

УДК 551.14:550.83; 551.24:550.83

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72

Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

© 2022 г. | Г.А. Аббасов, Н.А. Атакишиева, Л.Б. Курбанзаде

SOCAR НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан; abbasov.qasim@gmail.com; nailaaliqizi@rambler.ru; lalequrbanzade31@gmail.com

Поступила 22.04.2022 г.

Доработана 16.05.2022 г.

Принята к печати 20.05.2022 г.

Ключевые слова: добыча; месторождение; пласт; гидрохимия; попутные воды; исследование; прогноз; микрокомпонент; соль; проба воды; осадок; канал; озеро.

Аннотация: Статья посвящена научному обоснованию экономической, экологической, медицинской и социальной значимости получения различных компонентов из попутных вод, добываемых при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова. Современный уровень развития оборудования и технологий нефтедобычи позволяет извлекать только часть нефти из нефтяных месторождений. Известно, что на первом этапе добычи нефти рентабельность разработки месторождений высока. Со временем количество нефти в скважинной жидкости уменьшается, количество пластовой воды увеличивается, затраты на добычу нефти и ее себестоимость увеличиваются, поэтому добыча нефти требует больших финансовых затрат при доводке месторождения. Поскольку нефтяные месторождения Апшеронского полуострова находятся на завершающей стадии разработки, абсолютное и относительное количество попутной воды в жидкости из скважин велико, и с течением времени увеличивается процент водоносности. Учитывая снижение эффективности добычи нефти с течением времени, открытие новых природных ресурсов на месторождениях может способствовать увеличению доходов от нефтедобычи, что может повысить эффективность использования природных ресурсов и снизить себестоимость добываемой нефти.

Для цитирования: Аббасов Г.А., Атакишиева Н.А., Курбанзаде Л.Б. Подготовка предложений по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 65–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72.

Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula

© 2022 | G.A. Abbasov, N.A. Atakishieva, L.B. Kurbanzade

"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR, Baku, Azerbaijan; abbasov.qasim@gmail.com; nailaaliqizi@rambler.ru; lalequrbanzade31@gmail.com

Received 22.04.2022

Revised 16.05.2022

Accepted for publication 20.05.2022

Key words: production; field; reservoir; hydrochemistry; associated/produced/formation water; studies; prediction; microcomponent; salt; water sample; sediment; channel; lake.

Abstract: The article is devoted to the scientific substantiation of the economic, ecological, medical and social significance of various components extraction from the formation water produced during the development of oil and gas condensate fields in the Absheron Peninsula. State of the art in oil extraction equipment and technologies makes it possible to produce only a part of oil from oil fields. It is known that in the first stage of oil production, the profitability of field development is high. Over time, the amount of oil in the borehole fluid decreases, the amount of formation water increases, and the cost of oil production and its cost increase, so oil production requires a lot of financial costs for final depletion of the field. As the oil fields in the Absheron Peninsula are in the final stages of development, the absolute and relative amount of produced water in the borehole fluids is large and water content increases over time. Given the declining efficiency of oil production over time, the discovery of new natural resources in fields could help to increase oil revenues, which may contribute to increased oil revenues, which may increase the efficiency of natural resources use and reduce the cost of oil produced.

For citation: Abbasov G.A., Atakishieva N.A., Kurbanzade L.B. Preparation of proposals for efficient use of associated waters produced with oil in oil fields of the Absheron Peninsula. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(4):65–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-65-72. In Russ.

Введение

Современный уровень разработки оборудования и технологий нефтедобычи позволяет извлекать только часть нефти из нефтяных месторождений. Известно, что на первом этапе добычи нефти рентабельность разработки месторождений высока. Со временем количество нефти в скважинной жидкости уменьшается, количество пластовой воды, затраты на добычу нефти и ее себестоимость увеличиваются, поэтому добыча нефти требует больших финансовых затрат при доводке месторождения.

Количество солей и ценных микрокомпонентов в попутных водах, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

Нефтяные месторождения Апшеронского полуострова находятся на завершающей стадии разработки, абсолютное и относительное количество попутной воды в жидкости из скважин велико, и с течением времени повышается обводненность добываемого продукта.

Сбрасываются миллионы тонн пластовой воды, добываемой одновременно с нефтью, в химическом составе которой тысячи тонн солей и ценных компонентов (табл. 1, 2). Наличие в этих высокоминерализованных водах различных компонентов, нефтепродуктов и токсичных элементов приводит к загрязнению окружающей среды и экологическому дисбалансу. Однако в наше время существуют технологии очистки таких вод и извлечения содержащихся в них солей и ценных компонентов [1].

Для качественного и количественного изучения попутных вод целесообразно создание на месторождениях гидрорежимной сети, периодический отбор проб воды и проведение химического анализа. При создании гидрорежимной сети необ-

ходимо учитывать как геологические условия месторождения, так и воздействия на пласт в процессе разработки.

Известно, что нефтяные и газоконденсатные месторождения на Апшеронском полуострове в основном связаны с отложениями продуктивного пласта [2].

Высокоминерализованные жесткие воды в верхней части продуктивной толщи содержат большое количество микрокомпонентов. Концентрации большинства микрокомпонентов в щелочных водах нижней части продуктивной толщи снижаются, а концентрации HCO_3^- , NH_4O_7 , RCOO и B повышаются. В нефтехранилищах и отстойниках нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) «Апшероннефть» микрокомпоненты в водах продуктивной толщи следует разделять: верхнюю часть, богатую стронцием, йодом и бромом, следует собирать отдельно от нижней, насыщенной гидрокарбонатами, бором, органическими и тетраборными кислотами.

Объем пластовой воды, добытой на Апшеронском полуострове за последние 15–20 лет, составляет 17,6–26,2 млн м^3 в год (в среднем 24 млн м^3), что равно 96 % добытой жидкости. Например, в 2003 г. здесь было добыто нефти 679 760 т, а воды 13 095 000 т ($\approx 95,1$ %).

В 2003 г. на Апшеронском полуострове было извлечено в среднем 19,24 т пластовой воды из 1 т нефти. Эти воды содержат в среднем 1,21 т солей, из них: NaCl – 1154 кг, MgCl_2 – 48,2 кг, CaCl_2 – 0,2 кг, CaCO_3 – 0,04 кг, элементов: Sr – 0,8 кг, I – 0,5 кг, Br – 2,1 кг, Li – 0,1 кг, Mn – 0,06 кг, Al – 0,05 кг и др. (табл. 3, 4).

В ходе исследования были отобраны пробы воды из нефтехранилищ, отстойников, озер НГДУ Апшеронского полуострова и химически проанализированы. Установлено, что вместе с попутной

Табл. 1. Минимальные и максимальные значения промышленно важных концентраций микрокомпонентов в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова, мг/л

Tab. 1. Minimum and maximum values of commercial concentration of microcomponents in produced water of oil and gas condensate fields in the Absheron Peninsula, mg/l

Элементы	Минимальные значения промышленно важных концентраций компонентов по инструкции	Максимальные концентрации компонентов в попутных водах
Ge	0,05	0,037
Cs	0,5	0,36
Rb	3	1,8
Li	10	3,3
J	10	32,8
Mg	1000	3131
Br	200	472,4
B	250	313,1
Sr	300	65,6
K	1000	200

Табл. 2. Наиболее распространенные концентрации основных макро- и микробиогенных компонентов в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений Апшеронского полуострова, мг/л

Tab. 2. Most common concentrations of major macro- and microbiogenic components in associated water in oil and gas condensate fields of the Absheron Peninsula, mg/l

Катионы		Анионы		Биогенные компоненты	
Компоненты	Концентрация	Компоненты	Концентрация	Компоненты	Концентрация
Na ⁺ + K ⁺	12 892–36 851	Cl ⁻	19 042–66 379	NH ₄	0,09–9010
Ca ²⁺	126–3575	SO ₄ ²⁻	0–125	H ₂ S	1,6
Mg ²⁺	92–13 131	HCO ₃ + CO ³	348–465,2	SiO ₂	2,57–4,28
Li ⁺	2,3–3,3	RCOO ⁻	568–1249		
K ⁺	66–200	J ⁻	10,8–32,8		
Rb ⁺	0,11–1,8	Br ⁻	230–472,4		
Cs ⁺	0,03–0,16				
Sr ²⁺	10,3–65,6				
Ba ²⁺	4,6–9,8				
Mn ²⁺	1–2				
Fe ²⁺	10,9–115				
Cu ²⁺	0,18–1,26				
Al ³⁺	0,7–1,7				
B ³⁺	51–176				
Ge	0,002–0,037				

Табл. 3. Количество и стоимость компонентов в пластовых водах, сбрасываемых при добыче 1 т нефти в 2003 г. НГДУ, действующими на Апшеронском полуострове

Tab. 3. Amount and cost of components in formation water discharged in the course of production of one ton of oil in 2003 by Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Масса воды, получаемой из 1 т нефти, т	Компоненты										Нефть	Дистиллированная вода	Общее количество и стоимость комплекующих компонентов, усл. денежные ед.
		NaCl	MgCl ₂	CaCl ₂	CaCO ₃	Sr ²⁺	J ⁻	Br ⁻	Li ⁺	Mn ²⁺	Al ³⁺			
Балаханы-нефть	16,5	790,9 0,035 27,7	–	–	4,95 0,38 1,9	0,5 25 12,5	0,25 9,5 2,4	0,38 4 1,5	0,038 48 1,8	0,018 2,1 0,038	0,026 1 0,026	10 0,2 2,45	16 000 0,001 16	16 808,6 – 65,35
Бибией-батнефть	15	1000,5 0,035 35	48 0,6 28,8	36 0,38 13,7	21 0,38 8	0,98 25 24,5	0,22 9,5 2,1	0,46 4 1,9	0,05 48 2,4	0,03 2,1 0,063	0,008 1 0,008	10,4 0,245 2,55	14 600 0,001 14,6	15 824,4 – 133,6
Бинагади-нефть	8,5	336,4 0,035 12,8	–	–	–	0,32 25 8	0,13 9,5 1,2	0,26 4 1	0,022 48 1,1	0,016 2,1 0,034	0,009 1 0,009	5,3 0,245 1,3	8300 0,001 8,3	8672,5 – 33,74
Сураханы-нефть	47,4	3640,3 0,035 14,6	180,12 0,6 108,1	123,24 0,8 46,8	66,36 0,38 25,2	1,74 25 43,5	0,65 9,5 6,2	4,27 4 17	0,13 48 6,4	0,09 2,1 0,19	0,076 1 0,076	44,7 0,2 10,45	46 000 0,001 46	50 061,7 – 324,5
НГДУ им. А. Амирова	13,3	417,4 0,035 14,6	–	–	7,18 0,38 2,7	0,15 25 3,7	0,17 9,5 1,6	1,02 4 4,1	0,04 48 1,9	0,013 2,1 0,027	0,009 1 0,009	7,8 0,245 1,9	12 900 0,001 12,9	13 334,4 – 43,4
НГДУ им. З. Тагиева	14,3	1340 0,035 46,9	70,1 0,6 42	132,3 0,38 50,3	4,15 0,38 1,6	0,15 25 3,7	0,15 9,5 1,5	0,9 4 3,5	0,033 48 1,6	0,027 2,1 0,057	0,024 1 0,024	19,5 0,245 4,6	13 900 0,001 13,9	15 467,3 – 169,7

Примечание. Цена 1 т нефти составила 245 усл. денежных ед.; 1-й ряд — количество компонентов, кг; 2-й ряд — цена, усл. денежные ед/кг; 3-й ряд — стоимость, усл. денежные ед.

Note. Price of one ton of oil was 245 cost units; 1-st row is an amount of components (kg); 2-nd row is price (cost units per kg); 3-rd row is a sum of components (cost units).



Табл. 4. Количество и стоимость компонентов в 19,26 т попутной воды, полученной при добыче 1 т нефти из месторождений УВ Апшеронского полуострова в среднем за 2003 г.

Tab. 4. Amount and cost of components in 19.26 tons of associated water produced in the course of one ton of oil production from hydrocarbon fields in the Absheron Peninsula (average for 2003)

Компоненты										Нефть	Дистиллированная вода, 1 т	Все соли и микрокомпоненты	Все комплексообразующие компоненты
NaCl	MgCl ₂	CaCl ₂	CaCO ₃	Sr ²⁺	J ⁻	Br ⁻	Li ⁺	Mn ⁺	Al ³⁺				
1154	48,2	0,2	0,04	0,8	0,5	2,1	0,1	0,06	0,05	15,4	18 700	1206,1	21 127,6
0,035	0,6	0,38	0,38	25	9,5	4	48	2,1	1	45	0,001	—	—
40,4	29	0,076	0,0152	20	4,75	8,4	4,8	0,126	0,05	3,77	18,7	107,62	130,9
31,06	22,29	0,06	0,01	15,37	3,65	6,46	3,69	0,1	0,04	2,9	14,37	82,73	100

Примечание. Цена 1 т нефти составила 245 дол. США; 1-я строка — количество компонентов, кг; 2-я строка — цена, усл. денежные ед./кг; 3-я строка — сумма компонентов, усл. денежные ед.; 4-я строка — процент от общей стоимости.

Note. Price of one ton of oil was USD 245; 1-st row is an amount of components (kg); 2-nd row is price (cost units per kg); 3-rd row is a sum of components (cost units); 4-th row is percentage of total cost.

водой сбрасывается нефть и концентрация этой нефти колеблется в пределах 588–1362 мг/л и в среднем равна 802 мг/л. Если учесть, что суммарная годовая добыча воды НГДУ составила более 13 млн м³, то количество сброса сырой нефти попутными водами в 2003 г. — более 10,6 тыс. т (табл. 5).

Степень минерализации 13 095 тыс. т попутных вод, сбрасываемых с нефтепромыслов Апшеронского полуострова в 2003 г., в среднем составляла 71,7 кг/т, что свидетельствует о содержании в них 938,9 тыс. т различных солей и химических компонентов, в том числе в среднем: 826,7 тыс. т поваренной соли; 25,6 тыс. т хлористого кальция; 29,2 тыс. т хлорида магния; 30,3 тыс. т солей карбоната и ионов УВ; 12,9 тыс. т солей органических кислот; около 1,8 тыс. т радиоактивного калия; 744 тыс. т брома; 508 т радиоактивного стронция; более 182 т йода. Их суммарная стоимость на международном рынке достигает 80,5 млн условных денежных единиц (усл. денежных ед.) (табл. 6).

Концентрации поваренной соли, йода, брома и бора имеют промышленное значение [3].

Согласно полученной информации, при добыче 1 т нефти в 2003 г. было получено 19,26 м³ воды, содержащей (в усл. денежных ед.): NaCl (1154 кг на сумму 40,4), CaCl₂ (0,2 кг — 0,076), MgCl₂ (48,2 кг — 29), CaCO₃ (0,04 кг — 0,015), J (0,05 кг — 0,48), Br (2,1 кг — 8,4), Sr (0,8 кг — 20), Li (0,1 кг — 4,8), Mn (0,06 кг — 0,13), Al (0,05 кг — 0,05), отработанной нефти (0,03 кг — 0,007).

Таким образом, цена вышеуказанных 10 компонентов на международном рынке составляет 82,73 усл. денежных ед., что можно считать равным цене около 0,34 т нефти.

Анализ табл. 3 и 4 показывает, что по добыче попутной воды НГДУ «Сураханынефть» занимает 1-е место. Вместе с 1 т нефти здесь извлекается в среднем 47,4 т попутной воды, что составляет 97,9 % полученной жидкости. Второе место занимает «Балаханынефть» (94,3 %), 3-е место — «Бибибатнефть» (93,8 %), 4-е место — НГДУ имени Г.З. Тагиева (93,5 %). Согласно абсолютному и относительному содержанию, в химическом составе воды преобладают ионы Na⁺ и Cl⁻.

Количество солей и других компонентов (кг) в попутной воде, полученной при добыче 1 т нефти, по НГДУ составляет: «Балаханынефть» — 797, «Бибибатнефть» — 1214, «Бинагадинефть» — 337,2, «Сураханынефть» — 4017, им. А. Амирова — 426 и им. З. Тагиева — 1547,8. Так, при добыче 1 т нефти максимальное количество (в кг) соли получено на «Сураханынефть», НГДУ им. З. Тагиева и «Бибибатнефть». На Апшеронском полуострове этот показатель составил 1206,1 кг.

Сравнение расчетного значения (усл. денежные ед.) этих компонентов на мировых рынках показывает, что NaCl (40,4) занимает 1-е место, MgCl₂ (29) — 2-е место, Sr (20) — 3-е место, Br (8,4) — 4-е место, Li (4,8) — 5-е место; J (4,75) — 6-е место.

Объемы йода и брома, ранее производившиеся в Азербайджане, составляют 3,6 и 6,5 % суммарных значений компонентов в вышеуказанной воде. Из этого следует, что для получения солей и ценных компонентов из попутных вод среди НГДУ, действующих на Апшеронском полуострове, в первую очередь необходимо использовать воду месторождений «Сураханынефть», НГДУ им. З. Тагиева и «Бибибатнефть».

Табл. 5. Количество нефти в попутных водах, добытых и подлежащих добыче на нефтяных и газоконденсатных месторождениях НГДУ Апшеронского полуострова

Tab. 5. Quantity of oil in associated waters produced and to be produced from oil and gas condensate fields of the Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Концентрация нефти, мг/л	Количество нефти, сброшенной попутными водами с начала разработки по 01.01.04 г.	Количество нефти, сброшенной попутными водами в 2003 г.	Прогноз объемов нефти, сбрасываемой попутными водами в 2004–2010 гг.	Прогнозируемое количество нефти, которое будет сброшено вместе с попутной водой при добыче остаточной извлекаемой нефти
Балаханынефть	607	$\frac{509\ 255}{309,1}$	$\frac{3533}{2,2}$	$\frac{37\ 966}{23,1}$	$\frac{196\ 674}{119,4}$
Бибиейбатнефть	693	$\frac{534\ 144}{370,2}$	$\frac{1801}{1,3}$	$\frac{16\ 127}{11,2}$	$\frac{142\ 667}{98,9}$
Бинагадинефть	622	$\frac{103\ 998}{64,7}$	$\frac{911}{0,7}$	$\frac{6050}{3,8}$	$\frac{580\ 608}{361,1}$
Сураханынефть	942	$\frac{1\ 179\ 388}{1111}$	$\frac{5022}{4,7}$	$\frac{30\ 898}{29,1}$	$\frac{109\ 141}{102,8}$
НГДУ им. А. Амирова	588	$\frac{163\ 064}{96}$	$\frac{944}{0,5}$	$\frac{11\ 564}{6,8}$	$\frac{132\ 973}{78,2}$
НГДУ им. З. Тагиева	1362	$\frac{360\ 025}{490,4}$	$\frac{884}{1,2}$	$\frac{5910}{8,1}$	$\frac{243\ 151}{331,2}$
Сумма	–	$\frac{2\ 849\ 874}{2441,4}$	$\frac{13\ 095}{10,6}$	$\frac{108\ 515}{82,1}$	$\frac{1\ 405\ 214}{1091,6}$

Примечание. Числитель — количество воды, т; знаменатель — количество нефти, тыс. т.

Note. Numerator — amount of water, tons; denominator — amount of oil, thousand tons.

При сравнении доходов от нефти и компонентов попутной воды, добытых в 2003 г. НГДУ, работающих на Апшеронском полуострове, видно, что чистый доход в «Балаханынефть», «Бибиейбатнефть», «Бинагадинефть» и НГДУ им. А. Амирова намного выше, чем чистый доход от попутных вод (табл. 6). Однако в НГДУ «Сураханынефть» и НГДУ им. З. Тагиева при организации комплексного извлечения солей, макро- и микрокомпонентов из попутных вод чистый доход от них будет в 2,4–2,7 раза выше дохода от нефти.

Сравнение чистой выручки на одного работника от переработки попутной воды и добычи нефти показывает, что переработка попутной воды в среднем в 10 раз выгоднее добычи нефти по всем действующим на полуострове НГДУ с точки зрения рентабельности. Таким образом, если сумма чистого дохода на одного работника нефтедобычи на полуострове в 2003 г. составила 9900 усл. денежных ед., сумма чистого дохода на одного работника от переработки попутной воды, полученной при добыче этой же нефти, в среднем составляет 101 066 усл. денежных ед. Отношение чистого дохода на одного работника при очистке попутных вод к доходу на одного работника в нефтедобыче достигает 2,9 в НГДУ «Балаханынефть» и 119 в НГДУ им. З. Тагиева. Это показывает, что с точки зрения рентабельности переработка попутных вод в среднем возможна для всех НГДУ.

Однако переработка попутных вод может быть более выгодной в первую очередь для НГДУ им. З. Тагиева, «Сураханынефть» и «Бибиейбатнефть», так как указанный выше коэффициент (показатель) для этих НГДУ соответственно равен 119; 21,7 и 8,2.

По результатам исследований количество остаточной нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях Апшеронского полуострова составляет 73,4 млн т. С учетом 95 %-й обводненности нефтегазоконденсатных месторождений, открытых на Апшеронском полуострове на последней стадии разработки, общий объем попутно-добываемой воды составит 1468,9 млн м³. Из этой воды могут быть извлечены различные соли, компоненты и элементы стоимостью 9904 тыс. усл. денежных ед. и массой 101,1 тыс. т.

Если подходить к эксплуатации нефтяных месторождений с этой точки зрения, то коэффициент добычи нефти может быть увеличен до 0,6–0,65, что повысит рентабельность эксплуатации и позволит добыть дополнительно ≈ 300 млн т нефти. При этом в 6 млрд т попутных вод количество солей составит 412,8 млн т стоимостью 37,5 млрд усл. денежных ед.

Предложения по эффективному использованию попутных вод, добываемых совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова

Результаты исследований 2003 г. по-прежнему актуальны. Эти исследования доказывают, что подземные воды, богатые большим количеством ценных компонентов, широко распространены в безнефтяных, безгазовых пластах нефтяных месторождений и ликвидированный фонд скважин с небольшими затратами можно использовать для применения этих природных ресурсов.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Апшеронского полу-



Табл. 6. Сравнение доходов от нефти и компонентов попутной воды, добытых в 2003 г. по НГДУ, работающим на Апшеронском полуострове

Tab. 6. Comparison of oil and associated water component revenues, which were produced in 2003 by Field Office operating on the Absheron Peninsula

НГДУ	Количество добытой жидкости в 2003 г., тыс. т		Стоимость 1 т нефти, усл. денежные ед.	Стоимость добытой нефти, усл. денежные ед.	Общая стоимость 1 т нефти, добытой на международном рынке из расчета 35 дол. США/баррель (245 дол. США/т), усл. денежные ед.	Чистый доход от добытой нефти, тыс. усл. денежные ед.	Общее количество попутных вод и их компонентов, полученных при добыче 1 т нефти			Суммарная величина компонентов, сбрасываемых в попутные воды при добыче 1 т нефти, усл. денежные ед.		
	нефть	вода					химические компоненты, кг	нефть, кг	вода, м ³	химические компоненты, кг	нефть, кг	вода, м ³
Балаханынефть	214,1	3533	68,27	14 616,6	52 454,5	37 837,9	796,6	10	16,5	46,9	2,45	16
Бибиейбатнефть	120	1801	84,37	10 124,4	29 400	19 275,6	1107,2	10,4	13,3	116,5	2,55	14,6
Бинагади нефть	106,7	911	100,68	10 747,6	26 153,8	15 406,2	367,2	5,3	15	24,14	1,3	8,3
Сураханынефть	106	5022	126,21	13 378,3	25 970	12 591,7	4017	44,7	8,5	380,9	10,45	46
НГДУ им. А. Амирова	71,4	944	118,78	8450	17 429,3	8979,3	426,6	7,8	47,4	44,24	1,9	12,9
НГДУ им. З. Тагиева	61,77	884	201,68	12 457,8	15 133,7	2675,9	1547,8	19,5	14,3	151,2	4,8	13,9
Сумма	679,8	13 095	102,7*	69 774,7	166 541,3	96 766,6			19,3*			

Табл. 6, продолжение

Tab. 6, cont.

НГДУ	Общая стоимость компонентов, сбрасываемых в попутные воды при добыче 1 т нефти, усл. денежные ед.	Суммарная стоимость компонентов, которые могут быть получены из попутных вод при добыче 1 т нефти с учетом технологических потерь, усл. денежные ед.	Затраты на извлечение солей и ценных компонентов из попутной воды, млн усл. денежных ед. (1 млн т. воды в год / млн усл. денежных ед. по счету)	Доходы от очистки попутных вод, тыс. усл. денежных ед.		Суммарный чистый доход от попутных вод и нефти, тыс. усл. денежных ед.	Отношение дохода, который может быть получен от попутных вод, к доходу, который может быть получен от нефти	Отношение доходов от попутных вод к доходам от нефтеносных вод, %	Чистая прибыль на одного работника в год, усл. денежные ед.		Отношение чистого дохода от очистки попутной воды к чистому доходу от добычи нефти	
				общий	ремонт				от нефти	из попутной воды	нефть	вода
Балаханынефть	65,35	55,5	6360	11 900	5540	43 378	14,6	12,8	16 451	36 447	2,25	26 100
Бибиейбатнефть	133,65	113,6	3240	13 630	10 390	29 666	53,9	35	16 475	133 205	8,2	1170
Бинагадинефть	33,74	28,7	1640	3060	1420	16 826	9,2	8,4	11 108	36 410	3,3	1378
Сураханынефть	437,3	371,7	9040	39 400	30 360	42 962	241,1	70,7	6558	140 555	21,7	1920
НГДУ им. А. Амирова	59,04	50,2	1700	3570	1870	10849	20,8	17,2	6676	45 609	7,0	1345
НГДУ им. З. Тагиева	169,9	144,4	1600	8920	7320	9996	273,6	73,2	1929	192 632	119,0	1387
Сумма			23 580	80 480	56 900	153 667	58,8*	35,1*	9900	1 010 668*	10 2523	10 085

* — средние значения.

* — averages.

острова необходимо использовать дополнительные ресурсы этих месторождений. Для этого, применяя безотходные технологии, можно получить дополнительную нефть и, следовательно, допол-

нительную прибыль за счет повышения конечного коэффициента нефтеотдачи пластов путем производства химических элементов и компонентов.

Пластовая вода из нефтяных месторождений также может использоваться в медицинских учреждениях.

Целесообразность получения ценных компонентов из попутных вод подтверждают исследования по разработке новых технологий извлечения NaCl, KCl, CaCl₂, MgCl₂, I, Br, Cs, Sr, B из подземных и поверхностных соленых вод в штатах Оклахома и Мичиган (США). В Японии в префектурах Канто, Нигата и на п-ове Тиба из вод добывают различные соли и компоненты [4].

В Канто были обнаружены крупные месторождения подземных вод, богатых йодом, из которых можно получать 7600 т йода в год, что делает Японию вторым по величине производителем йода в мире после Чили.

Опыт извлечения NaCl, KCl, CaCl₂, Na₂CO₃, Na₂SO₄, Mg, K, Li, Br, B из озера Солтон в Калифорнии, Сильвер Пик в штате Невада, а также из озер Большое Соленое, Бристольское, Большое Содовое имеет большое значение. В США одновременно проводятся эксперименты по разработке специальных технологий для получения W, Rb, S, Fe, Zn, Ag из эвапоритов.

Подобные эвапориты известны также в бассейне Сайдам в Китае, Салар-Атакама в Чили, Турции, Иране, Афганистане, Индии, Мексике и Азербайджане. Целесообразность и рентабельность получения различных солей и компонентов из подземных вод подтверждается тем, что из морской воды получают хлорид натрия, сульфат кальция, магний, бром, кальций: в США, Германии, Японии ведутся опытно-экспериментальные работы [5].

По данным 1980-х гг., 90 % из 320 000 т ежегодно производимого в мире брома было получено из гидроминерального сырья. Что касается йода, то 13,6 тыс. т, или 85 %, из добываемых 16 тыс. т, приходится на подземные воды. Произведено 120 тыс. т поваренной соли, 36 тыс. т из которых извлечено из гидроминерального сырья. Также из гидроминерального сырья в мире получено 43,5 млн т различных солей, йода, брома, магния, лития и др. Общая стоимость составляет примерно 2,2 млрд дол. США.

Таким образом, исследования показывают, что комплексное использование природных ресурсов нефтяных месторождений позволит получать дополнительную продукцию с месторождений, что повысит рентабельность разработки нефтяных месторождений и принесет пользу народному хозяйству. В связи с этим необходимо отметить, что важными вопросами следует считать обнаружение и изучение водоносных пластов при бурении и испытаниях для поиска, разведки и разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Если добыча воды на месторождениях будет достаточно большой, необходимо использовать и ее тепло. Применение тепла подземных вод в народном хозяйстве широко распространено во мно-

гих странах. Задействование подземных вод при лечении различных заболеваний в Азербайджане недостаточное. В настоящее время использование подземных вод для лечения осуществляется лишь в Сураханах, Бибиэйбате, Галаалты, Карли, Лянкяране и Тертере, т. е. не везде. Большая часть обнаруженных подземных термальных и лечебных вод не используется. Таким образом, наряду с нефтью, нефтяные месторождения Азербайджана содержат много ценных компонентов для народного хозяйства и их комплексное использование является одним из важных вопросов.

Заключение

В результате проведенных исследований на месторождениях действующих НГДУ Апшеронского полуострова доказана эффективность извлечения NaCl, KCl, I, Br, CaCO₃, MgCl₂, CaCl₂, Sr и пресной воды из нефтеносной воды наряду с нефтью.

Сравнение чистого дохода от добычи нефти НГДУ, действующих на Апшеронском полуострове, и компонентов в химическом составе попутных вод показывает, что извлечение компонентов из попутных вод может быть выгодным для всех НГДУ. Однако это более эффективно для залежей с высоким уровнем обводненности (например, на месторождениях «Сураханынефть», «Бибиэйбатнефть» и НГДУ им. Г.З. Тагиева).

Получение ценных для народного хозяйства компонентов из попутных вод имеет большое значение с экологической, экономической и социальной точек зрения, а также для охраны здоровья населения. Это важно для экономической интеграции нашей страны с развитыми странами и др.

Если НГДУ Апшеронского полуострова, наряду с нефтью, начнут разработку ценных компонентов из воды, можно решить многие проблемы:

- 1) экологические: обезвреживание 13 млн т загрязненной воды;
- 2) экономические: за 1 год возможна дополнительная прибыль более 56 млн усл. денежных ед.;
- 3) валюта в размере 3 млн дол. США, ежегодно расходуемая на импорт различных солей, останется в стране;
- 4) население может быть обеспечено 100 %-й йодированной солью;
- 5) социальными рабочими местами будут обеспечены еще 550–600 человек;
- 6) появится возможность создания новых производств, которые стимулируют экономическое развитие страны: например, достаточное производство NaCl, HCl, Cl, NaOH, Na₂CO₃ и др. создаст условия для возникновения и развития новых направлений производства многих химических веществ и реагентов;
- 6) на Апшеронском полуострове можно получить много пресной воды.

Литература

1. *Иовчев Р.И., Бинкова Л.И., Павленко Г.К. и др.* Современное состояние комплексного использования подземных вод месторождений полезных ископаемых // Проблемы гидрохимии и промышленные рассолы : сб. науч. тр. – М. : Наука и техника. – 1983. – С. 86–95.
2. *Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев А.К., Зейналов М.М.* Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – М. : Наука, 1966. – 392 с.
3. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1972. – 280 с.
4. *Коган Б.И., Названова В.А.* Промышленное использование природных минерализованных вод за рубежом // Редкие элементы. Сырье и экономика. Тр. ИМГРП. Вып. 10. – М. : 1974. – С. 4–102.
5. *Бондаренко С.С., Куликов А.А.* Подземные и промышленные воды. – М. : Недра, 1984. – 358 с.

References

1. *Iovchev R.I., Binkova L.I., Pavlenko G.K. et al.* Sovremennoe sostoyanie kompleksnogo ispol'zovaniya podzemnykh vod mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh [The current state of the integrated use of groundwater mineral deposits]. In: Problemy gidrokhimii i promyshlennye rassoly: Sb. nauch. tr. Moscow: Nauka i tekhnika; 1983. pp. 86–95. In Russ.
2. *Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Aliev A.K., Zeinalov M.M.* Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Azerbaidzhana [Geology of Azerbaijan oil and gas fields]. Moscow: Nauka; 1966. 392 p. In Russ.
3. *Kartsev A.A.* Hidrogeologiya neftyanykh mestorozhdenii [Hydrogeology of oil fields]. Moscow: Nedra; 1972. 280 p. In Russ.
4. *Kogan B.I., Nazvanova V.A.* Promyshlennoe ispol'zovanie prirodnykh mineralizovannykh vod za rubezhom [Industrial use of natural mineralized waters abroad]. In: Redkie ehlementy. Syr'e i ehkonomika. Tr. IMGRP. Vyp. 10. Moscow: 1974. pp. 4–102. In Russ.
5. *Bondarenko S.S., Kulikov A.A.* Podzemnye i promyshlennye vody [Ground and industrial waters]. Moscow: Nedra; 1984. 358 p. In Russ.

Информация об авторах**Аббасов Гасым Аббас**

Заведующий лабораторией
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-кт Гасан-бека Зардаби, д. 88А
e-mail: abbasov.qasim@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1123-7858

Атакишева Наиля Али

Старший научный сотрудник
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-т Гасан-бека Зардаби, д. 88А
e-mail: nailaaliqizi@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0002-4374-0987

Курбанзаде Лала Багир

Инженер
SOCAR НИПИ «Нефтегаз»,
AZ1122 Азербайджан, Баку, пр-т Гасан-бека Зардаби, д. 88А
e-mail: lalequrbanzade31@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-0289-205X

Information about authors**Qasim Abbas Abbasov**

Head of Laboratory
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan
e-mail: abbasov.qasim@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1123-7858

Nailya Ali Atakishieva

Senior Researcher
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan
e-mail: nailaaliqizi@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0002-4374-0987

Lala Bagir Kurbanzade

Engineer
"OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR,
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1122, Azerbaijan
e-mail: lalequrbanzade31@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-0289-205X