

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 3, Number 423 (2017), 84 – 94

UDK 553.98:556.3

S. M. Kan, E. Zh. Murtazin, A. M. Edilhanov

LLP "Institute of Hydrogeology and Geoecology named after U. M. Akhmedsafin", Almaty, Kazakhstan,
JSC "Mangistaumunaigas", Aktau, Kazakhstan

**ABOUT DISTRIBUTION RARE MICROCOMPONENTS
IN PASSING STRATAL WATERS AT THE OIL AND GAS FIELDS
OF PENINSULA MANGYSHLAK**

Abstract. Given result researches content of rare metals in the formation waters oil and gas fields on the area peninsula Mangyshlak. As a result analysis and synthesis given regime observations of hydro-chemical indicators of formation brines have revealed regularities depending on dissemination and conditions accumulation of rare elements in groundwater from the composition water, physico-chemical and geological situations their formation.

Conducted researches show that in bowels of the republic has significant resources formation brines, which represent practical interest as industrial water, based on which have possible organizing new innovative industries. Research has confirmed that sufficient efficiency mastering deposits of industrial water can only provide their complex processing. Recycling of produced extracted formation brines, especially in the fields with uneconomic oil production, will make it possible to reduce cost of its production due to the additional production of marketable products, and as a consequence, save existing infrastructure of oil fields and jobs.

Keywords: oil and gas fields, formation water, rare microcomponents, Mangyshlak peninsula.

Recently becoming increasingly urgent problem protecting environment from harmful effects of liquid waste development of oil and gas. Although quite often data liquid waste related to industrial waters. Industrial waters called natural waters with a concentration of individual components, providing cost-effective extraction and processing. Conditionally are considered water content items than (mg/dm³) of bromine – 200, iodine – 10, boron – 100, lithium – 10, rubidium - 3, cesium – 0,5, potassium – 1000, strontium - 300 [1]. Industrial water called "liquid ore". This is a new kind of unconventional and complex minerals industrial importance which fully difficult to assess yet. Especially great value "liquid ore" for obtaining rare metals (lithium, rubidium, strontium, cesium, etc.).

Passing formation waters were opened at working oil and gas fields also are hydro-mineral raw material for obtaining industrial products. However, generally, this raw material is not used as either is poured or is dropped on the surface or pumped back into the underground horizons that requires additional expenses, and most important causes significant environmental damage.

Territory peninsula Mangyshlak relates to Mangistau- Ustyurt province polycomponental waters in which are classified two areas: 1) South Mangystau-Ustyurt region polycomponental waters dated for the Cretaceous and Jurassic sediments at depths from 960 to 2800 m with mineralization of 120-200 g/l. Discharge of wells consist 0,1-0,2 l/s; 2) Buzachinsky-North-Ustyurt region of iodine-bromine waters presented brines with mineralization 100-210 g/l, confined to Jurassic and Cretaceous sediments, opening at depth of 1000-2700 m. Discharge wells does not exceed 0,05-0,3 l/s [2].

Ground-based regional field routing studies in 2016 conducted field squad LLP "Institute of Hydrogeology and Geoecology named after U.M. Akhmedsafin" in territory of Southern Mangyshlak by area and structures of oil and gas fields belonging JSC" Mangistaumunaigas "and JSC" Ozenmunaigas ". A total of 10 has been investigated oil and gas fields.

Gas and oil fields Asar located in the Mangistau region, 100 km to the south-east of the city Aktau and 25 km north-west of the village Zhetybai. The structure was revealed seismic surveys in 1965. Exploratory drilling began in 1968, field was discovered in 1969 [3].

Structure is an asymmetrical brachyanticlinal pleat west-north-western trending complicated by tectonic violation. According to the roof II productive horizon, stratigraphically attributable to bathonian, size structure 7 x 2,5 km. Water calcium chloride, with a density of 1007-1120 kg/m³ and mineralization 21-154 g/l. Regime deposits are elastic water pressure. The field is located in developing.

Have been tested 10 wells and separation stations, in wells №61 and 281 at the output of gas condensate. Results of chemical analysis are shown in table 1. Conditioning content of lithium found in wells № 309 (11,6 mg/l), № 408 (12,4 mg/l) and in the separation station (10,4 mg/l). Significant content of strontium are found in wells №50 (827 mg/l), №309 (963 mg/l), №56 (623 mg/l), №55 (688 mg/l), №223 (702 mg/l), №263 (447 mg/l), №408 (776 mg/l), №450 (351mg/ l). Conditioning content of bromine detected in the wells №55 (360,21 mg/l), №56 (329,32 mg/l), №223 (328,76 mg/l), №263 (241,87 mg/l), №408 (417,41 mg/l) and in the separation station (221,07 mg/l).

Gas condensate field Bekturly located in the Karakiyan district of Mangistau region 20 km away from the village Munaishy, 75 km from the town of Zhanaozen and 80 km to the east from the city of Aktau. Structure of was revealed at carrying out regional geological and geophysical work at 1967-1968. The deep exploration drilling began in 1973. In this year well of 3 are installed deposits in the sediments Middle Jurassic and in 1975 opened deposit in the Lower Jurassic. In structural relation - is brachyanticline sublatitudinal. According to the roof of the structure of sediments Bathonian size of 2x1 km and amplitude of 15 m. With a depth contrast structure increases, marked a set of displacement in the eastern direction. Collectors productive horizons pore, lithology are presented sandstones and siltstones.

Table 1 – Contents of microelements (mg/l) in the groundwater field Asar

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
119	1661	1663	21	1,6	n/d	n/d	53,6	0,70	20,36	9,68	
50	2008	2013	119	8,8	n/d	n/d	827	6,0	67,20	17,7	
309	2063,5	2067	154	11,6	n/d	n/d	963	3,8	51,20	14,8	
55	2155 2179	2168 2187	129	9,6	n/d	n/d	688	4,7	360,21	5,06	
56	1655 1683 1691 1698	1663 1686 1693 1702	110	8,4	n/d	n/d	623	4,2	329,32	5,29	
223	1616 1621	1620 1630	116	8,8	n/d	n/d	702	5,10	328,76	5,52	
263	2158	2165	95	7,0	n/d	n/d	447	2,70	241,87	4,83	
408	2171	2179	151	12,4	n/d	n/d	776	4,70	417,41	5,06	
450	2033 2047 2054	2038 2049 2058	68,6	5,8	n/d	n/d	361	1,30	180,35	4,95	
624	1771	1775	41,9	3,0	n/d	n/d	154	1,60	102,16	4,37	
Station of separation			81	10,4	n/d	n/d	293	2,70	221,07	5,18	Receipt of petroleumwater mixture from all fields

In the geologic section field of Bekturly is allocated three hydrochemical zone: upper, middle and lower. The upper zone includes a water-saturated sediments from albsenomana to Neocomian. Average area includes Jurassic deposits. The lower zone includes the Triassic sediments.

Regime accumulations water pressure. The field has been in development [3]. Two wells have been tested - №82 and 107. The results of chemical analysis are shown in table 2. In the well №107 conditioning lithium content up to 13,6 mg/l, Sr - 873 mg/l. In sample from the well №82 was only oil, water from the petroleum fluid could not be separated.

Oil field Alatobe located in the Mangistau region, 33 km north-east of the city of Aktau. The structure identified by seismic exploration MOGT in 1977, detailed in 1980-1982. Exploration drilling began in

1987, which was year discovery of deposit. Discoverer - well 1. At a depth of 3875 m was revealed stratal, tectonically screened petroleum accumulation in carbonate sediments of the Middle Triassic represented dolomite limestone. The height reservoir 60 m. The field has been in development [3]. When testing wells №33 water samples were not taken output only gas.

Table 2 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater field Bekturly

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
107	2415	2427	152	13,6	n/d	n/d	873	3,2	72,4	14,8	
82	2362 2386 2398	2374 2394 2414									Petroleum

Petroleum and gas condensate field Pridorozhnoe located in the Karakmyanskom district Mangistau region, 70 km to the east of the city Aktau, in 10 km from the village Munaishy opened in 1991, discoverer – well 1. Raising prepared and detailed seismic surveys in 1989. In relation to the structure of the tectonic timed to Zhetybai-Ozen degree Southern Mangyshlak flexure. Stratal water – robust brines of calcium chloride type. The field has been in development [3]. Testing of wells could not be carried - in well № 9, no fluid in the well №1 at the output gas condensate.

Oil field Burmasha located at the territory of Karakiya district of Mangistau region, 60 km from the village Zhetybai, 85 km from the city Zhanaozen, 150 km from the city Aktau. In 1954-1968 on the area were carried regional geological and geophysical work and preparation for exploratory drilling. Exploration drilling began in 1974 and in 1975 opened oil accumulation in the sediments Middle Jurassic. Discoverer - well 3. On the roof Yu-IX productive horizon (Bajocian) size of structure by contour line - 1670 m of 4x2 km. The structure having an amplitude of 70 m, is part of the anticline sublatitudinal limited tectonic violation. Oil accumulation on the type of stratal, tectonic and lithological screened, its height of 65 m. The collector of porous, lithology is presented sandstones and siltstones with an open porosity up to 19% and permeability 0,010 mkm². Stratal water calcium chloride type of density 1112 kg/m³ and mineralization 159,8-408 g/l. The field has been in development [3]. The data chemical analysis research are given in table 3. Industrial content microcomponents were not found.

Table 3 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater field Burmasha

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
121	1840	1848	408	2,6	n/d	n/d	168	1,0	28,0	6,98	

Gas-condensate field South Zhetybai located in the Mangistau region, 4,5 km south from deposit Zhetybai (Zhetybai gas condensate field located in the Mangistau region, 80 km south-east city of Aktau.) Lifting the detected geophysical research 1962-1964 and detailed in 1968. The field opened in 1968. The exploration well 95, which established productivity of the medium and the Lower Jurassic sediments. In 1972, discovered in the Triassic reservoir. In tectonic terms, it is an asymmetrical brachyanticlinal pleated sublatitudinal orientation, complicated two elevations - South Zhetybai in the west and the east Normaulski.

Is established commercial oil and gas of Middle, Lower Jurassic and Triassic sediments. Floor of productivity, which is allocated 15 horizons, up to 2000 m. Stratal water calcium chloride type, density of 1074-1110 kg/m³. The total mineralization of water of Jurassic horizons 32-152 g/l, Triassic (PT) -102,2 g/l. In the water contains iodine, boron, bromine. Regime Water accumulations elastically. The field has been in development [3]. The results of chemical analysis researches presented in table 4.

Table 4 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater field Southern Zhetybai

№ well	Interval approbation, m		Mineralization g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	fro	to									
117	1927 1935 1960	1933 1942 1972	100	9,2	n/d	n/d	515	2,4	69,2	23,4	
208	1928 1934,5 1963 1966 1995,5	1930 1943,5 1965 1976 2000	32,2	2,6	n/d	n/d	83,4	1,0	47,2	17,7	
400	Slotted filter 2187,55	2386,93	125	12,0	n/d	n/d	778	3,2	67,2	23,4	

Industrial content of lithium (12,0 mg / l) and strontium (778 mg/l) were found in well № 400, in well №117 conditioning content strontium is 515 mg/l.

The field Ozen - oil field, is situated on the territory Karakiya district of Mangistau region, 150 km south-east of the city Aktau, 12 km north of the city Zhanaozen and 100 - 110 km from the Caspian Sea. The length field is approximately 35 km (east-west), width - 8 km (north-south). The area of the mining allotment Ozen deposit is 31625 ha. Field is being developed with 1965.

After introduction into operation of oil fields "OzenMunayGaz" under the influence of anthropogenic factors, natural hydrogeological conditions have been violated in a previously anhydrous sediments were found groundwater. Groundwaters are revealed almost everywhere, except for the outside south-east. Stratal waters calcium chloride type, chloride sodium-calcium composition, density up to 1,1 g/cm³ and a total mineralization 25,3-165 g/l. Industrial conditional content in the tested wells microcomponents not detected (table 5).

Table 5 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater field Ozen

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B
	from	to								
7074	1263	1288	33,7	n/d	n/d	n/d	85,7	0,60	70,86	2,68
4557	1314	1340	25,3	n/d	n/d	n/d	53,5	0,35	45,54	2,68

The field Western Yelemes located in the Beineu district Mangystau region 60 km southwest of the railway station of Oporny, Western-Kazakhstan railway.

Field was put into industrial operation May 5 1999, after construction an oil pipeline from the field to the system trunk pipeline. Oil produced at the field, belongs to category of high quality. Content of microcomponents in the formation waters Western Yelemes field is shown in table 6. Conditioning content of strontium (481 mg/l) was found in the well № 95.

Table 6 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater field Western Yelemes

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
79	648	2668	219	5,31	n/d	n/d	481	8,93	4,78	13,2	Interval approbation in all wells is timed to Jurassic horizon
83	2276	2282									
95	2684	2690									
98	2682	2685									
110	2689	2688									
111	2679	2689									

The field Eastern Saztobe is located 30 km southeast of the field Yelemes. Oil and gas deposit is confined to Jurassic and Triassic sediments. In this connection, for use an optimal technological regime development fields in Eastern Saztobe divided in three: Eastern Saztobe, North-Eastern and South-Eastern Saztobe.

The fields the North-Eastern and South-Eastern Saztobe introduced into industrial development of 17 March 2000. Oil produced at the field, belongs to category of high quality. The field Eastern Saztobe entered in industrial development of 4 August 2010. Composition of microcomponents in the formation waters is presented in tables 7 and 8. Conditioning content of strontium (485 mg/l) was found in the well №44.

Table 7 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater South-Eastern Saztobe

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
44	3340	3354	225	5,94	n/d	n/d	485	7,88	5,44	11,8	Interval approbation in all wells is confined to Triassic horizon
45	3408	3425									
46	3384	3394									

Table 8 – Content of microelements (mg/l) in the groundwater Eastern Saztobe

№ well	Interval approbation, m		Mineralization, g/l	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Note
	from	to									
1A	3068	3080	211	5,00	n/d	n/d	228	5,25	5,79	5,4	Interval approbation in all wells is timed to Jurassic horizon
2	3225	3245									
3	3173	3195									

Analysis and synthesis data regime observations for hydrochemical indicators of formation brines shows that patterns distribution and conditions accumulation of trace elements in groundwater are varied and depend on the composition waters, physical-chemical and geological environments of their formation.

Conducted researches show that in bowels of the republic has significant resources of formation brines, which are of practical interest as industrial water, based on which there is a possibility organize new innovative productions. Executed researches have confirmed that the effective enough development of fields of industrial water can only provide their complex recycling. The most cost-effective have an opportunity extracting iodine, bromine, lithium and other components and connections from the passing formation of brines waters oil and gas fields. In this case meant availability of infrastructure, workforce and opportunity to solve environmental problems. In recent years, conducted a number of work on adaptation the most advanced technologies applied at hydromineral recycling of raw materials, to formation waters oil fields.

Recycling of produced formation brines, especially in the fields with unprofitable extraction of oil, will provide an opportunity reduce cost of oil production due to the additional production of marketable products, and as a consequence, save available oil field infrastructure and jobs.

REFERENCES

- [1] Leonov S.B. Hydromineral raw and problems its processing / S.B. Leonov, E.V. Zelinskaya, O.I. Gorbunova. Irkutsk: Publishing house IGU, 1999. P. 120.
 [2] Smolyar V.A., Burov B.V. and others. Water resources of Kazakhstan (surface and underground water, modern state)/Handbook. Almaty: SIC «Science», 2002. 596 p.
 [3] <http://geology.gov.kz>

С. М. Кан, Е. Ж. Муртазин, А. М. Едилханов

ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У. М. Ахмедсафина», Алматы, Казахстан,
АО «Мангистаумунайгаз», Актау, Казахстан

О РАСПРОСТРАНЕНИИ РЕДКИХ МИКРОКОМПОНЕНТОВ В ПОПУТНЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА ПОЛУОСТРОВА МАНГЫШЛАК

Аннотация. Приведены результаты исследований содержания редких металлов в пластовых водах месторождений нефти и газа на территории полуострова Мангышлак. В результате анализа и обобщения данных режимных наблюдений за гидрохимическими показателями пластовых рассолов установлены закономерности зависимости распространения и условий накопления редких элементов в подземных водах от состава вод, физико-химических и геологических обстановок их формирования.

Проведенные исследования показывают, что в недрах республики имеются значительные ресурсы пластовых рассолов, которые представляют практический интерес в качестве промышленных вод, на основе которых имеется возможность организации новых инновационных производств. Исследования подтвердили, что достаточную эффективность освоения месторождений промышленных вод может обеспечить только комплексная их переработка. Переработка попутно добываемых пластовых рассолов, особенно на месторождениях с нерентабельной добычей нефти, даст возможность снизить стоимость ее добычи за счет дополнительного получения товарной продукции, и, как следствие, сохранить имеющуюся инфраструктуру нефтепромыслов и рабочие места.

Ключевые слова: месторождения нефти и газа, пластовые воды, редкие микрокомпоненты, полуостров Мангышлак.

Введение. В последнее время все более актуальной становится проблема защиты окружающей среды от вредного воздействия жидких отходов разработки месторождений нефти и газа. Хотя довольно часто данные жидкие отходы относятся к промышленным водам. Промышленными водами называются природные воды с концентрацией отдельных компонентов, обеспечивающей экономически выгодную добычу и переработку. Кондиционными считаются воды, содержание элементов в которых превышает (в мг/дм³): брома - 200, йода - 10, бора - 100, лития - 10, рубидия - 3, цезия - 0,5, калия - 1000, стронция - 300 [1]. Промышленные воды называют «жидкой рудой». Это новый вид нетрадиционного и комплексного минерального сырья, промышленное значение которого в полной мере пока трудно оценить. Особенно велико значение «жидких руд» для получения редких металлов (лития, рубидия, стронция, цезия и др.).

Попутные пластовые воды, вскрывающиеся при отработке месторождений нефти и газа, также являются гидроминеральным сырьем для получения промышленной продукции. Однако, как правило, это сырье не используется, так как либо изливается или сбрасывается на поверхность, либо закачивается обратно в подземные горизонты, что требует дополнительных затрат, а главное наносит значительный ущерб окружающей среде.

Территория полуострова Мангышлак относится к Мангистау-Устюртской провинции поликомпонентных вод, в которой классифицировано две области: 1) Южно-Мангистау-Устюртская область поликомпонентных вод, приуроченных к меловым и юрским отложениям на глубинах от 960 до 2800 м с минерализацией 120-200 г/л. Дебиты скважин составляют 0,1-0,2 л/с; 2) Бузачинско-Северо-Устюртская область йодо-бромных вод представлена рассолами с минерализацией 100-210 г/л, приуроченными к юрским и меловым отложениям, вскрытым на глубинах 1000-2700 м. Дебиты скважин не превышают 0,05-0,3 л/с [2].

Наземные региональные полевые маршрутные исследования 2016 года проводились полевым отрядом ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У.М. Ахмедсафина» на территории Южного Мангышлака по площадям и структурам месторождений нефти и газа, принадлежащим АО «Мангистаумунайгаз» и АО «Озенмунайгаз». Всего было исследовано 10 месторождений нефти и газа.

Газонефтяное месторождение Асар расположено в Мангистауской области, в 100 км к юго-востоку от г. Актау и в 25 км к северо-западу от поселка Жетыбай. Структура выявлена сейсмо-разведочными работами в 1965 г. Поисковое бурение начато в 1968 г., месторождение открыто в 1969 г. [3].

Структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку запад-северо-западного простирания, осложненную тектоническим нарушением. По кровле II продуктивного горизонта, стратиграфически относимому к батскому ярусу, размеры структуры 7x2,5 км. Воды хлоркальциевые, с плотностью 1007-1120 кг/м³ и минерализацией 21-154 г/л. Режим залежи упруго-водонапорный. Месторождение находится в разработке.

Были опробованы 10 скважин и станция сепарации, в скважинах № 61 и 281 на выходе газоконденсат. Результаты химико-аналитических исследований показаны в таблице 1. Кондиционные содержания лития обнаружены в скв. № 309 (11,6 мг/л), скв. № 408 (12,4 мг/л) и на станции сепарации (10,4 мг/л). Значительные содержания стронция обнаружены в скв. № 50 (827 мг/л), скв. № 309 (963 мг/л), скв. №56 (623 мг/л), скв. №55 (688 мг/л), скв. № 223 (702 мг/л), скв. № 263 (447мг/л), скв. №408 (776), скв. №450 (351мг/л). Кондиционные содержания брома обнаружены в скв. №55 (360,21 мг/л), скв. №56 (329,32 мг/л), скв. №223 (328,76 мг/л), скв. №263 (241,87 мг/л), скв. №408 (417,41 мг/л) и на станции сепарации (221,07 мг/л).

Таблица 1 – Содержание микроэлементов, мг/л в подземных водах месторождения Асар

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
119	1661	1663	21	1,6	н/о	н/о	53,6	0,70	20,36	9,68	
50	2008	2013	119	8,8	н/о	н/о	827	6,0	67,20	17,7	
309	2063,5	2067	154	11,6	н/о	н/о	963	3,8	51,20	14,8	
55	2155 2179	2168 2187	129	9,6	н/о	н/о	688	4,7	360,21	5,06	
56	1655 1683 1691 1698	1663 1686 1693 1702	110	8,4	н/о	н/о	623	4,2	329,32	5,29	
223	1616 1621	1620 1630	116	8,8	н/о	н/о	702	5,10	328,76	5,52	
263	2158	2165	95	7,0	н/о	н/о	447	2,70	241,87	4,83	
408	2171	2179	151	12,4	н/о	н/о	776	4,70	417,41	5,06	
450	2033 2047 2054	2038 2049 2058	68,6	5,8	н/о	н/о	361	1,30	180,35	4,95	
624	1771	1775	41,9	3,0	н/о	н/о	154	1,60	102,16	4,37	
Станция сепарации			81	10,4	н/о	н/о	293	2,70	221,07	5,18	Поступление водонефтяной смеси со всех месторождений

Газоконденсатное месторождение Бектурлы находится в Каракиянском районе Мангистауской области в 20 км от поселка Мунайшы, в 75 км от г. Жанаозен и в 80 км к востоку от г. Актау. Структура выявлена при проведении региональных геолого-геофизических работ в 1967-1968 гг. Глубокое поисковое бурение начато в 1973 г. В этом же году скважиной 3 установлены залежи в отложениях средней юры, а в 1975 г. открыта залежь в нижней юре. В структурном отношении - это брахиантиклиналь субширотного простирания. По кровле отложений батского яруса размеры структуры 2x1 км, амплитуда 15 м. С глубиной контрастность структуры увеличивается, отмечается смещение свода в восточном направлении. Коллекторы продуктивных горизонтов поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами.

В геологическом разрезе месторождения Бектурлы выделяется три гидрохимические зоны: верхнюю, среднюю и нижнюю. Верхняя зона включает в себя водонасыщенные отложения от

альбсеномана до неокома. Средняя зона включает в себя юрские отложения. Нижняя зона включает в себя триасовые отложения.

Режим залежей водонапорный. Месторождение находится в разработке [3]. Были опробованы две скважины – № 82 и 107. Результаты химико-аналитических исследований приведены в таблице 2. В скважине № 107 кондиционные содержания лития составляют 13,6 мг/л, стронция – 873 мг/л. В пробе из скважины № 82 оказалась только нефть, воды из нефтяного флюида выделить не удалось.

Таблица 2 – Содержание микроэлементов, мг/л в подземных водах месторождения Бектурлы

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
107	2415	2427	152	13,6	н/о	н/о	873	3,2	72,4	14,8	
82	2362 2386 2398	2374 2394 2414									Нефть

Нефтяное месторождение Алатюбе находится в Мангистауской области, в 33 км северо-восточнее г. Актау. Структура выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1977 г., детализирована в 1980-1982 гг. Поисковое бурение начато в 1987 г., который явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница – скважина 1. На глубине 3875 м выявлена пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь в карбонатных отложениях среднего триаса, представленных доломитизированными известняками. Высота залежи 60 м. Месторождение находится в разработке [3]. При опробовании скважины № 33 отобрать пробы воды не удалось – на выходе только газ.

Нефтегазоконденсатное месторождение Придорожное находится в Каракиянском районе Мангистауской области, в 70 км к востоку от г. Актау, в 10 км от пос. Мунайшы Открыто в 1991 г. Первооткрывательница – скважина 1. Поднятие подготовлено сейсморазведочными работами и детализировано в 1989 г. В тектоническом отношении структура приурочена к Жетыбай-Озеньской ступени Южно-Мангышлакского прогиба. Пластовые воды - крепкие рассолы хлоркальциевого типа. Месторождение находится в разработке [3]. Опробование скважин провести не удалось – в скважине № 9 нет флюида, в скважине №1 на выходе газоконденсат.

Нефтяное месторождение Бурмаша расположено на территории Каракиянского района Мангистауской области, в 60 км км от поселка Жетыбай, в 85 км от города Жанаозен, в 150 км от города Актау. В 1954-1968 гг. на площади проводились региональные геолого-геофизические работы и подготовка к поисковому бурению. Поисковое бурение начато в 1974 г. и в 1975 г. открыта залежь нефти в отложениях средней юры. Первооткрывательница - скважина 3. По кровле Ю-IX продуктивного горизонта (байосский ярус) размер структуры по изогипсе -1670 м составляет 4x2 км. Структура, имеющая амплитуду 70 м, представляет собой часть антиклинали субширотного простирания, ограниченной тектоническим нарушением. Нефтяная залежь по типу пластовая, тектонически и литологически экранированная, высота ее 65 м. Коллектор поровый, литологически представлен песчаниками и алевролитами с открытой пористостью до 19% и проницаемостью 0,010 мкм². Пластовые воды хлоркальциевого типа плотностью 1112 кг/м³ и минерализацией 159,8-408 г/л. Месторождение находится в разработке [3]. Данные химико-аналитических исследований приведены в таблице 3. Промышленных содержаний микрокомпонентов не обнаружено.

Газо-конденсатно-нефтяное месторождение Южный Жетыбай расположено в Мангистауской области, в 4,5 км к югу от месторождения Жетыбай (газоконденсатное месторождение Жетыбай расположено в Мангистауской области, в 80 км юго-восточнее г. Актау.) Поднятие

Таблица 3 – Содержание микроэлементов, мг/л в подземных водах месторождения Бурмаша

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
121	1840	1848	408	2,6	н/о	н/о	168	1,0	28,0	6,98	

выявлено геофизическими исследованиями 1962-1964 гг. и детализировано в 1968 г. Месторождение открыто в 1968 г. поисковой скважиной 95, установившей продуктивность средне- и нижнеюрских отложений. В 1972 г. выявлены залежи в триасе. В тектоническом отношении представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку субширотной ориентировки, осложненную двумя поднятиями – Южно-Жетыбайским на западе и Нормальским на востоке.

Установлена промышленная нефтегазоносность среднеюрских, нижнеюрских и триасовых отложений. Этаж продуктивности, в котором выделяется 15 горизонтов, достигает 2000 м. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1074-1110 кг/м³. Общая минерализация вод юрских горизонтов 32-152 г/л, триасового (ТВ) -102,2 г/л. В водах содержатся йод, бор, бром. Режим залежей упруговодонапорный. Месторождение находится в разработке [3]. Результаты химико-аналитических исследований представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Содержание микроэлементов (мг/л) в подземных водах месторождения Южный Жетыбай

№ скв	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
117	1927 1935 1960	1933 1942 1972	100	9,2	н/о	н/о	515	2,4	69,2	23,4	
208	1928 1934,5 1963 1966 1995,5	1930 1943,5 1965 1976 2000	32,2	2,6	н/о	н/о	83,4	1,0	47,2	17,7	
400	Щелевой фильтр 2187,55	2386,93	125	12,0	н/о	н/о	778	3,2	67,2	23,4	

Промышленные содержания лития (12,0 мг/л) и стронция (778 мг/л) обнаружены в скважине № 400, в скважине № 117 кондиционное содержание стронция составляет 515 мг/л.

Месторождение Озен - нефтяное месторождение, расположено на территории Каракиянского района Мангистауской области в 150 км юго-восточнее г. Актау, в 12 км к северу от г. Жана-Озен и в 100 - 110 км от Каспийского моря. Протяженность месторождения составляет приблизительно 35 км (с востока на запад), ширина - 8 км (с севера на юг). Площадь Горного отвода месторождения Озен составляет 31625 га. Месторождение разрабатывается с 1965 г.

После введения в эксплуатацию нефтяных месторождений ПФ «ОзенМунайГаз», под воздействием антропогенных факторов, естественные гидрогеологические условия были нарушены, в ранее безводных отложениях обнаружены подземные воды. Подземные воды выявлены практически повсеместно, за исключением крайнего юго-востока. Пластовые воды хлоркальциевого типа, хлоридного натриево-кальциевого состава, плотностью до 1,1 г/см³ и общей минерализацией 25,3-165 г/л. Промышленных кондиционных содержаний в опробованных скважинах микрокомпонентов не обнаружено (таблица 5).

Месторождение Западный Елемес расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области в 60-ти км к юго-западу от ж/д. станции Опорный, Западно-Казахстанской железной дороги.

Таблица 5 – Содержание микроэлементов, мг/л в подземных водах месторождения Озен

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B
	от	до								
707 4	1263	1288	33,7	н/о	н/о	н/о	85,7	0,60	70,86	2,68
455 7	1314	1340	25,3	н/о	н/о	н/о	53,5	0,35	45,54	2,68

Месторождение введено в промышленную эксплуатацию 5 мая 1999 г. после строительства нефтепровода от месторождения до системы магистральных трубопроводов. Нефть, добываемая на месторождении, относится к категории высококачественной. Содержание микрокомпонентов в пластовых водах месторождения Западный Елемес приведено в таблице 6. Кондиционное содержание стронция (481 мг/л) обнаружено в скважине № 95.

Таблица 6 – Содержание микроэлементов, мг/л в подземных водах месторождения Западный Елемес

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
79	2648	2668	219	5,31	н/о	н/о	481	8,93	4,78	13,2	Интервал опробования во всех скважинах приурочен к юрскому горизонту
83	2276	2282									
95	2684	2690									
98	2682	2685									
110	2689	2688									
111	2679	2689									

Месторождение *Восточное Сазтобе* расположено в 30 км юго-восточнее месторождения Елемес. Нефтегазоносность месторождения приурочена к юрским и триасовым отложениям. В связи с этим, для использования оптимального технологического режима разработки месторождение *Восточное Сазтобе* разделено на три: *Восточное Сазтобе*, *Северо-Восточное* и *Юго-Восточное Сазтобе*.

Месторождения *Северо-Восточное* и *Юго-Восточное Сазтобе* введены в промышленную разработку 17 марта 2000 года. Нефть, добываемая на месторождениях, относится к категории высококачественных. Месторождение *Восточное Сазтобе* введено в промышленную разработку 04 августа 2010 года. Состав микрокомпонентов в пластовых водах представлен в таблицах 7 и 8. Кондиционное содержание стронция (485 мг/л) обнаружено в скважине № 44.

Таблица 7 – Содержание микроэлементов (мг/л) в подземных водах месторождения Юго-Восточное Сазтобе

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
44	3340	3354	225	5,94	н/о	н/о	485	7,88	5,44	11,8	Интервал опробования во всех скважинах приурочен к триасовому горизонту
45	3408	3425									
46	3384	3394									

Таблица 8 – Содержание микроэлементов (мг/л) в подземных водах месторождения Восточный Сазтобе

№ скв.	Интервал опробования, м		Минерализация, г/л	Li	Rb	Cs	Sr	J	Br	B	Примечание
	от	до									
1А	3068	3080	211	5,00	н/о	н/о	228	5,25	5,79	5,4	Интервал опробования во всех скважинах приурочен к юрскому горизонту
2	3225	3245									
3	3173	3195									

Анализ и обобщение данных режимных наблюдений за гидрохимическими показателями пластовых рассолов показывает, что закономерности распространения и условия накопления редких элементов в подземных водах разнообразны и зависят от состава вод, физико-химических и геологических обстановок их формирования.

Проведенные исследования показывают, что в недрах республики имеются значительные ресурсы пластовых рассолов, которые представляют практический интерес в качестве промышленных вод, на основе которых имеется возможность организации новых инновационных произ-

водств. Выполненные исследования подтвердили, что достаточную эффективность освоения месторождений промышленных вод может обеспечить только комплексная их переработка. Наиболее рентабельной представляется возможность извлечения йода, брома, лития и других компонентов и соединений из попутных пластовых рассолов вод нефтяных и газовых месторождений. При этом имеется в виду наличие инфраструктуры, рабочей силы и возможность решения экологических проблем. В последние годы, проведен ряд работ по адаптации наиболее прогрессивных технологий, применяемых при переработке гидроминерального сырья, к пластовым водам нефтяных месторождений.

Переработка попутно добываемых пластовых рассолов, особенно на месторождениях с нерентабельной добычей нефти, даст возможность снизить стоимость добычи нефти за счет дополнительного получения товарной продукции, и, как следствие, сохранить имеющуюся инфраструктуру нефтепромыслов и рабочие места.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Леонов С.Б. Гидроминеральное сырье и проблемы его переработки / С.Б. Леонов, Е.В.Зелинская, О.И.Горбунова. – Иркутск: Издательство ИГУ, 1999. – 120 с.

[2] Смоляр В.А., Бузов Б.В. и др. Водные ресурсы Казахстана (поверхностные и подземные воды, современное состояние): Справочник. – Алматы: НИЦ «Гылым», 2002. – 596 с.

[3] <http://geology.gov.kz>

С. М. Кан, Е. Ж. Мұртазин, А. М. Еділханов

МАҢГЫШЛАҚ ТҮБЕГІНІҢ ГАЗ ЖӘНЕ МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ҚАБАТТЫ-ІЛЕСПЕ СУЛАРЫНДА СІРЕК МИКРОҚҰРАМДАСТАРДЫҢ ТАРАЛУЫ ТУРАЛЫ

«У. М. Ахмедсафин атындағы гидрогеология және геоэкология институты» ЖШС, Алматы, Қазақстан
«Маңғыстаумұнайгаз» АҚ, Ақтау, Қазақстан

Аннотация. Маңғышлақ түбегінің аумағында мұнай мен газ кен орындарының қабатты суларында сирек металдардың мөлшерін зерттеу нәтижелері келтірілген. Қабатты тұздықтардың гидрохимиялық көрсеткіштеріне тәртіптік бақылау мәліметтерін жалпылау және талдау нәтижесінде жерасты суларында, судың құрамына, олардың физикалық-химиялық және геологиялық қалыптасу жағдайына, сирек элементтердің жиналу жағдайы мен таралуына байланысты заңдылықтар анықталған.

Республиканың жер қойнауында қабатты тұздықтардың маңызды қорлары бар екенін, өнеркәсіптік сулар ретінде тәжірибелік қызығушылық тудыратын, жаңа инновациялық өндірістің ұйымдастырылу мүмкіндігі болу негізінде жүргізілген зерттеу жұмыстарынан көре аламыз. Зерттеу жұмыстары өнеркәсіптік сулар кен орнын жеткілікті тиімді игеруде оларды кешенді қайта өндегенде ғана қамтамасыз ете алады. Ілеспе өндірілген қабатты тұздықтарды қайта өндеу, әсіресе тиімсіз өндірілген мұнай кен орындарын, тауар өнім қосымша алу есебінен өндіру бағасы төмендеу мүмкіндігін алады, соның салдарынан бар жұмыс орындары мен мұнай кәсіпорнының инфрақұрылымын сақтап қалады.

Түйін сөздер: газ және мұнай кен орындары, қабатты сулар, сирек микроқұрамдастар, Маңғышлақ түбегі.