
2. Муразагалиев Д. М. Подсолевые карбонатные резервуары на шельфе Северного Каспия и их перспективы нефтегазоносности / Д. М. Муразагалиев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 22–25.

References

1. Vocalevskij Je.S., Shlygin D.A. K karakteristike neftegazovyh sistem osadochnyh bassejnov Severnogo Kaspija [To the characteristic of oil and gas systems of sedimentary basins of the Northern Caspian Sea]. *Geologija Kazahstana* [Geology of Kazakhstan], 2002, no. 4, pp. 4–14.
2. Murazagaliev D.M. Podsolevye karbonatnye rezervuary na shel'fe Severnogo Kaspija i ih perspektivy neftegazonosnosti [Podsolevye carbonate tanks on a shelf of the Northern Caspian Sea and their prospect of a neftegazonosnost]. *Geologija nefii i gaza* [Oil and gas geology], 1995, no. 5, pp. 22–25.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Продуктивным залежам месторождений нефти и газа Каспийского моря повсеместно сопутствуют пластовые воды, которые в виде «попутных вод» снижают товарные свойства нефти и газа при их добыче и переработке.

Ключевые слова: геоэкология, нефть, газ, товарные свойства.

GEOECOLOGICAL CHARACTERISTICS AND TREATMENT PROCESS ASSOCIATED CASPIAN OIL AND GAS FIELDS

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Productive deposits of oil and gas fields of the Caspian Sea is accompanied everywhere reservoir of water, which, in the form of "free water" reduce the trade of oil and gas properties during their extraction and processing.

Key words: *Geoecology, Oil, Gas, Trade properties.*

Технологические и промышленные свойства добываемых вод и возможности их промышленной переработки как ценного «бесплатного» сырья на месторождениях Каспийского моря не изучаются. Свойства и состав пластовых вод приведены в таблицах 1–4.

Таблица 1

Геоэкологические свойства пластовых вод Каспийского моря

Компоненты	Неоком	Апт	Альб
Пластовое давление, МПа (а) ($p_{пл}$)	15,7	14,87	14,0
Пластовая температура, °С ($T_{пл}$)	69	67	65
Давление газонасыщения воды в пластовых условиях (p_f)	14,3	12,4	10,1
Газосодержание (ГФ), m^3/m^3	1,53	1,30	1,2
Объемный коэффициент воды в пластовых условиях, m^3/m^3	1,015	1,014	1,013
Плотность воды в пластовых условиях, kg/m^3 , g_v	1050	1060	1050
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,49	0,52	0,53
Удельное сопротивление воды в пластовых условиях, Ом·м	0,044	0,045	0,045
Плотность водорастворенного газа, kg/m^3 , g_r	0,876	1,26	1,25

Пластовые воды имеют давление насыщения (p_n) газом 10,1–14,3 МПа(а), т.е. ниже пластовых давлений ($p_n < p_{пл}$). Динамическая вязкость вод – 0,49–0,52 МПа·с, удельное сопротивление – до 0,045 Ом·м. По данным стандартной сепарации, газосодержание пластовых вод не превышает 1,53 m^3/t , объемный коэффициент воды в пластовых условиях достигает 1,015 m^3/m^3 . Коэффициент газонасыщенности (K_r) вод равен 0,9–0,8, увеличиваясь с глубиной залегания вод.

Исследования глубинных пластовых вод продуктивных горизонтов и состава морских вод северной акватории Каспийского моря приведены в таблице 2. Глубинные воды содержат водорастворенный газ. Водорастворенные газы пластовых вод представлены в таблице 3.

Таблица 2

Состав пластовых вод Каспийского моря (mg/dm^3)

Компонент	Неоком	Апт	Альб	Морская вода
Cl^-	46440	47503	45022	5247
SO_4^{2-}	496	1620	1856	2906
HCO_3^-	732	220	14	214
Ca^{2+}	2505	2177	1401	391
Mg^{2+}	426	319	152	778
$Na^+ + K^+$	26964	30175	29883	3051
J^-	13	2,5	2	Отс.
Br^-	146	24	13	3
Минерализация, g/dm^3	72,5	82,1	78,7	12,5
Плотность, g/cm^3	1,05	1,06	1,05	1,01
pH	7,9	8,04	7,8	8,6
Характеристика воды (по Сулину)	Хлоркальциевый тип			Хлормагнийевый тип

По величинам минерализации и pH, соотношению основных компонентов солевого состава пластовые воды содержат ценные растворенные компоненты: магний, кальций, натрий, йод и бром, которые при современных технологиях переработки воды (ионоадсорбционные, ионитные и др.) могут извлекаться на рентабельном уровне. Пластовые воды предельно газонасыщенные (Kг до 0,9), вследствие чего они могут быть отнесены при извлечении их в процессе добычи на поверхностные условия «нормального» давления ($p_n = 0$ атм) к нетрадиционным источникам энергии, по аналогии с Японией.

Таблица 3

Состав пластовых вод прибрежных месторождений Каспийского моря (мг/дм³)

Компонент	ЮРА			АПТ			АЛБ		
	Каспий-ское	Промыс-ловское	Артезиан-ское	Каспий-ское	Промыс-ловское	Артезиан-ское	Каспий-ское	Промыс-ловское	Артезиан-ское
CL ⁻	85830	7723	61084	78377	78537	77540	61339	59319	45345
SO ₄ ²⁻	12	103	201	184	15	163	37	20	115
HCO ₃ ⁻	240	146	561	390	85	189	488	146	360
Ca ²⁺	8430	4140	2800	6324	5740	6696	3360	3237	1429
Mg ²⁺	1251	602	438	992	1203	670	997	725	134
Na ⁺ + K ⁺	43710	44300	35860	41923	43937	41050	34220	35261	27651
I ⁻	4	6	2	8	9	11	10	11	9
Br ⁻	348	70	30	292	259	347	230	213	162
Минерализация, г/дм ³	139	126	101	128	129	126	100	99	75
pH	7,0	6,9	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9
Характеристика воды (по Сулину)	Хлориднокальциевый тип								

При сопоставлении аналогов глубинных пластовых вод морской акватории и на суше отмечается значительное снижение минерализации вод в морских пластовых глубинах, но составы глубинных вод акватории практически идентичны аналогам Приманьчской зоны и северо-восточного побережья.

Таблица 4

Состав водорастворенных газов пластовых вод Каспийского моря

Компонент	НЕОКОМ		АПТ	
	мас. %	мол. %	мас. %	мол. %
Гелий	0,006	0,03	0,24	1,23
Углекислый газ	10,9	5,1	0,6	0,3
Азот	3,2	2,4	30,5	21,9
Метан	63	82	54	68
Этан	7,9	5,4	9,3	6,3
Пропан	4	1,9	2,8	1,3
Изо-бутан	1,01	0,3	0,4	0,1
Н-бутан	2,9	1,07	0,6	0,2
Изо-пентан	1,3	0,4	0,2	0,06
Н-пентан	1,8	0,5	0,2	0,05
C ₆	2,2	0,5	0,2	0,05
Остаток C ₇₊	1,3	0,3	0,2	0,03
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	0,87		0,84	
Молярная масса, г/моль	20,8		20,1	
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,72		0,69	

Водорастворенные газы полужирные, наряду с метаном (до 82 мол.%), содержат до 10,5 мол.% его гомологов: этан (5,4–6,2 мол.%), пропан-бутановую фракцию (до 3,3 мол.%), пентаны и вышекипящие углеводороды (до 1,8 мол.%). В составе газа присутствуют азот, углекислый газ (до 5,2 мол.%) и гелий (до 1,23 мол.%). Сероводород отсутствует. Водорастворенные газы представляют собой ценное сырье для переработки.

Таким образом, пластовые флюиды продуктивных горизонтов Каспийского моря характеризуются следующими значениями плотности:

- 1) вода неокомского подъяруса имеет до 1039 кг/м³;
- 2) нефть неокомского надъяруса имеет до 713 кг/м³;
- 3) вода аптского яруса имеет до 1060 кг/м³;
- 4) нефть аптского яруса имеет до 751 кг/м³.

Исследования синергетики пластовых вод и морской воды, предполагаемой к закачке для поддержания пластовых давлений ППД при разработке морских месторождений, в различных соотношениях представлены в таблице 5. Выпадение осадка при различных объемных смешиваниях отсутствует.

Таблица 5

Физические свойства смесей пластовых вод и морской воды

Объект исследования	Количество осадка, г/дм ³	Плотность, г/см ³	Вязкость, МПа·с
Вода пластовая	0	1060	0,4
Вода морская	0	1001	0,45
Смесь с морской 1 : 9	0	1003	0,4
Смесь с морской 5 : 5	0	1023	0,49
Смесь с морской 9 : 1	0	1042	0,52

По основным компонентам солевого состава и их изменению при закачивании морских вод в различных соотношениях с пластовыми водами процессов карбонатного и сульфатного осадконакопления не выявлено. Это позволяет осуществлять закачку морской воды в пласты с целью поддержания пластового давления (ППД) продуктивных залежей Каспийского моря и увеличения коэффициента извлечения сырья (КИН).

В процессе закачки необходимо контролировать содержание растворенного кислорода и трехвалентного железа в закачиваемой морской воде, взаимодействие которых может привести к образованию осадка гидроксида в пласте, уменьшению проницаемости коллекторов и снижению их конечной нефтегазоотдачи. В случае появления их повышенных концентраций вторичных солей необходимо выявить и ликвидировать условия их поступления. При образовании в системе закачки воды гидроксида железа и снижения приемистости в нагнетательных скважинах необходима закачка соляной кислоты (солянокислотные ванны). Соляная кислота (HCL) эффективна при наличии известняков или доломита, для работ в песчаниках должна применяться плавиковая кислота (HF) либо смесь HCL и HF (глинокислота).

Для предотвращения сероводородного заражения продуктивных пластов и сульфидной коррозии нефтепромыслового оборудования необходимо контролировать наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в закачиваемой морской воде.

Карбонаты и сульфаты кальция и магния являются основными солеобразующими компонентами при закачке вод. Линейный характер изменений зависимостей синергетического взаимоотношения солей при смешивании пластовых

и морских вод свидетельствует об отсутствии осадкообразования при закачке морской воды в пластовые горизонты, что значительно удешевляет процессы ППД ввиду безграничных объемов бесплатных морских вод. Состав пластовых вод приводится в таблице 5. Содержание редких элементов приведено в таблице 6.

Таблица 6

Геоэкологические свойства пластовых вод Королевского месторождения

№ скв.	Интервал, м	Возраст отложений	Плотн., г/см ³ рН	Химические свойства воды, мг/л; мг-экв/л; %-экв					
				Cl	SO ₄	HCO ₃	CO ₃	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺
12	Гл. 5350	C	1,036	15975	2453,36	6954	Отс.	4408	729,60
			—	450	51,11	114	—	220	60
			5,15	36,58	4,15	4,27	—	17,88	4,88
	4920–4941	C	1,076	66030	1167,01	3623,4	Отс.	3607,2	243,20
			—	1860	24,31	59,40	—	180	20
			6,8	47,85	0,62	1,53	—	4,63	0,51
13	4770–4846	C	1,105	85324,25	2057,50	He опр.	He опр.	5210,40	1216
			—	2403,50	42,66	—	—	260	100
			6	49,12	0,88	—	—	5,32	2,04
	4994–5035	C	1,111	95140	2589,16	1915,40	1248	4408,80	121,60
			—	2680	53,94	31,40	20,80	220	10
			10,3	48,10	0,97	0,56	0,37	3,95	0,18
			1,099	88040	293,81	2964,60	864	4008	182,40
			—	2480	6,12	48,60	28,80	200	15
	4924–4938	C	8,4	48,37	0,12	0,95	0,56	3,90	0,29
			1,097	91590	245,25	3428,20	Отс.	2905,80	304
			—	2580	5,11	56,20	—	145	25
	4849–4835	C	8,3	48,64	0,1	1,06	—	2,75	0,47
			1,097	86797,50	233,73	2025,20	132	2204,40	364,80
			—	2445	4,87	33,2	4,40	110	30
	4849–4835	C	6,8	49,15	0,10	0,67	0,08	2,21	0,60
			1,214	146970	50285,30	1098	228	501	17449,6
			—	4140	1047,60	18	3,8	25	1435
	4494–5053	C	6,7	39,74	10,05	0,17	0,04	0,24	13,77
			1,097	82003	943,98	Отс.	612	3907,80	Отс.
			—	2310	87,67	—	20,40	195	—
	5196–5250	D	8,4	49,15	0,42	—	0,43	4,15	—
			1,082	74193	213,98	1098	648	989,98	182,40
			—	2090	4,46	28	21,60	49,40	15,40
	5248–5291	D	7,1	48,97	0,10	0,42	0,51	1,16	0,36
			1,085	73485	229,62	2305,80	156	601,20	243,20
			—	2070	4,78	37,80	5,20	30	20
	5248–5191	D	7,2	48,87	0,12	0,89	0,12	0,71	0,47
			1,098	81650	55,96	4001,60	Отс.	1302	243,20
			—	2300	1,17	65,60	—	65	20
	5248–5190	D	5,5	48,59	0,02	1,39	—	1,37	0,42
			1,080	71710	960,69	1207,80	816	1002,20	547,20
			—	2020	19,60	19,80	27,20	50	45
	4907–4918	P _{1ar}	6,6	48,40	0,47	0,47	0,66	1,20	1,08
			1,113	88750	17110,17	549	72	801,60	11552
			—	2300	356,46	9	2,40	40	950
	Гл. 2 м	Q	7,2	43,59	6,21	0,16	0,04	0,70	16,56
			1,115	78100	27372,98	585,60	Отс.	901,80	10153,60
			—	2200	570,27	9,60	—	45	835
	Гл. 2 м	Q	6,7	39,57	10,26	0,17	—	0,81	15,02
			1,157	106500	40705,58	763,60	66	701,40	13801,60
			—	3000	848	12,60	2,20	35	1135
	Гл. 2 м	Q	7,6	38,83	10,98	0,16	0,03	0,45	14,69
			—	—	—	—	—	—	—

продолжение таблицы 6

Химические свойства воды, мг/л; мг-экв/л; %-экв					Коэффициент по В.А. Сулину		
Na ⁺⁺ +K ⁺	Ан+ Кат	J	Br	H ₂ S	Na Cl	Cl-Na Mg	(SO ₄ /Cl)× 100
7707,53	38228,29	Отс.	5,33	843,20			
335,11	1230,22				0,74	1,91	11,36
27,24	100						
40103,33	114776,1	Отс.	74,59				
1743,71	3887,42				0,94	5,81	1,31
44,86	100						
47986,28	141794,43	Не опр.	Не опр.				
2086,36	4892,72				0,87	3,17	1,78
42,64	100						
58791,22	164214,18	Отс.	73,26	968,15			
2556,14	5572,28				0,95	12,39	2,01
45,87	100						
54015,96	150368,77	Отс.	53,28	2210			
2348,52	5127				0,95	8,77	0,25
45,81	100						
56840,13	155313,38	Отс.	66,6	2409,75			
2471,31	5282,62				0,96	4,35	0,20
46,78	100						
53991,81	145749,44	Отс.	Не опр.	1564			
2347,47	4974,94				0,96	3,25	0,20
47,19	100						
86236,2	302768,1	Отс.	186,48	50,15			
3749,4	10418,80				0,91	0,27	25
35,99							
49566,61	187035,39	Не опр.	53,28				
2155,07	4700,14				0,93	–	0,85
45,85	100						
47592,98	124920,34	Отс.	93,24	1817,30			
2069,26	4268,12				0,99	1,35	0,21
48,48	100						
47558,94	124579,76	Отс.	85,25	1006,40			
2067,78	4235,56				1	0,11	0,23
48,82	100						
52480,71	139734,07	Отс.	87,91	1955			
2281,77	4733,54				0,99	0,91	0,05
48,21	100						
45806,80	122032,49	Отс.	159,84	1678,75			
1991,60	4173,20				0,99	0,63	0,97
47,72	100						
43190,78	162025,55	Отс.	113,22				
1877,86	5735,72				0,75	0,65	14
32,74	100						
43697,01	160810,99	Отс.	101,23				
1899,87	5559,74				0,86	0,36	25,92
34,17	100						
62934,40	225477,58	Отс.	173,16				
2692,80	7725,60				0,90	0,27	28,00
34,86	100						

Технологический процесс переработки попутных вод состоит из следующих стадий (рис.):

- подкисление пластовой воды и окисление хлором;
- сорбция водорастворенных элементов воды анионитами;
- нейтрализация и дегалогидирование отработанной пластовой воды;
- десорбция водорастворенных элементов с анионита;
- кристаллизация водорастворенных элементов из концентратов солей;
- сублимация и фасовка гидроминеральных веществ.

Для снижения щелочности пластовой воды и создания избыточной кислотности в смеситель на линии подачи пластовой воды подается 75%-ная серная кислота, а для окисления водорастворенных веществ в хлоратор подается газообразный хлор (рис.).

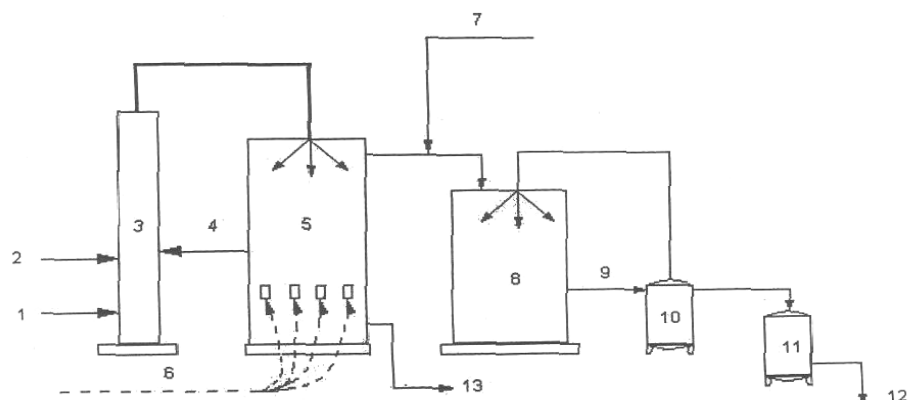


Рис. Геоэкологическая система переработки попутных вод. Условные обозначения: 1 – попутная вода; 2 – кислота; 3 – узел подкисления и окисления (хлоратор); 4 – хлор; 5 – узел обдувки элементов (десорбер); 6 – воздух; 7 – сернистый газ; 8 – уловитель (адсорбер); 9 – серная кислота (сорбент); 10 – сборник сорбента; 11 – кристаллизатор (выделение из сорбента); 12 – сырец; 13 – отработанная вода

Таблица 7

Содержание редких элементов в водах Королевского месторождения

№ скв.	Интервал, м	Возраст отложений	Плотность, г/см ³ рН	Общая минерализация, г/л
14	5248–5191	D	1,085 7,2	124,6
	5248–5191	D	1,093 5,5	139,7
	Гл. 2 м	Q	1,157 6,7	225,5

Содержание редких элементов, мг/л									
Li	K	Rb	Cs	Sr	B	Br	I	Mo	SiO ₂
17,5		1,0	0,5	220,0	62,6	67,0	33,0	0,005	40,0
17,5	400,0	2,0	0,1	370,0	73,9	81,2	33,8	0,0025	
3,3	1050,0	0,1	0,1	0,5	14,4	125,0	29,6	0,400	

Работа выполнена в рамках ГК 14.B37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
2. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. Serebrjakov A.O. *Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefiti v morskikh akvatorijah* [Geocology of searches, production and oil refining in sea water areas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
2. Serebrjakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
3. Serebrjakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodoopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefiti i gaza* [Rational environmental management by resources of oil fields and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.
4. Serebrjakov A.O. *Jekologija i paragenез kisljyh gazov, nefiti i vody solerodnyh regionov* [Ecology and paragenesis sour gases, oil and water of solerodny regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВОЛГО-АХТУБИНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ И ПРИБРЕЖНОГО КАСПИЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Алмамедов Ялчин Лачин-оглы, аспирант

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

В западной части Астраханского свода выделяется мощная толща разнофациальных отложений от раннекаменноугольного до антропогенного возраста включительно. Осадочный чехол Прикаспийской впадины региональным (кунгурским) галогенным флюидоупором разделен на два тектоно-седиментационных комплекса: подсолевой (нижний) и надсолевой (верхний), структура отложений и тектонистиль которых резко различаются и развиваются в Северо-Каспийское поднятие и другие северной акватории.

Ключевые слова: литология, стратиграфия, Волга, междуречье, нефтегазонасность.