

УДК 504.4.054:622.32  
doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-32-39

## ПРИЧИНЫ ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОД ВЕРХНИХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ВСЛЕДСТВИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСКОГО СВОДА

**Фарит Азатович Шарипов<sup>1</sup>**, **Татьяна Алексеевна Киреева<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; farit.sharipov.2017@mail.ru<sup>✉</sup>  
<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ta\_kireeva@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрена проблема техногенного воздействия на воды верхних водоносных горизонтов на территории нефтяных и газовых месторождений Татарского свода. Обосновывается, что изменение химического состава вод пермских (казанских, татарских и уфимских) водоносных комплексов, выводящее их из хозяйствственно-питьевого водоснабжения, произошло вследствие разработки нефтегазовых месторождений. В работе представлены результаты анализа причин загрязнения водоносных комплексов, как следствие негерметичности эксплуатационных скважин, порывов на трубопроводах и неправильного захоронения нефтешлама.

**Ключевые слова:** микрокомпоненты, бром, цементный камень, добыча нефти, разработка нефтяных месторождений, заколонная циркуляция, устьевая арматура

**Для цитирования:** Шарипов Ф.А., Киреева Т.А. Причины техногенного загрязнения вод верхних водоносных горизонтов вследствие разработки нефтяных и газовых месторождений Татарского свода // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 5. С. 32–39.

## CAUSES OF TECHNOGENIC POLLUTION OF THE WATERS OF THE UPPER AQUIFERS AS A RESULT OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS OF THE TATARSKOYE VAULT

**Farit A. Sharipov<sup>1</sup>**, **Tatyana A. Kireeva<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; farit.sharipov.2017@mail.ru<sup>✉</sup>  
<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ta\_kireeva@mail.ru

**Abstract.** The article considers the problem of technogenic impact on the waters of the upper aquifers in the territory of oil and gas fields of the Tatar arch. It is substantiated that the change in the chemical composition of the waters of the Upper Permian (Kazan and Ufa) aquifers, which removes them from the domestic and drinking water supply (HWS), occurred as a result of the development of oil and gas fields. The paper presents the results of an analysis of the causes of pollution of aquifers due to leaks in production wells, ruptures in pipelines and improper disposal of oil sludge.

**Keywords:** microcomponents, bromine, cement stone, oil production, oil field development, behind-the-casing circulation, wellhead fittings

**For citation:** Sharipov F.A., Kireeva T.A. Causes of technogenic pollution of the waters of the upper aquifers as a result of the development of oil and gas fields of the Tatarskoye vault. *Moscow University Geol. Bull.* 2023; 5: 32–39. (In Russ.).

**Введение.** На сегодняшний день проблема дефицита питьевой воды и водных ресурсов, необходимых для технических нужд, стала одной из главных проблем, стоящей на международной повестке [Коллектив авторов ИМИ МГИМО(У) МИД России, 2011].

Резкий рост населения во многих странах в совокупности с уничтожением большинства природных экосистем привел к увеличению потребления водных ресурсов во всех отраслях жизнедеятельности. Запасы и ресурсы воды, необходимые как для функционирования промышленности, так и существования человечества, стали одними из самых главных полезных ископаемых для большинства стран.

Нефтегазовая промышленность потребляет большое количество водных ресурсов, так как воды необходимы для бурения скважин, функционирования системы поддержания пластового давления, подготовки и переработки нефти, проведения мероприятий для увеличения нефтеотдачи пластов. Однако разработка нефтяных и газовых месторождений может привести к ухудшению состояния зоны пресных вод из-за многочисленных аварий и нарушений в процессе добычи углеводородов.

В статье будет рассмотрено изменение химического состава вод верхних водоносных горизонтов территории нефтегазовых месторождений, относящихся к Татарскому своду, который расположен

на востоке Восточно-Европейской платформы, охватывающей территории восточной части Республика Татарстан, северной части Самарской области и юго-западный район Республики Башкортостан.

Татарская нефтегазоносная область (НГО) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна приурочена к одноименному своду. На территории области располагается много крупных и уникальных нефтяных месторождений: Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Туймазинское, Шкаповское и др. Данные месторождения были введены в разработку еще в 1950-х годах и сейчас находятся на заключительной стадии эксплуатации. Многочисленные аварии (порывы на трубопроводах, негерметичность эксплуатационных колонн нагнетательных и добывающих скважин, неправильное захоронение углеводородных шламов) привели к техногенному загрязнению зоны пресных вод.

В связи с тем, что нефтяные месторождения Татарской нефтегазоносной области до сих пор находятся в разработке, необходимо провести оценку состояния верхних водоносных комплексов, полученных с наблюдательных скважин на территории Республик Татарстан и Башкортостан для выяснения механизмов загрязнения водоносных горизонтов.

Целью работы является установление факта техногенного загрязнения водоносных комплексов зоны активного водообмена и вызывающих его причин с последующим формирование рекомендаций для устранения проблемы на рассматриваемой территории. В дальнейшем полученный опыт позволит не допускать повторения ошибок в других районах нефтедобычи.

**Фактические данные и полученные результаты.** С целью определения техногенного загрязнения пермских водоносных комплексов проанализированы 19 проб пластовой воды на территории нефтяных месторождений Татарского свода (название месторождений привести невозможно, так как публикация названий месторождений запрещена недропользователями), компоненты и показатели которых (по макрокомпонентам) представлены в табл. 1. Все пробы воды относятся к пермским водоносным породам татарского, казанского, уфимского ярусов. Глубина отборов проб составляет от 12 до 60 м, водоносные комплексы относятся к зоне активного водообмена [Муслимов, 2007].

Водовмещающие породы казанско-татарского комплекса представлены песчаниками и известняками. Водоупорными породами являются глинистые отложения. Уфимский водоносный комплекс представлен преимущественно песчаниками [Муслимов, 2007].

Анализ данных и определение типов вод по классификации В.А. Сулина показал, что воды проб № 2.3, 3.1, 3.2, 4.1, 4.2, 6.1, 6.2, 7.1 и 7.2 имеют хлоридно-магниевый тип (ХМ), который свидетельствует о «морской» обстановке формирования раствора. По В.А. Сулину, ХМ тип вод образуется или в ре-

зультате промывки молодых морских отложений, или в результате концентрирования морских вод на поверхности, с последующим захоронением рапы, что не соответствует геологическим и палеогеологическим условиям изучаемых территорий Республик Башкортостан и Татарстан. Для проб № 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 3.3, 4.3, 5.1, 5.2, 5.3 и 6.3 по классификации Сулина В.А. был установлен хлоридно-кальциевый тип (ХК) вод, который образуется в глубинных максимально закрытых пластовых условиях и которому должна соответствовать минерализация раствора ( $M_{общ}$ ) не менее 30–50 г/л [Карцев и др., 1992], что не соответствует минерализации проб, не превышающей 3,9 г/л. По классификации О.А. Алекина все отобранные пробы вод относятся к III типу, что указывает на «морской» генезис образования вод, который не характерен для рассматриваемого района.

В то же время, ХК тип вод является характерным генетическим типом для пластовых рассолов разрабатываемых нефтяных залежей рассматриваемого региона и может соответственно изменять тип пресных вод при их смешении с глубинными рассолами. Установление ХМ генетического типа для практических пресных вод может свидетельствовать о поступлении в верхние водоносные горизонты технических жидкостей, обогащенных магнием.

На территории Татарского свода преобладает умеренно континентальный климат, для которого характерно значительное количество атмосферных осадков (для рассматриваемой территории данный показатель составляет 500–600 мм/год) [Абдрахманов и др., 2007]. При данном количестве годовых осадков состав вод верхних водоносных комплексов (по преобладающим ионам) должен быть гидрокарбонатно-кальциевым или сульфатно-натриевым с  $M_{общ}$  от 0,3 до 0,8 г/л. Такой состав вод подтверждается данными анализов ГУ Центра гигиенического надзора, отобранных в 2005 г. в районах, находящихся на удалении 10–15 км от нефтяных месторождений Республики Башкортостан (табл. 2). Воды, компоненты и показатели состава которых (по макрокомпонентам) представлены в табл. 2, по классификации В.А. Сулина относятся к сульфатно-натриевому типу (СН), т.е. к водам, образующимся в условиях континента в верхних частях разреза, в основном в результате инфильтрации атмосферных осадков [Всеволожский, 2007]. Поэтому можно с уверенностью заключить, что до разработки нефтяных и газовых месторождений гидрохимические условия территории соответствовали природно-климатическим условиям и не были техногенно нарушены.

Рассматриваемые анализы проб, взятые с сети опорных скважин в районах нефтедобычи (табл. 1), являются хлоридно-магниевыми и хлоридно-кальциевыми с преобладанием ионов хлора при  $M_{общ}$  изменяющейся в пределах 0,6–4,24 г/л. Таким образом, низкая минерализация вод не соответствует их типу по классификации В.А. Сулина,

Таблица 1

## Показатели химического состава исследованных вод на территориях нефтяных месторождений Татарского свода

№ образцов, дата отбора пробы	Глубина отбора, м	рН, ед.	M, г/дм <sup>3</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Формула Курлова	Тип воды по В.А. Сулину	Тип воды по О.А. Алекину		
				мг/дм <sup>3</sup>										
Республика Башкортостан (западная часть Республики)														
№1.1. 10.2020	18	7,4	1,03	140	513	81,1	37	233	19	M <sub>1,03</sub> Cl84 HCO <sub>3</sub> 14 SO <sub>4</sub> 2 Na59 Ca23 Mg18	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-натриевые III типа		
№1.2. 06.2022	18	7,3	3,9	50,3	2480	399	299	650	4,77	M <sub>3,9</sub> Cl99 HCO <sub>3</sub> 1 Na39 Mg34 Ca27	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-натриевые III типа		
№2.1. 11.2020	26	7,56	0,85	133	400	167	50	47	49	M <sub>0,85</sub> Cl78 HCO <sub>3</sub> 15 SO <sub>4</sub> 7 Ca57 Mg29 Na14	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№2.2. 02.2021	26	7,9	0,94	179	431	148	65	74	40,8	M <sub>0,94</sub> Cl76 HCO <sub>3</sub> 19 SO <sub>4</sub> 5 Ca46 Mg34 Na20	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№2.3. 05.2022	26	7,6	0,97	192	461	73,5	95	126	22	M <sub>0,97</sub> Cl78 HCO <sub>3</sub> 19 SO <sub>4</sub> 3 Mg46 Na32 Ca22	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-магниевые III типа		
№3.1. 03.2020	25	7,12	4,24	365	2480	530	377	444	40,4	M <sub>4,24</sub> Cl91 HCO <sub>3</sub> 8 SO <sub>4</sub> 1 Mg41 Ca34 Na25	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-магниевые III типа		
№3.2. 03.2021	25	7,73	2,17	155	1310	302	219	158	20	M <sub>2,17</sub> Cl93 HCO <sub>3</sub> 6 SO <sub>4</sub> 1 Mg45 Ca38 Na17	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-магниевые III типа		
№3.3. 05.2022	25	7	2,9	174	1700	244	220	520	35,8	M <sub>2,9</sub> Cl93 HCO <sub>3</sub> 6 SO <sub>4</sub> 1 Na43 Mg35 Ca22	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-натриевые III типа		
№4.1. 10.2020	60	7,11	1,5	441	353	193	103	110	266	M <sub>1,5</sub> Cl44 HCO <sub>3</sub> 32 SO <sub>4</sub> 24 Ca42 Mg37 Na21	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№4.2. 08.2021	60	7,81	1,5	410	452	202	85	142	175	M <sub>1,5</sub> Cl55 HCO <sub>3</sub> 29 SO <sub>4</sub> 16 Ca43 Mg30 Na27	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№4.3. 11.2022	60	7	1,28	381	395	254	83	23,5	139	M <sub>1,3</sub> Cl55 HCO <sub>3</sub> 31 SO <sub>4</sub> 14 Ca62 Mg33 Na5	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-кальциевые III типа		
Республика Татарстан (юго-восточная часть Республики)														
№5.1. 02.2020	12	5,31	1,65	29	899	268	70	229	155	M <sub>1,65</sub> Cl87 SO <sub>4</sub> 11 HCO <sub>3</sub> 2 Ca46 Na34 Mg20	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№5.2. 08.2021	12	5,13	2,19	153	1050	246	94	396	228	M <sub>2,2</sub> Cl80 SO <sub>4</sub> 13 HCO <sub>3</sub> 7 Na46 Ca33 Mg21	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-натриевые III типа		
№5.3. 06.2022	12	6,4	2,66	6,1	1570	574	4,86	426	78	M <sub>2,66</sub> Cl96 SO <sub>4</sub> 4 Ca60 Na39 Mg1	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-кальциевые III типа		
№6.1. 02.2020	12	5,36	2,93	322	1520	117	78	846	40,8	M <sub>2,93</sub> Cl87 HCO <sub>3</sub> 11 SO <sub>4</sub> 2 Na75 Mg13 Ca12	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-натриевые III типа		
№6.2. 11.2021	12	6,7	1,71	142	920	25,8	85	499	37,9	M <sub>1,71</sub> Cl89 HCO <sub>3</sub> 8 SO <sub>4</sub> 3 Na72 Mg24 Ca4	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-натриевые III типа		
№6.3. 06.2022	12	8,1	2,22	111	1280	111	69	650	4,34	M <sub>2,22</sub> Cl95 HCO <sub>3</sub> 5 Na71 Mg15 Ca14	Хлоридно-кальциевый (XK)	Хлоридно-натриевые III типа		
№7.1. 09.2020	18	7,7	0,6	198	215	36,2	59	73	22,9	M <sub>0,6</sub> Cl62 HCO <sub>3</sub> 33 SO <sub>4</sub> 5 Mg50 Na32 Ca18	Хлоридно-магниевый (XM)	Хлоридно-магниевые III типа		
№7.2. 09.2022	18	7,2	0,99	448	230	114	43,9	127	27,8	M <sub>0,99</sub> HCO <sub>3</sub> 51 Cl45 SO <sub>4</sub> 4 Ca38 Na37 Mg25	Хлоридно-магниевый (XM)	Гидрокарбонатно-кальциевые III типа		

а резкое преобладание Cl-иона в анионном комплексе при M<sub>общ</sub> менее 3 г/л не может наблюдаться у вод естественного происхождения [Всеволожский, 2007].

Также в некоторых анализах проб с той же сети опорных скважин (табл. 3) отмечаются значения Fe<sup>+2</sup>, Li<sup>+</sup>, Sr<sup>+2</sup>, Br<sup>-</sup>, превышающие ПДК для пресных вод хозяйствственно-питьевого водоснабжения (ХПВ), что указывает на возможное смешение глубинных рассолов с пресными водами зоны активного водообмена. По содержанию Li (ПДК равно 0,03 мг/л),

отмечается превышение допустимых концентраций в восьми пробах, причем в двух пробах отмечается превышение ПДК в 10 раз (до 0,20 и 0,26 мг/л). Значения ПДК для брома (ПДК равно 0,2 мг/л) превышены в восьми пробах, причем в двух пробах значительно (до 1,14 и 1,64 мг/л). Превышение допустимых концентраций Sr отмечено в трех пробах, максимально до 12,7 мг/л (ПДК равно 7 мг/л). Концентрации Fe выше ПДК (ПДК равно 0,3 мг/л) отмечаются в пяти пробах, максимальные значения в двух пробах равны 4,15 мг/л.

Таблица 2

**Показатели химического состава вод на территории Республики Башкортостан по данным анализов ГУ Центра госсанэпидемнадзора**

Населен- ный пункт	M, г/дм <sup>3</sup>	рН	Компоненты, мг/л							Формула Курлова	Тип воды по В.А. Сулину	Тип воды по О.А. Алекину
			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	N <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>			
г. Октябрь- ский	0,95	6,9	378	320	45	160	51	43,7		M <sub>0,95</sub> SO <sub>4</sub> 47 HCO <sub>3</sub> 44 Cl9 Ca57 Mg30 Na13	Сульфатно- натриевые (CH)	Сульфатно- кальциевые II типа
г. Туймазы	1,7	7,3	360	727	32	306	70	55,4	2,2	M <sub>1,7</sub> SO <sub>4</sub> 69 HCO <sub>3</sub> 27 Cl4 Ca65 Mg25 Na10	Сульфатно- натриевые (CH)	Сульфатно- кальциевые III типа
г. Белебей	0,44	7,4	298	27,8	14,5	60,7	26,8	16		M <sub>0,44</sub> HCO <sub>3</sub> 83 SO <sub>4</sub> 10 Cl7 Ca51 Mg37 Na12	Сульфатно- натриевые (CH)	Карбонатно- кальциевые II типа

Таблица 3

**Содержание нормируемых элементов по анализам, полученных с сети опорных скважин, располагающихся на территории нефтегазовых месторождений**

Наблюдатель- ные скважины, № проб	Глубина отбора, м	Минерализация (сухой остаток)		Fe общее	Нефтепродукты	pH	Li	Sr	Mn	Br
		мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	ед.	мг/дм <sup>3</sup>				
Республика Башкортостан (западная часть Республики)										
№ 1.1	18	1026		0,68	0,027	7,4	0,196	0,257	<0,005	0,205
№ 1.2	18	3900		4,15	0,03	7,3	<0,015	12,7	<0,005	<0,005
№ 2.1	26	846		0,077	0,026	7,56	0,073	0,402	<0,005	0,264
№ 2.2	26	940		0,059	0,021	7,9	<0,015	3,63	<0,005	0,236
№ 2.3	26	970		0,06	0,02	7,6	0,02	1,7	<0,005	<0,05
№ 3.1	25	4238		0,042	0,031	7,12	0,042	9,2	<0,005	<0,05
№ 3.2	25	2168		0,087	0,014	7,73	<0,015	3,42	<0,005	<0,05
№ 3.3	25	2890		0,31	0,02	7	<0,015	1,61	<0,005	<0,05
№ 4.1	60	1477		0,117	0,013	7,11	0,051	3,39	<0,005	0,311
№ 4.2	60	1473		0,097	0,014	7,81	0,0163	6,9	<0,005	0,44
№ 4.3	60	1280		0,03	0,01	7	<0,015	6,61	<0,005	<0,05
Республика Татарстан (юго-восточная часть Республики)										
№ 5.1	12	1654		0,278	0,034	5,31	0,049	9,2	<0,005	1,64
№ 5.2	12	2185		0,135	0,014	5,13	<0,015	5,28	<0,005	0,209
№ 5.3	12	2660		4,15	0,02	6,4	<0,015	7,4	<0,005	0,06
№ 6.1	12	2928		0,06	0,03	5,36	0,072	3,46	0,005	0,21
№ 6.2	12	1712		0,062	0,014	6,7	<0,015	6,75	<0,005	0,184
№ 6.3	12	2220		1,25	0,02	8,1	<0,015	1,65	<0,005	1,14
№ 7.1	18	607		0,068	0,021	7,7	0,048	0,313	<0,005	0,109
№ 7.2	18	990		0,17	0,04	7,2	0,26	1,41	<0,005	<0,05

Присутствие концентраций  $\text{Fe}^{+2}$  и  $\text{Sr}^{+2}$  выше ПДК по нескольким скважинам не может являться достоверным доказательством смешения глубинных рассолов с пресными верхнепермскими водоносными комплексами, так как содержание этих элементов свыше ПДК в пресных и почти пресных водах ( $M_{\text{общ}}$  около 2 г/л) может иметь природное происхождение [Крайнов и др., 2004].

*Содержание брома в пресных водах должно находиться в пределах 0,001–0,025 мг/л, а содержание лития не превышать 0,0002–0,005 мг/л [Шварцев, 1998], поэтому содержание Li и Br свыше ПДК для вод ХПВ, однозначно указывает на проникновение глубинных рассолов в близ поверхностные воды, что может происходить только в результате техногенного загрязнения при разработке нефтяных и газовых залежей.*

Таким образом, можно считать установленным, что на территории нефтяных месторождений Республики Татарстан и Башкортостан происходит связанное с добычей углеводородов загрязнение пресных вод, выражющееся в увеличении  $M_{\text{общ}}$ , изменении генетического типа воды и увеличении содержания токсичных элементов.

В результате техногенного загрязнения воды пермских карбонатно-терригенных отложений из пресных гидрокарбонат-кальциевых со значениями  $M_{\text{общ}}$  не более 0,8 г/л стали солоноватыми водами ХМ и ХК типа с минерализацией более 2 г/л (до 4,24 г/л). В связи с загрязнением пресных вод районы нефтедобычи на сегодняшний день испытывают проблемы с подземным питьевым и техническим водоснабжением [Абдрахманов, 2005].

**Результаты исследований и рекомендации.** Техногенное загрязнение казанско-татарских водоносных комплексов на территории Татарского НГО выявляется по некоторым критериям:

- несоответствие морского ХМ и глубинного ХК генезиса вод (по классификациям по В.А. Сулина и О.А. Алекина) физико-климатическим условиям территории и глубине залегания вод (до 100 м);

- изменение типа вод с СН (по данным 2005 г.), что соответствует физико-климатическим условиям территории и глубине залегания вод, на ХК или ХМ тип вод сети опорных скважин;

- наличие в некоторых пробах вод верхних водоносных горизонтов содержаний брома и лития выше ПДК, повышенные концентрации которых характерны только для глубинных рассолов.

Установление техногенного загрязнения водоносных комплексов зоны активного водообмена из-за добычи углеводородов представляет возможность рассмотреть возможные механизмы загрязнения пресных вод.

С точки зрения разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений можно предположить, что загрязнение пресных вод связано или с проникновением глубинных рассолов в пресные водоносные комплексы вследствие негерметичности

скважин (загрязнение «снизу»), или инфильтрации пластового флюида из-за порывов на трубопроводах, неправильного захоронения нефтяных шламов, газонефтеvodопроявлений при бурении скважин и их ремонте, утечек флюида ввиду отсутствия должного обслуживания устьевой арматуры скважин (загрязнение «сверху»).

Большинство месторождений Татарского свода на сегодняшний день находится на завершающей стадии разработки, для которой характерна изношенность добывающих и нагнетательных скважин [Ваганов и др., 2017]. Изношенность горных выработок связана как с длительной разработкой нефтегазовых залежей, так и с воздействием на цементный камень и эксплуатационную колонну физических (влияние знакопеременных температур) и химических (выщелачивание, солевая, углекислая и сероводородная коррозии) явлений [Русинов и др., 2017]. Ввиду воздействия агрессивных компонентов пластовых вод происходит разрушение цементного кольца, ухудшение сцепки между колонной и цементным кольцом и образование щелей в эксплуатационной колонне. Особенно данные явления проявляются на нагнетательных скважинах, так как на месторождениях, вступивших в стадию разработки в прошлом веке, в полной мере не использовались пакерные компоновки, необходимые для разобщения определенных интервалов скважин. В свою очередь неблагоприятное техническое состояние эксплуатационных скважин, образовавшееся в результате длительной добычи нефти и газа, приводит к возникновению заколонной циркуляции (ЗКЦ). Из-за ЗКЦ при высоких скоростях фильтрации, образовавшихся в результате разрушения цементного камня, становится возможным переток пластового флюида в вышележащие горизонты, вплоть до земной поверхности [Абдрахманов и др., 2007]. Описанный механизм объясняет наличие в составе вод, взятых с сети опорных скважин, высокие содержания ионов хлора, не характерных для грунтовых вод. Также на процесс проникновения глубинных рассолов из-за ЗКЦ указывают концентрации лития и брома, превышающие возможные природные значения для пресных вод верхних водоносных горизонтов, что возможно только при смешении с глубинными рассолами.

Нельзя не упомянуть тот факт, что впервые метод заводнения был внедрен на месторождениях Татарского свода — Туймазинском, Ромашкинском, Бавлинском и Шкаповском [Чоловский и др., 2006]. Источниками водоснабжения при внедрении системы поддержания пластового давления в 1940-е годы являлись поверхностные пресные источники (реки, озера). В результате разбавления глубинных рассолов пресными водами в условиях бескислотной среды (отмечается на глубинах свыше 1500 м) и привноса «дополнительного» сульфат-иона в глубинные воды, в которых содержание  $\text{SO}_4^{2-}$  резко сокращено (по сравнению с поверхностными



Рис. 1. Открытый нефтешламовый амбар на территории одного из месторождений Татарской НГО

водами), создались благоприятные условия для процесса сульфатредукции — восстановление сульфатов при окислении нефти, что приводит к образованию техногенного сероводорода ( $H_2S$ ), который является коррозионно-опасным компонентом. Ярким примером коррозии нефтепромыслового оборудования является сокращение срока работы клапанов глубинных насосов до двух-трех недель на Ромашкинском нефтяном месторождении, где до начала эксплуатации в нефтеносных отложениях совсем не было сероводорода, но в результате заводнения пресными водами и начавшегося процесса сульфатредукции в терригенных девонских отложениях образование сероводорода приобрело катастрофические масштабы [Карцев и др., 1992]. Установлено, что в низкотемпературных условиях (до 100 °C) сероводород имеет только биогенное происхождение [Назина и др., 2004], т.е. образуется в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий.

В составе вод, используемых для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях Татарского свода (табл. 4), отмечается высокое содержание как сероводорода, так и углекислого газа, который также является результатом реакций биогенной сульфатредукции. Из-за нахождения в воде этих агрессивных газов происходит коррозия нефтепромыслового оборудования, что влечет за собой порывы трубопроводов. На территориях Республики Башкортостан и Татарстан такие порывы происходят ежегодно. Так, 21.03.2023 в результате порыва на трубопроводе в Республике Татарстан пластовый флюид (смесь подтоварной

воды с углеводородами) попал как на почвы, так и в реку Степной Зай.

Изливы пластовых флюидов на поверхность сопровождаются их инфильтрацией в грунтовые воды и далее в воды первых напорных горизонтов, содержащие пресные воды, тем самым вызывая их загрязнение.

Рассматривая механизм инфильтрации флюида с поверхности в водоносные комплексы, кроме прорывов нефтепроводов, также необходимо учитывать другие факторы: наличие на территориях нефтегазовых месторождений неликвидированных нефтешламовых амбаров без изоляции; утечки нефти и пластовой воды на поверхность по устьевой арматуре скважин.

Одной из главных проблем старых регионов нефтедобычи, к которым относится Татарская НГО, является наличие многочисленных открытых шламовых амбаров без гидроизоляции. Практически на каждом крупном месторождении остались нефтешламовые амбары, куда сбрасываются образовавшиеся нефтяные шламы. В результате попадания атмосферных осадков происходит прорыв стенок амбаров, сброс токсичных жидкостей на рельеф и неконтролируемое загрязнение водоносных комплексов (рис. 1).

Утечки пластового флюида вследствие изношенности устьевой арматуры происходят довольно часто (на некоторых месторождениях рассматриваемой территории утечки происходят даже на консервированных скважинах), также причиной утечек может являться несвоевременная замена устьевого сальника (СУСГ), необходимого для герметизации



Рис. 2. Утечка пластового флюида из-за изношенности устьевого сальника (СУСГ) на одном из месторождений Татарской НГО

утья скважины (рис. 2). Возможно, утечки вследствие несвоевременного обслуживания устьевой арматуры не дают большой масштаб распространения, но с учетом того, что на территории Татарского свода

располагается более 12 000 скважин, в сумме стоит рассматривать данный процесс как вполне возможный механизм загрязнения водоносных комплексов.

Вероятно, техногенное воздействие происходит из-за совокупности рассматриваемых процессов загрязнения, т.е. «сверху» и «снизу». Но в приведенных анализах проб отмечаются низкие значения содержания нефтепродуктов. Возможно, это связано с преобладанием процесса инфильтрации «сверху» пластового флюида (нефть с подтоварной водой), так как в результате данного механизма происходит адсорбция нефтепродуктов глинистыми минералами почв, когда как при вертикальной миграции глубинных рассолов вследствие ЗКЦ адсорбция углеводородных компонентов не происходит.

Также для выявления механизма загрязнения была проанализирована зависимость  $M_{\text{общ}}$  воды от глубины отбора пробы (рис. 3). Можно заметить уменьшение значений  $M_{\text{общ}}$  с глубиной: для пробы № 4.1, 4.2, 4.3 (глубина 60 м)  $M_{\text{общ}}$  составляет 1,28 г/л до 1,5 г/л, а для пробы № 3.1 (глубина 25 м) она равна 4,24 г/л. Это свидетельствует о фильтрации более высоко минерализованных вод с поверхности. Поэтому можно предположить, что техногенное загрязнение происходит вследствие действия обоих механизмов: вертикальная миграция пластового флюида вследствие заколонных перетоков и инфильтрация с поверхности с преобладанием поверхностных процессов загрязнения.

С целью снижения техногенного загрязнения на нефтяных месторождениях Татарского свода предлагаются осуществлять следующие мероприятия:

- 1) увеличение периодичности промысловых геофизических исследований скважин на предмет наличия ЗКЦ;
  - 2) применение цемента с добавлением гипса или ангидрита при ремонтно-изоляционных работах

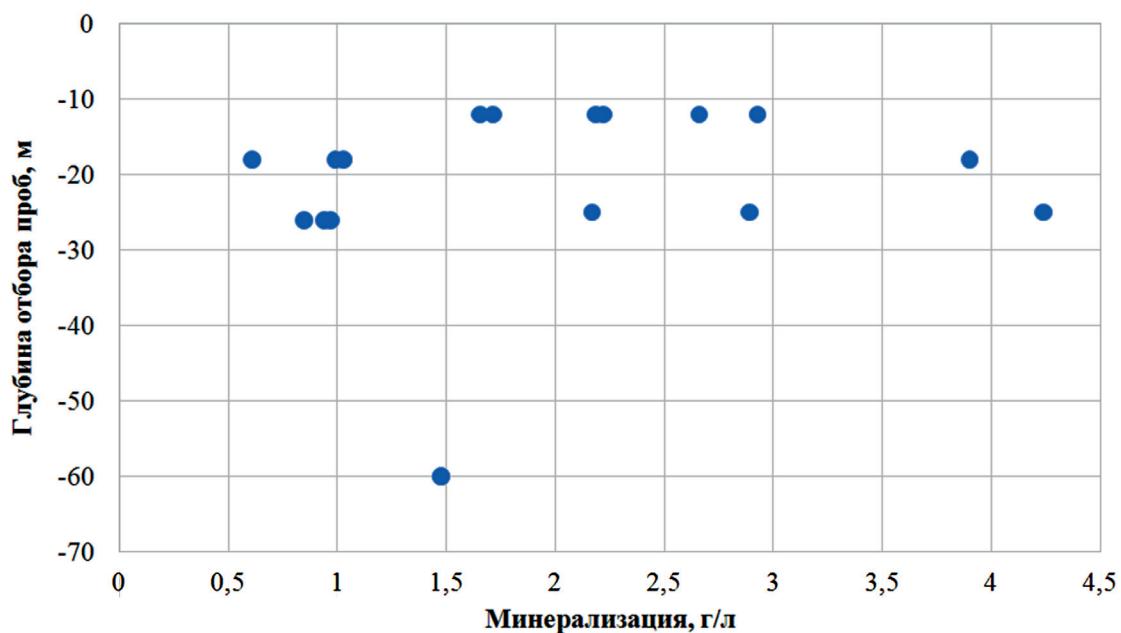


Рис. 3. Зависимость минерализации ( $M_{\text{общ}}$ ) от глубины отбора проб

Таблица 4

## Пробы воды, взятых с блочных кустовых насосных станций (БКНС) на одном из месторождений Татарского свода

№	Дата и место отбора пробы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Состав воды в мг-экв/л							рН	О	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Fe <sup>(3+)</sup>
			Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	сумма					
1	БКНС, 03.02.21	1,158	4509	5,72	0,8	599	214	3702	9030	5,94	0,2	10	4,6	14,36
2	БКНС, 03.02.21	1,151	4245	8,33	3	432	165	3660	8513	6,12	0,4	55	9,1	7,45

с целью уменьшения воздействия сероводородной коррозии [Аззамов и др., 1998];

- 3) ликвидация и рекультивация открытых шламовых амбаров без гидроизоляции;
- 4) закачка в скважины и трубопроводы антибактериальных реагентов или различных химических реагентов с целью минимизации воздействия сероводорода на стальные конструкции [Коханчик, 2019];

5) обслуживание устьевой арматуры скважин в соответствии с регламентом работ.

**Выводы.** 1. Химический состав пресных вод водоносных комплексов пород пермского возраста на территории Татарского свода изменен относительно природных фоновых значений, что проявляется в увеличении M<sub>общ</sub> до 3,9 г/л, изменении генетического типа вод с CH на XH и XM (по классификации В.А. Сулина) и в появлении ряда нормируемых элементов (Fe, Li, Sr, Br) в количестве выше ПДК для вод ХПВ.

2. Выявленное изменение химического состава водоносных комплексов пород пермского возраста

произошло вследствие техногенного загрязнения в результате разработки нефтегазовых месторождений.

3. Загрязнение водоносных комплексов происходит как в результате вертикальной миграции глубинных рассолов вследствие ЗКЦ, так и за счет инфильтрации в почвы пластовых флюидов из-за порывов на трубопроводах, утечках на кустовых площадках и неправильного захоронения нефтешламов.

4. Вероятно, преобладающим является механизм инфильтрации пластового флюида с поверхности.

5. Сформулированы рекомендации по минимизации техногенного воздействия на пресные воды рассматриваемой территории: увеличение периодичности проведения ПГИ на предмет наличия ЗКЦ, применение цементов с добавлением гипса и ангидрита при ремонтно-изоляционных работах, ликвидация открытых шламовых амбаров, закачка в скважины и трубопроводы антибактериальных компонентов, обслуживание устьевой арматуры в соответствии с регламентом работ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов Р.Ф. Гидрогеология Башкортостана. Уфа: Информреклама, 2005. 344 с.
2. Абдрахманов Р.Ф., Чалов Ю.Н., Абдрахманова Е.Р. Пресные воды Башкортостана. Уфа: Информреклама, 2007. 184 с.
3. Аззамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. Издание Самарского филиала секции «Строительство» РИА. Самара, 1998. 272 с.
4. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Леонтьев Д.С. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 85–87.
5. Всеволожский В.А. Основы гидрогеологии. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2007. 440 с.
6. Кацев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 207 с.
7. Киреева Т.А. Нефтегазопромысловая гидрохимия: Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2017. 224 с.
8. Коллектив авторов ИМИ МГИМО(У) МИД России. Проблема пресной воды: глобальный контекст политики России // Вестник МГИМО — Университета. 2011. № 3(18). С. 45–52.
9. Коханчик Я.А. Воздействие сульфатвосстановливающих бактерий на объекты нефтегазового комплекса и методы подавления их жизнедеятельности // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2019. № 2 (287). С. 34–39.
10. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. М.: Наука, 2004. 677 с.
11. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: В 2 т. Т.1. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. 316 с.
12. Назина Т.Н., Беляева С.С. Биологическое и метаболическое разнообразие микроорганизмов нефтяных месторождений // Труды Института микробиологии им. С.Н. Виноградского. Юбилейный сборник к 70-летию Института. М.: Наука, 2004. С. 289–316.
13. Русинов Д.Ю., Мелехин А.А. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня с добавкой микроцемента // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 54–56.
14. Шварцев С.Л. Гидрохимия зоны гипергенеза. М.: Недра, 1998. 288 с.
15. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология залежей. М.: Изд-во «Нефть и газ». РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 675 с.

Статья поступила в редакцию 02.03.2023, одобрена после рецензирования 12.05.2023, принята к публикации 12.08.2023