химического состава и минерализации подземных вод в зоне влияния Туймазинского нефтяного месторождения

Условные обозначения см. на рисунке 4.

Fig. 5. Monitoring of the chemical composition and mineralization of groundwater in the zone of influence of the Tuymazinskoye oil field

See the legend in Figure 4

среды. Отдельные ПАВ обнаруживаются на глубине до 30 м на расстоянии до 3 км от источника загрязнения по потоку подземных вод. К тому же они способствуют распространению в ней других химических соединений, оказывают влияние на адсорбцию и десорбцию, переводят в растворенное состояние нефть и нефтепродукты [Мурзакаев, Максимов, 1989]. Закачиваемые в скважины ПАВ интенсивно сорбируются горными породами в нефтеносных пластах, а в дальнейшем десорбируются нефтью и переходят в пластовые рассолы. Концентрация ПАВ в пластовых водах контролируется процессами сорбции и биохимической деструкции [Тютюнова, 1987]. Активность этих процессов в значительной степени зависит от термобарических и гидрогеохимических условий.

В пробах воды из скважин, пробуренных на горизонты пресных подземных вод обнаружены ПАВ (в мг/дм³): анионоактивных — от 0.6 до 12.3, катионоактивных — от 0.3 до 4.4, неионогенных — от 0.8 до 6.4, фосфорорганических комплексов — от 0.13 до 7.2. В поверхностных водах содержание ПАВ примерно в 2–3 раза ниже, чем в подземных (мг/дм³): анионоактивных — 0.1–6.7 мг/дм³, катионоактивных — 0.2–3.4, неионогенных — 0.9–1.6, фосфорорганических — 0.04–2.2.

Мониторинговые исследования влияния нефтепромысловых стоков на состав водорастворимых солей и ионообменные свойства глинистых неоген-четвертичных пород проводились нами на Шкаповском и Манчаровском месторождениях в прудах накопителях, созданных более 50 лет назад [Абдрахманов, 2005].

На Шкаповском нефтяном месторождении пруд-отстойник был сооружен в 1960–1961 гг. Территория его расположения относится к Бугульминско-Белебеевской возвышенности в пределах Татарского свода. Средние абсолютные отметки высот 300–400 м, местность глубоко расчленена (до 100–150 м) долинами рек.

Пруд-отстойник создан в казанских карбонатных породах в долине р. Базлык (левый приток р. Дема). В основании и левом борту долины развиты делювиальные и перигляциальные глины и суглинки мощностью до 10 м (рис. 8). Во время создания емкости считалось, глинистые породы, ввиду слабых фильтрационных свойств будут являться надежной изоляцией и утечки из пруда будут незначительными. Сброс попутных рассолов происходил с 1962 по 1966 г. Минерализация их достигала 270 г/дм³. Уже летом 1963 г. наблюдалось засоление источников, использовавшихся

ранее для водоснабжения, а ниже плотины появились грифоны соленых вод. Эксплуатацию пруда прекратили.

Изучение пород под дном пруда проводилось нами в 1969 г., затем повторно (см. рис. 8) в 1984 (разрез 1), 1991 (разрез 2), 1997 (разрез 3), 2011 (разрез 4) гг. В 1969 г. содержание водорастворенных солей было очень высоким: 2000–2500, в том числе Cl⁻ 1200–1500 мг/100 г. На склонах пруда в породах, не подверженных засолению, оно составило 40–70, Cl⁻ 1.8–3.6 мг/100 г. В последующие годы количество солей в результате промыва грунтов талыми и дождевыми водами неуклонно снижалось. Динамика поведения концентрации Cl⁻ в эти годы следующая: 200–870, 100–380, 50–300 и 2–9 мг/100 г. [Попов, Абдрахманов, 2013].

Таким образом можно отметить, что восстановление в породах геохимических условий близких к природным после прекращения поступления загрязнений произошло спустя более 50 лет.

Манчаровское месторождение находится в пределах Бирской впадины, разделяющей Пермско-Башкирский и Татарский своды (см. рис. 1). Зона активного водообмена сложена преимущественно глинистыми породами неогенового возраста. Накопитель попутных рассолов функционировал до 1983 г. (около 24 лет). Размеры его: площадь 150×50 м, глубина 4 м. В настоящее время он ликвидирован (засыпан грунтом). Геологический разрез пруда сверху вниз представлен: 1) насыпным слоем (глины, суглинки), интенсивно пропитанным нефтью, мощностью до 3 м; 2) четвертичными заторфованными серыми глинами (2–2.5 м) с сильным «нефтяным» запахом и 3) плиоценовыми коричневыми, светло-коричневыми суглинками (вскрытая мощность до 11 м).

Скважинами на глубине 1.7–5.9 м вскрыты грунтовые воды с высокой минерализацией (до 13.4 г/дм³) хлоридного натриевого и кальциево-натриевого состава хлоркальциевого типа. Ниже пруда в овраге также отмечаются источники с (хлоридной кальциево-натриевой водой (36.9–41.6 г/дм³). Породы, слагающие ложе и борта пруда, также сильно засолены нефтепромысловыми стоками. Водорастворимые соли представлены преимущественно хлоридами натрия и кальция (табл. 5).

Надо подчеркнуть, что процесс миграции минерализованных сточных вод через глинистые породы сопровождается метаморфизацией их вследствие целого ряда физико-химических процессов (растворения, выщелачивания, окисления, поглощения отдельных компонентов и пр.).

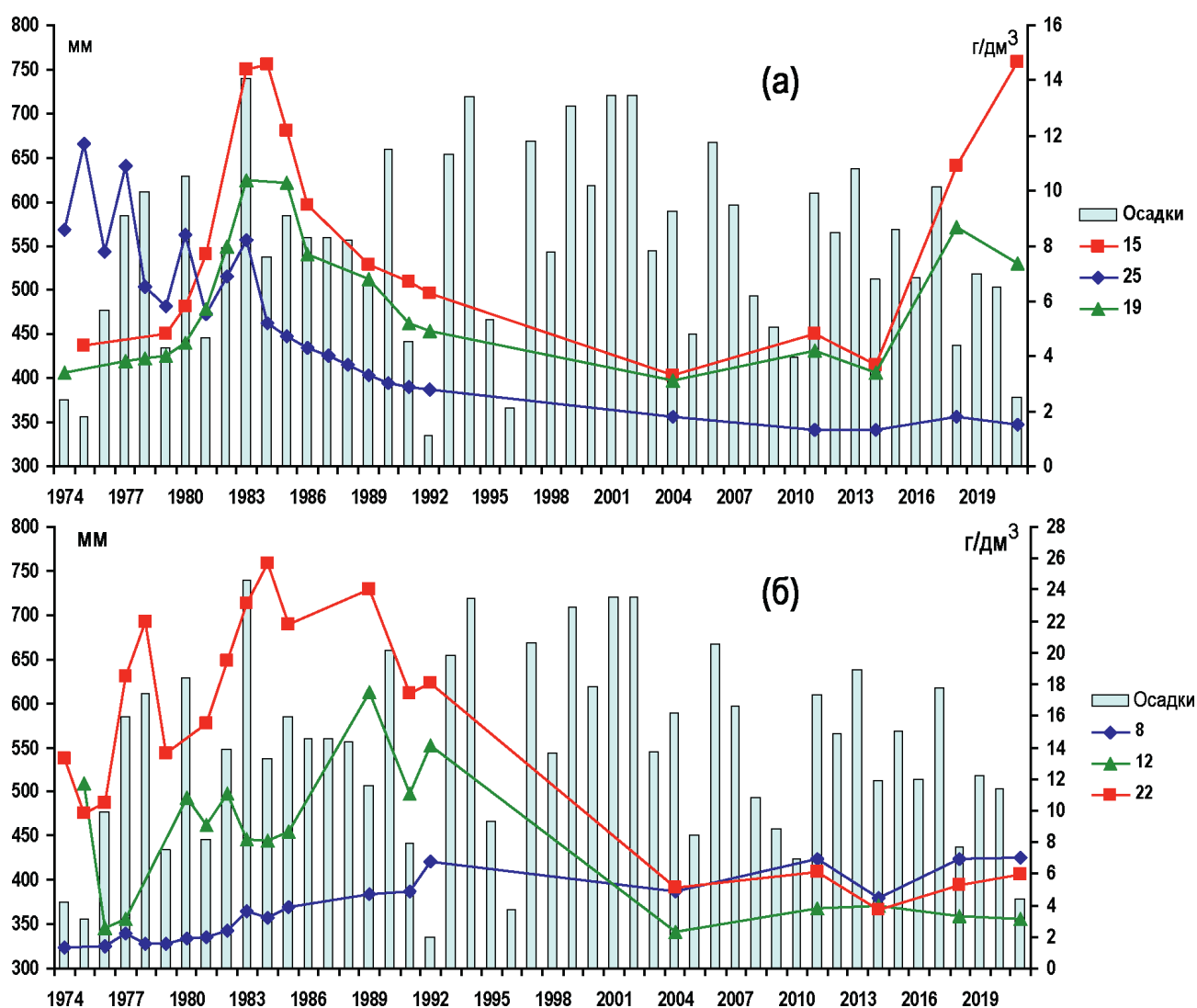


Рис. 6. Графики зависимости минерализации подземных вод (г/дм³) от количества осадков (мм) на территории Шкаповского (а) и Туймазинского (б) месторождений (15, 25, 29, 8, 12, 22 — номера источников) [Абдрахманов и др., 2022]

Fig. 6. Graphs of the dependence of groundwater mineralization (g/dm³) on the amount of precipitation (mm) on the territory of the Shkapovskoye (a) and Tuymazinskoye (b) oil fields (15, 25, 29, 8, 12, 22 are source numbers) [Abdrakhmanov et al., 2022]

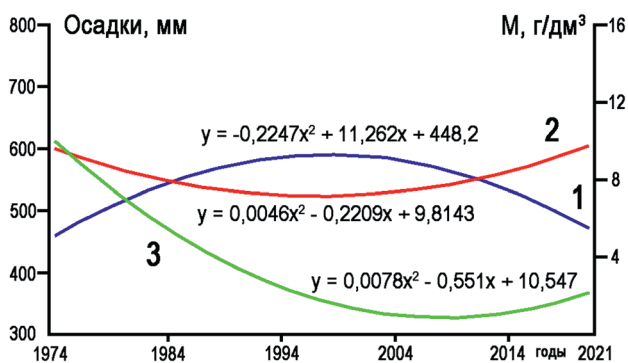


Рис. 7. Линии тренда количества атмосферных осадков и минерализации подземных вод в районе Шкаповского нефтяного месторождения

Условные обозначения: 1 — линия тренда количества атмосферных осадков; 2, 3 — линии тренда минерализации подземных вод

Fig. 7. Trend lines for the amount of precipitation and groundwater salinity in the area of the Shkapovskoye oil field

Legend 1 — trend line of precipitation amount; 2, 3 — trend lines of groundwater salinity

В связи с фильтрационной анизотропностью пород многие реакции между стоками, подземными водами и породами протекают с изменением объема растворов, значений pH, Eh и других параметров [Осипов, Соколов, 2013].

При попадании нефтепромысловых рассолов на поверхность земли на физико-химическое состояние грунтов оказывают влияние не только минерализованные воды, но также нефть, нефтепродукты, ПАВ и другие органические вещества. Миграция нефти в породах сопровождается сорбционными процессами. Наибольшей сорбционной активностью обладают глинистые породы, состоящие из минералов группы монтмориллонита. Наши исследования [Абдрахманов, 1993; Попов, Абдрахманов, 2013] состава глинистых осадков зоны аэрации в Предуралье свидетельствуют о том, что в них преобладают минералы групп смектит-монтмориллонита (до 75%). При наличии в глинистой фракции минералов этой группы в результате сорбций нефтяных компонентов наблюдается образование органоминеральных компонентов [Тютюнова, 1987]. Одновременно изменяется ионно-солевой комплекс пород зоны аэрации. В обменных процессах при этом будут участвовать не только катионы, но и органические молекулы, проникая в межслойные пространства глинистых минералов. Как отмечает И. Д. Зхус [Зхус, 1966], под влиянием внедрения нефтепродуктов в осадочные породы, в ходе эпигенеза, монтмориллонит может превращаться в гидрослюду.

Как известно [Драйвер, 1985], в межслойном пространстве монтмориллонита присутствует вода, количество которой определяется природой межслойного катиона. Когда межслойные катионы представлены кальцием и магнием, имеется обычно два слоя молекул воды. В подобной ситуации расстояние между базальными поверхностями (около 1.4 нм) и влажность породы невелики. В случае проникновения в межслойное пространство натрия количество воды здесь может увеличиваться во много раз, что приводит к набуханию, минеральных частиц, разрушению структуры и резкому изменению проницаемости.

Аналогично поведение минералов этой группы и в разного рода органических средах. Изменение базальных межплоскостных расстояний при этом составляет от 0.95 нм (минимального) до 1.25 нм, что соответствует внедрению одного слоя молекулы воды, а увеличение до 1.55 нм отвечает двойному слою воды. В растворах NaCl степень разбухания в зависимости от concentra-

ции электролита резко увеличивается межпакетное расстояние, изменяясь от 2.0 до 15.0–20.0 нм, и образуется 3–4 слоя воды.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что в процессе взаимодействия рассолов, насыщенных различными минеральными и органическими соединениями, с глинистыми породами наблюдается не только, изменение состава гидратированных и адсорбированных катионов, но и общей емкости ПК (см. табл. 5). Последнее, как представляется, связано как с природой участвующих в обменно-адсорбционных реакциях катионов, так и с наличием в техногенных растворах нефтепродуктов, обволакивающих глинистые частицы и таким образом затрудняющих проникновение ионов раствора в диффузный слой глинистых минералов.

В плиоценовых отложениях, не подверженных процессам техногенеза, содержание одновалентных катионов не превышает 32.4 мг/100 г (4.2%). В результате катионообменных процессов между породой и нефтяными рассолами в глинистых осадках, слагающих основание пруда, концентрация натрия и калия достигает 150–334 мг/100 г, что составляет 37.0–62.5% от общей емкости ПК (рис. 9). Доля кальция при этом снижается от 97–94 до 56–37% (830–400 до 200–150 мг/100 г). Относительное содержание магния также резко падает от 35–20 до 15–1%. Наблюдается уменьшение и общей емкости поглощения.

В результате вытеснения натрием, содержащимся в рассолах в высоких концентрациях (88 г/дм³), кальция и магния из ПК пород, величина отношения мольных количеств двух- и одновалентных катионов в ПК снижается до 0.9 (см. табл. 5). При дальнейшем рассолении грунтов под влиянием метеогенных вод химический состав подземных вод эволюционирует в направлении:



По нашим наблюдениям реальность подобной метаморфизации подтверждается имеющимися фактами формирования содовых растворов на рассматриваемом участке (в частности, в пруде-накопителе).

Использование гелиевого метода для решения гидрогеоэкологических задач

Определение источников загрязнения и путей проникновения загрязняющих веществ в зону прес-

Таблица 5 Состав ПК глинистых пород основания
пруда-отстойника нефтепромысловых рассолов в долине р. Манчарка
Table 5 Composition of the absorbing complex of clayey rocks at the base
of the oilfield brine settling pond in the Mancharka river valley

Место отбора, глубина, м	Поглощенные катионы, мг/100 г, мг-экв/100 г, %				Емкость обмена, мг-экв/100 г	$\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+} + rK^{+}}$
	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺		
0.3	489.2	н. о.	11.04	16.0	25.3	27.43
	24.41		0.48	0.41		
	96.5		1.9	1.62		
0.6	415.8	66.9	11.0	12.9	27.16	25.62
	20.75	5.5	0.48	0.33		
	76.7	20.3	1.8	1.2		
0.9	485.2	79.0	27.4	14.4	32.27	15.52
	24.2	6.5	1.19	0.37		
	75.0	20.1	3.7	1.15		
1.2	266.3	12.2	3.7	1.15	19.12	3.09
	13.69	1.0	3.58	0.85		
	71.6	5.2	18.7	4.45		
1.5	210.4	18.2	96.1	26.5	16.86	2.16
	10.5	1.5	4.18	0.68		
	62.3	8.9	24.8	4.0		
1.8	220.4	6.1	82.3	21.8	15.69	2.66
	11.0	0.55	3.58	0.56		
	70.1	3.5	22.8	3.6		
4.5	260.5	н. о.	69.9	17.2	16.48	3.74
	13.0		3.04	0.44		
	78.9		18.5	0.27		
6.0	210.4	н. о.	61.9	16.8	13.62	3.48
	10.5		2.69	0.43		
	77.1		19.8	3.1		
8.0	182.8	н. о.	47.8	12.5	11.52	3.8
	9.12		2.08	0.32		
	79.2		18.0	2.8		
11.0	68.0	н. о.	125.2	8.2	9.08	0.88
	3.4		5.47	0.21		
	37.4		60.2	2.3		

ных подземных вод является важной частью оценки защищенности их от техногенного воздействия [Абдрахманов, Попов, 1990; Попов, Абдрахманов, 2014]. Этот процесс непростой и возможен только на базе комплексных гидрогеологических и ги-

дрогеохимических следований. В нефтедобывающих районах миграция рассолов в верхние горизонты, содержащие пресные воды, возможна как через зону аэрации, так и непосредственно из глубоководящих водоносных комплексов путем восходящих перетоков, преимущественно по стволам и затрубным пространствам скважин (рис. 10). В этих условиях особенно информативен гелиометрический метод.

Основанием для использования гелиевого метода для решения задач охраны подземных вод в нефтедобывающих районах являются следующие обстоятельства [Абдрахманов, 1993, 2005]. При миграции попутных нефтепромысловых рассолов в зону пресных вод через зону аэрации (например, при порыве трубопроводов) формируются гидрогеохимические аномалии, обладающие низкими (фоновыми) концентрациями гелия, равновесными атмосферной ($5-10^{-5}$ мл/л). Это связано с тем, что при отделении нефти от рассола (а его содержание в общем флюиде достигает 90% и более), представляющем довольно сложный технологический процесс, осуществляемый на установках подготовки нефти (ППН), практически весь гелий выводится из воды в результате дегазации. Так, на Туймазинском, Шкаповском, Манчаровском нефтяных месторождениях гелиеносные рассолы девона (до 1–5 мл He/л) после переработки в цехах ППН имеют фоновое содержание: всего $(5-6) \times 10^{-5}$ мл/л.

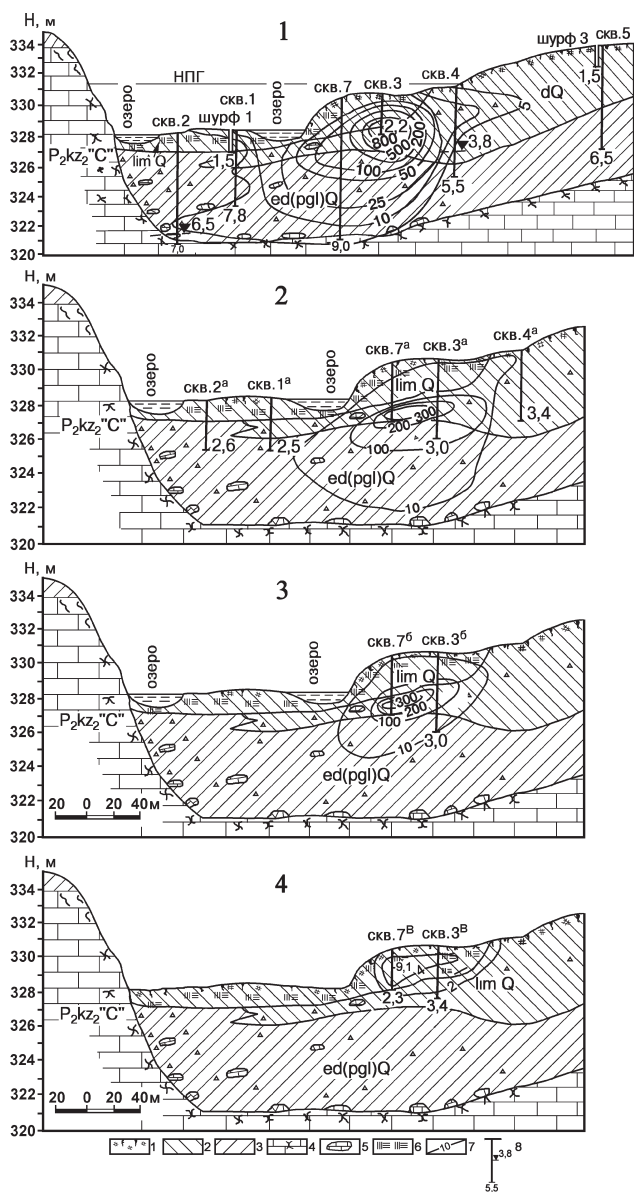


Рис. 8. Динамика рассоления пород в чаше пруда-отстойника нефтепромысловых рассолов в долине р. Базлык [Попов, Абдрахманов, 2013]

Условные обозначения: 1–6 — породы: 1 — почва, 2 — глина, 3 — суглинок, 4 — известняк, 5 — обломки пород, 6 — заторфованные почвогрунты; 7 — изолиния содержания Cl-иона (мг/100 г); 8 — скважина: внизу — глубина (м), выше — уровень вод (м).
 Fig. 8. Dynamics of rock desalinization in the bowl of the oilfield brine settling pond in the valley of the river. Bazlyk [Popov, Abdrakhmanov, 2013]
 Legend: 1–6 — rocks: 1 — soil, 2 — clay, 3 — loam, 4 — limestone, 5 — rock fragments, 6 — peaty soils; 7 — isoline of Cl-ion content (mg/100 g); 8 — well: below — depth (m), above — water level (m).

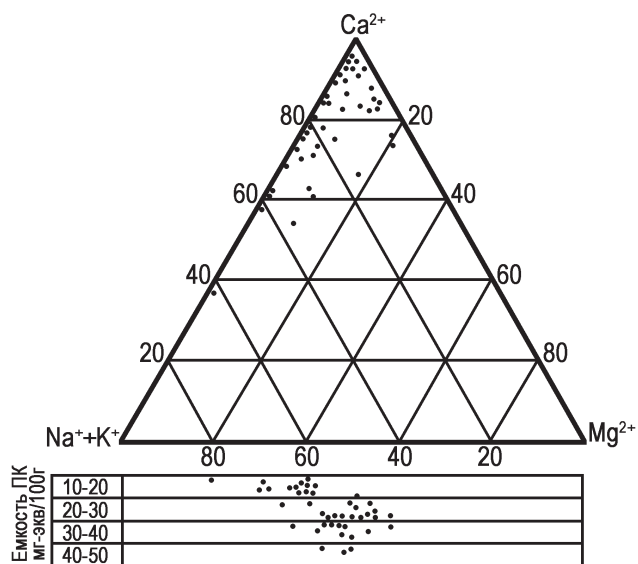


Рис. 9. Состав и емкость поглощенного комплекса пород пруда-отстойника
 Fig. 9. Composition and capacity of the absorbed complex of rocks of the settling pond

В то же время гидрогеохимические аномалии в горизонтах пресных вод, связанные с восходящими перетоками рассолов непосредственно из нефтеносных пластов, содержат гелия на несколько порядков выше фона при сходном составе воды. Указанная особенность распределения гелия в подземных водах позволяет использовать гелиеметрический метод для дифференциации источников засоления на поверхностные и глубинные и выявлять пути проникновения нефтепромысловых рассолов в верхнюю гидрогеохимическую зону.

На Шкаповском месторождении повышенные фоновые значения гелия (до 24×10^{-5} мг/дм³) в восходящих карстовых источниках естественного или искусственного происхождения (скважина) с небольшим содержанием сероводорода (0.1–0.5 мг/дм³), характерного для зоны затрудненного водообмена, свидетельствуют о разгрузке их с небольшой глубины (до 100–150 м) из водоносного горизонта сульфатно-карбонатных отложений казани, залегающей здесь в зоне затрудненной циркуляции. На Туймазинском нефтяном месторождении (аналогично и на Манчаровском) источники с повышенным содержанием хлоридных солей (содержание хлора 0.5–10.8, а на Манчаровском — до 53 г/дм³), являющихся показателем техногенного влияния, характеризуются фоновыми ($4.6 \cdot 10^{-5}$ мл/л) значениями гелия.

Отмеченная закономерность нарушается в долине р. Ик с абсолютными отметками 95–100 м. Здесь, в 2.5 км юго-западнее д. Япрыково, в нижней части правого склона долины нами ряд лет наблюдался источник с ураганным содержанием гелия ($90–1500 \times 10^{-5}$ мл/л) и концентрацией солей в воде около 73 г/дм³ техногенного происхождения. Этот источник с высоким содержанием H₂S (до 112 мг/дм³), микроэлементов, повышенной температурой (7.5°C) является результатом разгрузки рассолов из ассельско-артинского комплекса. Свидетельством того, что это разгружаются рассолы из указанных отложений, являются высокие значения гNa/гCl (0.8).

По нашему мнению основное загрязнение (засоление) пресных вод зоны дренирования исследуемых нефтяных месторождений (верхняя часть зоны интенсивного водообмена) происходит преимущественно через зону аэрации. Это подтверждается фоновым содержанием гелия в загрязненных источниках Шкаповского, Туймазинского, Манчаровского и по некоторым определениям Кушкульского месторождений.

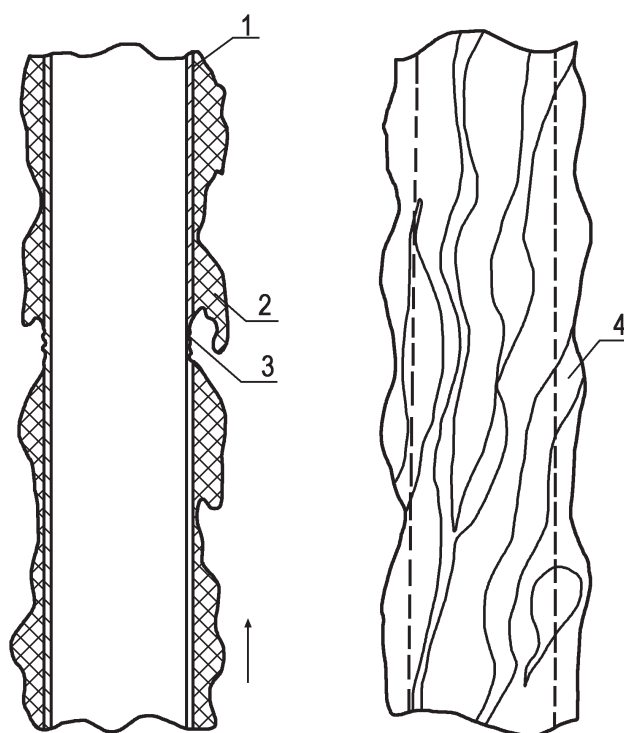


Рис. 10. Характер разрушения цементного камня в затрубном пространстве скважин [Абдрахманов, 2005]

Условные обозначения: 1 — обсадная труба, 2 — цементный камень, 3 — коррозия стенок обсадных труб, 4 — борозды разрушения.

Fig. 10. The nature of the destruction of cement stone in the annulus of wells [Abdrakhmanov, 2005]

Legend: 1 — casing, 2 — cement stone, 3 — corrosion of casing walls, 4 — fracture furrows.

В районе Арланской группы нефтяных месторождений (в северной части Бирской седловины) гидрогеодинамическая и гидрогеохимическая обстановка другая. Здесь на глубине 30–180 м в надкунгурском этаже обнаружены сульфатно-хлоридные и хлоридные воды высокой минерализации. Анализ процессов смешения вод под долиной р. Белой указывает на связь этих рассолов с восходящей разгрузкой из подкунгурского палеозоя. Содержание в них гелия от 12×10^{-5} до 267×10^{-5} мл/дм³ подтверждает прямую связь между содержанием хлора и гелия. Наиболее благоприятные гидродинамические условия для восходящей разгрузки гелиеносных вод из нижнего этажа создались в наиболее низких частях Бельской долины (I надпойменная терраса), здесь наблюдаются максимальные концентрации гелия ($141–267$) $\times 10^{-5}$ мл/дм³.

Заключение

В результате проведенных многолетних исследований можно отметить, что в районах нефтяных месторождений Предуралья основное загрязнение пресных подземных вод происходит сверху, через зону аэрации. Высокие скорости миграции загрязняющих веществ по вертикали и латерали объясняются высокими фильтрационными свойствами пород зоны аэрации и водовмещающих отложений, региональной взаимосвязью водоносных горизонтов путем нисходящих перетоков через глинистые слои, отсутствием выдержанных надежных водоупоров. Вся зона пресных подземных вод (до 250 м), с момента поступления в нее загрязняющих веществ, оказывается засоленной в течение всего нескольких лет. Восстановление же в породах гидрогеохимических условий происходит спустя более 50 лет после прекращения поступления в них загрязнения.

Список литературы:

1. Абдрахманов Р. Ф. Техногенное воздействие на пресные подземные воды нефтедобывающих районов Башкирского Предуралья. // Вопросы охраны окружающей среды в нефтегазовой промышленности. — М.: ВНИИОЭНГ, 1991. — С. 10–18.
2. Абдрахманов Р. Ф. Техногенез в подземной гидросфере Предуралья — Уфа УНЦ РАН, 1993. — 208 с.
3. Абдрахманов Р. Ф. Гидрогеоэкология Башкортостана. — Уфа: Информреклама, 2005. — 344 с.
4. Абдрахманов Р. Ф., Попов В. Г. Формирование подземных вод Башкирского Предуралья в условиях техногенного влияния. — Уфа: БНЦ УрО АН СССР, 1990. — 120 с.
5. Абдрахманов Р. Ф., Полева А. О., Дурнаева В. Н., Бакиева А. Р., Еранов Е. А., Носарева С. П. Карст Южного Урала и Предуралья, современная активность его развития // Геологический вестник. — 2022. — № 1. — С. 3–22. Doi: 10.31084/2619–0087/2022-1-1
6. Алекин О. А. Основы гидрохимии. — Л.: Гидрометеиздат, 1970. — 442 с.
7. Афанасьева А. В., Горбунов А. Т., Шустеф И. Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. — М.: Недра, 1975. — 215 с.
8. Геолого-экономическая карта Республики Башкортостан. 1:750000. — Уфа: МПР РБ. — 2002
9. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и окружающей среды Республики Башкортостан в 2020 году. — Уфа: Министерство природопользования и экологии РБ, 2021. — 286 с.
10. Дривер Дж. Геохимия природных вод. — М.: Мир, 1985. — 440 с.

11. Зхус И. Д. Глинистые минералы и их палеогеографическое значение. — М.: Наука, 1966. — 280 с.
12. Крайнов С. Р., Рыженко Б. Н., Швец В. М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. — 672 с.
13. Мурзакаев Ф. Г., Максимов Г. Г. Химизация нефтегазодобывающей промышленности и охрана окружающей среды. — Уфа: Башкнигоиздат, 1989. — 176 с.
14. Огильви А. Н. К вопросу о методике изучения минеральных источников // Труды Бальнеологического института на Кавказских минеральных водах. — 1925. — № 2. — С. 3–7.
15. Осипов В. И., Соколов В. Н. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств. — М.: ГЕОС, 2013. — 576 с.
16. Попов В. Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья. — М.: Наука, 1985. — 278 с.
17. Попов В. Г., Абдрахманов Р. Ф. Гелиевый метод выявления источников загрязнения подземных вод в нефтегазоносных бассейнах. // Недропользование XXI век. — 2014. — № 6а (44). — С. 12–17.
18. Попов В. Г., Абдрахманов Р. Ф. Ионнообменная концепция в генетической гидрогеохимии. — Уфа: Гилем, 2013. — 356 с.
19. Тютюнова Ф. И. Гидрогеохимия техногенеза. — М.: Наука, 1987. — 335 с.
20. Хегай С. Д., Ракутин Ю. В. Изучение движения нагнетаемых вод с помощью индикатора трития // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физики пласта. — Л.: Недра, 1968. — С. 222–231.

References:

1. Abdrakhmanov R. F. (1991). Tekhnogennoye vozdeystviye na presnyye podzemnyye vody nefte dobyvayushchikh rayonov Bashkirskogo Predural'ya [Technogenic impact on fresh underground waters of oil-producing regions of the Bashkir Cis-Urals]. Voprosy okhrany okruzhayushchey sredy v neftegazovoy promyshlennosti. M.: VNIIOENG (Publ.). P. 10–18. (In Russian).
2. Abdrakhmanov R. F. (1993). Tehnogenez v podzemnoj gidrosfere Predural'ja [Technogenesis in subsurface hydrosphere of the Cis-Urals] Ufa: USC RAS (Publ.). 208 p. (In Russian).
3. Abdrakhmanov R. F. (2005). Gidrogeoeologiya Bashkortostana [Hydrogeoecology of Bashkortostan]. Ufa, Informreklama (Publ.). 344 p. (In Russian).
4. Abdrakhmanov R. F., Popov V. G. (1990). Formirovaniye podzemnykh vod Bashkirskogo Predural'ya v usloviyakh tekhnogenogo vliyaniya [Formation of groundwater in the Bashkir Cis-Urals under the conditions of technogenic influence]. Ufa: BNTS, Ural Branch of AS USSR (Publ.). 120 p. (In Russian).
5. Abdrakhmanov R. F., Poleva A. O., Durnaeva V. N., Bakieva A. R., Eranov E. A., Nosareva S. P. (2022). Karst of the Southern Urals and Cis-Urals, modern activity of its development [Karst of the Southern Urals and the Cis-Urals,

the current activity of it's development] // *Geologicheskii vestnik*. № 1. P. 3–22. (In Russian).

6. Alekin O. A. (1970) *Osnovy gidrokhimii* [Principles of Hydrochemistry]. Gidrometeoizdat, Leningrad. 442 p. (In Russian).

7. Afanas'yeva A. V., Gorbunov A. T., Shustef I. N. (1975). *Zavodneniye neftyanykh mestorozhdeniy pri vysokikh davleniyakh nagnetaniya* [Water flooding of oil fields at high injection pressures]. M.: Nedra (Publ.). 215 p. (In Russian).

8. *Geologo-ekonomicheskaya karta Respubliki Bashkortostan* [Geological and economic map of the Republic of Bashkortostan]. 1:750000. (2002). Ufa: Ministry of Nature Management and Ecology RB.

9. *Gosudarstvennyy doklad o sostoyanii prirodnykh resursov i okruzhayushchey sredy Respubliki Bashkortostan v 2020 godu* [State report on the state of natural resources and the environment of the Republic of Bashkortostan in 2020 year] (2021). Ufa: Ministry of Nature Management and Ecology RB. 286 p. (In Russian).

10. Driver Dzh. (1985). *Geokhimiya prirodnykh vod* [Geochemistry of natural waters]. M.: Mir (Publ.). 440 p. (In Russian).

11. Zkhus I. D. (1966). *Glinistyye mineraly i ikh paleogeograficheskoye znachenie* [Clay minerals and their paleogeographic significance]. M.: Nauka (Publ.). 280 p. (In Russian).

12. Kraynov S. R., Ryzhenko B. N., Shvets V. M. (2012). *Geokhimiya podzemnykh vod. Teoreticheskiye, prikladnyye i ekologicheskiye aspekty* [Geochemistry of groundwater. Theoretical, applied and ecological aspects]. M.: TsentrLitNefteGaz (Publ.). 672 p. (In Russian).

13. Murzakayev F. G., Maksimov G. G. (1989). *Khimizatsiya neftegazodobyvayushchey promyshlennosti i okhrana okruzhayushchey sredy* [Chemicalization of the

oil and gas industry and environmental protection]. Ufa: Bashkniagoizdat (Publ.). 176 p. (In Russian).

14. Ogil'vi A. N. (1925). *K voprosu o metodike izucheniya mineral'nykh istochnikov* *Trudy Bal'neologicheskogo instituta na Kavkazskikh mineral'nykh vodakh* [Add To Selected Methods of Studying Mineral Springs Proceedings of the Balneological Institute at the Caucasian Mineral Waters]. № 2. P. 3–7. (In Russian).

15. Osipov V. I., Sokolov V. N. (2013). *Gliny i ikh svoystva. Sostav, stroyeniye i formirovaniye svoystv* [Clays and their properties. Composition, structure and formation of properties]. M.: GEOS (Publ.). 576 p. (In Russian).

16. Popov V. G. (1985). *Gidrogeokhimiya i gidrogeodinamika Predural'ya* [Hydrogeochemistry and hydrogeodynamics of the Cis-Urals]. M.: Nauka (Publ.). 278 p. (In Russian).

17. Popov V. G., Abdrakhmanov R. F. (2014). *Geliyevyy metod vyyavleniya istochnikov zagryazneniya podzemnykh vod v neftegazonosnykh basseynakh* [Helium method for identifying groundwater pollution sources in oil and gas basins]. *Nedropol'zovaniye XXI vek*. № 6a (44). P. 12–17. (In Russian).

18. Popov V. G., Abdrakhmanov R. F. (2013). *Ionoobmennaya kontseptsiya v geneticheskoy gidrogeokhimii* [Ion exchange concept in genetic hydrogeochemistry]. Ufa: Gilem (Publ.). 356 p. (In Russian).

19. Tyutyunova F. I. (1987). *Gidrogeokhimiya tekhnogeneza* [Hydrogeochemistry of technogenesis]. M.: Nauka (Publ.). 335 p. (In Russian).

20. Khegay S. D., Rakutin YU. V. (1968). *Izucheniye dvizheniya nagnetayemykh vod s pomoshch'yu indikatora tritiya* [Study of the movement of injected waters using a tritium tracer]. *Voprosy geologii, razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy, gidrodinamiki i fiziki plasta* [Issues of geology, development of oil fields, hydrodynamics and physics of the reservoir]. L.: Nedra (Publ.). P. 222–231. (In Russian).

Сведения об авторах:

Абдрахманов Рафил Фазылович, доктор геол.-минер. наук, профессор, Институт геологии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук (ИГ УФИЦ РАН), г. Уфа. hydro@ufaras.ru

Полева Александра Олеговна, кандидат биологических наук, Институт геологии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук (ИГ УФИЦ РАН), г. Уфа. hydro@ufaras.ru

About the authors:

Abdrakhmanov Rafil Fazilovich, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Institute of Geology — Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences (IG UFRC RAS), Ufa. hydro@ufaras.ru

Poleva Aleksandra Olegovna, candidate of biological sciences Institute of Geology — Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences (IG UFRC RAS), Ufa. hydro@ufaras.ru

Статья поступила в редакцию 30.08.2022; одобрена после рецензирования 30.08.2022; принята к публикации 11.11.2022

The article was submitted 30.08.2022; approved after reviewing 30.08.2022; accepted for publication 11.11.2022