© А.Ф.Ширинова, С.Э.Джафаров, М.Р.Гасанлы, М.И.Чирагов, 2011

КРИСТАЛЛИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА НОВОЙ РАЗНОВИДНОСТИ ОРТОПИРОКСЕНА ИЗ ГИПЕРБАЗИТОВ ОФИОЛИТОВОГО ПОЯСА МАЛОГО КАВКАЗА

А.Ф.Ширинова, С.Э.Джафаров, М.Р.Гасанлы, М.И.Чирагов

Бакинский Государственный Университет
AZ1148, Баку, ул. З.Халилова, 23
afashf@rambler.ru

Методом рентгеноструктурного анализа уточнена кристаллическая структура исследуемого ортопироксена. Уточнены кристаллоструктурные параметры: a=8.7934(4), b=5.1884(3), c=18.2320(9)Å; V=831.81(7)Å^3; T=296(2)K; $d_{выч.} = 3.308\ г/см^3$; $Z = 8$; $F(000) = 822$; μ=1.74мм$^{-1}$; простр. гр. Pbca, интенсивности 9971 отражений измерены на дифрактометре APEX-11. $R\left[F^2 > 2\sigma(F^2)\right] = 0.028$, $\omega R(F^2) = 0.075$ для 1233 независимых ненулевых отражений. Химический состав уточнен в виде $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$. В структуре колонки MgO_6 - октаэдров с Si_2O_6 цепочкой создают структурную единицу с составом $|Mg_2(Si_2O_6)_2|^{4-}$. Из последнего формируется гетерогенный каркас с составом $\left|MgSi_2O_6\right|^{2-}$. В пустотах каркаса располагаются $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})$ -атомы, которые с мостиковыми кислородами вокруг себя создают искаженный октаэдр. В Si-тетраэдрах и Mg,(Mg,Fe)-октаэдрах значения валентных углов и длин связей соответствуют идеальному тетраэдрическому 109.41^0 и октаэдрическому 89.97^0 значениям. Углы между мостиковыми кислородами $O_6 - O_6' - O_6''$ и $O_5 - O_5' - O_5''$ в цепочках Si_1 - тетраэдров равны 138.9^0 и 160.7^0 соответственно.

Усовершенствование методов изучения строения кристаллов позволяет в широком масштабе уточнить структуры породообразующих минералов. На раннем этапе рентгеноструктурного анализа основным объектом исследования структур кристаллов были цветные минералы с мелкими металлическими катионами, в том числе клино- и ортопироксены (Morimoto et al., 1988; Morimoto, 1989). До сих пор установлено около 80 разновидностей пироксенов. Эти минералы всегда были в центре внимания многих исследователей – минералогов, геохимиков, петрологов, кристаллохимиков и физико-химиков. В структурах пироксенов металлические катионы различного размера и заряда в широком диапазоне создают изоморфное замещение (Yang, Chose, 1995; Nestola et al., 2006). Целью настоящей работы является уточнение структуры исследуемого ортопироксена, выявление изоморфной смесимости и скрытых закономерностей между составом, структурой и условиями кристаллизации магмы.

Для рентгеноструктурного анализа были отобраны монокристаллы ортопироксена из гипербазитов офиолитового комплекса Кяльбаджарского района Азербайджанской Республики (из коллекции акад. А.Д.Исмаилзаде) размером $0.10 \times 0.10 \times 0.10$ мм^3. Уточнены кристаллоструктурные параметры: a = 8.7934(4), b= =5.1884(3), c = 18.2320(9)Å; V = 831.81(7)Å^3; $d_{выч} = 3.304\ г/см^3$; $Z = 8$; $F(000) = 822$; $\mu = 1.74\ мм^{-1}$; простр. группа Pbca и измерены интенсивности 9971 отражений на автоматическом дифрактометре APEX-11, CCD (MoK_α - излучение, графитовый монохроматор; ω/θ сканирование, область сбора данных по θ: $2.2 - 28.4^0$; интервал индексов отражений $-12 \le h \le 12; -7 \le k \le 7; -26 \le b \le 25$). Учет поглощения рентгеновского излучения проведен полуэмпирически.

Структура ортопироксена определена прямыми методами, координаты атомов уточнены полноматричным методом наименьших квадратов в изотропном (табл.1) и далее в анизотропном приближении (табл.2). При уточнении структуры были использованы 1259 независимых ненулевых отражений.

Окончательные факторы расходимости $R\left[F^2 > 2\sigma(F^2)\right] = 0.028,\quad \omega R(F^2) = 0.075$ для 1233 отражений. В результате определения структуры уточнен химический состав минерала: $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$, т.е. в позиции $M2$ атом магния изоморфно замещается атомом железа.

В структуре пироксенов из MgO_6 -октаэдров и $\left|SiO_4\right|$ -тетраэдров формируется два энантиоморфных родоначальных структурных минала (Чирагов, 2002) (рис.1а) с составом $\left|Mg(SiO_4)_2\right|^{6-}$. В результате их полимеризации MgO_6 -октаэдры превращаются в колонку, а $\left|SiO_4\right|$ -тетраэдры – в пироксеновую цепочку $\left|Si_2O_6\right|$, из которых образуется структурная единица – октаэдрическая колонка, с двух сторон связанная тетраэдрической цепочкой, при этом состав принимает вид $\left|Mg_2(Si_2O_6)_2\right|^{4-}$ (рис.1б). Последняя характерна для структур орто- и клинопироксенов. Из двух структурных единиц формируются структуры клинопироксенов, а из четырех – структуры ортопироксенов, в результате образуется гетерогенный каркас с составом $4\left|Mg_2(Si_2O_6)_2\right|^{4-}$ или $4\left|2Mg(Si_2O_6)\right|^{2-}$. Последний соответствует составу классического тетраэдрического каркаса, где соотношения $(Mg+Si):0=3:6$ или $1:2$. В пустотах смешанного каркаса располагаются атомы $M2-(Mg_{0.80}Fe_{0.20})$ и координируются шестью мостиковыми кислородами гетерогенного каркаса (рис.2). На основе координат атомов (табл. 1) вычисленные значения межатомных расстояний и валентных углов представлены в табл. 2. В структуре атомы кремния располагаются в двух различных кристаллографических позициях. В Si_1-тетраэдре наблюдаются два межатомных расстояний Si_1-O, равных 1.600 и 1.633 Å, два расстояний Si_1-O с мостиковыми кислородами Si_2O_6 - цепочек – 1.679 и 1.681 Å, среднее значение – $(Si_1-O)_{cp}=1.648$ Å. Значения валентных углов, образованных мостиковыми кислородами тетраэдрической цепочки $O-Si_1-O$, находятся в пределах $104.88^0-111.14^0$, шестой угол между свободными кислородами и кремнием больше и равен 117.25^0, среднее значение $(O-Si_1-O)_{cp}=109.47^0$. Подобная закономерность наблюдается в значениях длин связей и валентных углов в Si_2 -тетраэдре, где два межатомных расстояний Si_2-O соответствуют 1.592 и 1.616Å, а два расстояний – 1.643 и 1.661 Å, среднее значение – $(Si_2-O)_{cp}=1.628$ Å. При рассмотрении валентных углов можно заметить, что один угол больше и равен 117.47^0, а остальные углы $O-Si_2-O$ – в пределах $105.58-113^0$, среднее значение – $(O-Si_2-O)_{cp}=109.35^0$. По значениям межатомных расстояний и валентных углов атом Mg, расположенный в $M1$ позиции, отличается от (Mg,Fe) атомов, расположенных в $M2$ позиции. Последний полиэдр более деформированный. В MgO_6 -октаэдре длины связей $Mg-O$ находятся в пределах $2.003-2.153$ Å, среднее значение равно 2.065 Å, а значения валентных углов $O-Mg-O$ – в пределах $81.59-96.77^0$ при среднем значении $(O-Mg-O)_{cp}=89.97^0$.

В искаженном $(Mg,Fe)O_6$ - октаэдре четыре межатомных расстояний $(Mg,Fe)-O$ находятся в пределах $2.007-2.114$ Å, а два других соответствуют 2.301 и 2.400Å, среднее значение $\left[(Mg,Fe)-O\right]_{cp}=2.156$ Å. Значения валентных углов изменяются в больших пределах, т.е. $<O-(Mg,Fe)-O=69.8^{\circ}-111.1^0$, среднее значение $\left[O-(Mg,Fe)-O\right]_{cp}=89.96^0$. Средние валентные углы в тетраэдрах $(O-Si-O)_{cp}$ и в октаэдрах $(O-Mg-O)_{cp}$ и $\left[O-(Mg,Fe)-O\right]_{cp}$ соответствуют идеальному тетраэдрическому 109.41^0 и октаэдрическому 89.97^0 значениям соответственно (табл. 2). В Si_1- и Si_2-тетраэдрах и $Mg-$ и (Mg,Fe)-октаэдрах среднее расстояние $(O\text{-}O)_{cp}$ равно 2.689 и 2.635 Å, 2.917 и 3.035 Å соответственно. В пироксеновой цепочке угол $Si_1-O_6-Si_1'$ равен 127.49^0, а угол

$Si_2 - O_5 - Si_2^{'} = 133^0$, соответствующий угол в клинопироксене $Si_1 - O_6 - Si_1'$ составляет 136.3^0 (Ширинова и др., 2010). Углы между мостиковыми кислородами $O_6 - O_6' - O_6''$ и $O_5 - O_5' - O_5''$ в цепочках Si_1-тетраэдров равны 138.9^0 и 160.7^0. Углы между мостиковыми и свободными кислородами следующие: $O_3 - O_6 - O_3^{'} = 134.6^0$, $O_1 - O_6 - O_3^{'} = 131.3^0$ и $O_4 - O_5 - O_4^{'} = 166.7^0$, $O_2 - O_5 - O_4 = 117.6^0$ (рис. 3). В клинопироксенах (Ширинова и др., 2010) соответствующие углы между мостиковыми кислородами $O_1 - O_1' - O_1''$ тетраэдрической цепочки равны 165.4^0, а углы между мостиковыми и свободными кислородами $O_3 - O_1 - O_3''$ и $O_3 - O_1 - O_2$ тетраэдров – 161.6^0 и 115.7^0 соответственно.

Таблица 1

Координаты атомов ($\times 10^{-4}$), эквивалентные тепловые параметры *U(eq)* ($\times 10^{-3}$) и анизотропные температурные параметры (U) ($Å^2 \times 10^{-3}$) в структуре ортопироксена с формулой $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$

Атомы	*x*	*y*	*z*	*U(eq)*, Å	U11	U22	U33	U23	U13	U12
Si(1)	3372(1)	1982(1)	5266(1)	17(1)	18(1)	17(1)	17(1)	0(1)	0(1)	0(1)
Si(2)	6583(1)	474(1)	2714(1)	17(1)	18(1)	16(1)	17(1)	0(1)	1(1)	0(1)
Mg(1)	3461(1)	-352(1)	3759(1)	15(1)	16(1)	14(1)	16(1)	-1(1)	0(1)	0(1)
(Mg,Fe)	5153(14	3570(20	3777(6)	22(2)	23(1)	19(1)	22(1)	-2(1)	1(1)	0(1)
O(1)	3382(1)	1961(2)	4370(1)	20(1)	22(1)	20(1)	18(1)	0(1)	0(1)	-1(1)
O(2)	6609(1)	347(2)	1828(1)	20(1)	22(1)	20(1)	17(1)	0(1)	0(1)	-1(1)
O(3)	4849(2)	3090(2)	5669(1)	22(1)	23(1)	20(1)	23(1)	-1(1)	-1(1)	-2(1)
O(4)	4966(2)	421(2)	3106(1)	20(1)	19(1)	21(1)	21(1)	-1(1)	2(1)	0(1)
O(5)	7751(2)	-741(2)	3027(1)	20(1)	23(1)	18(1)	20(1)	1(1)	1(1)	3(1)
O(6)	3052(2)	-069(2)	5531(1)	21(1)	22(1)	21(1)	20(1)	0(1)	0(1)	-4(1)

Примечание. Расчет температурных параметров проводится по формуле: $-2\pi^2\left[h^2a^*U^{11} + ... + 2hka^*b^*U^{12}\right]$.

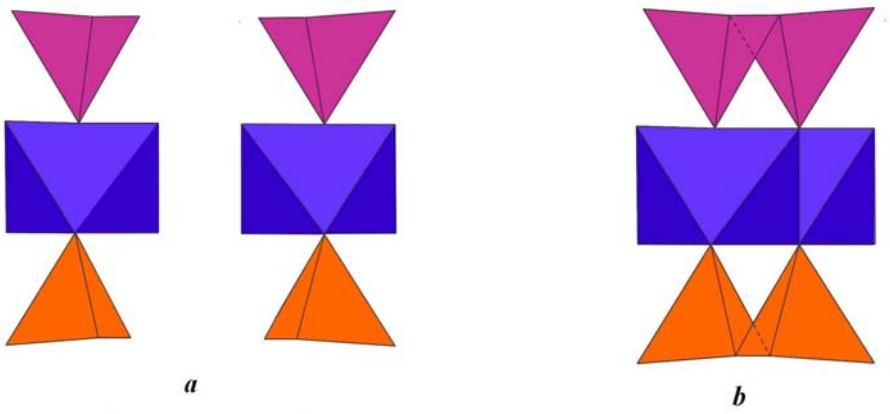


Рис. 1. Основные структурные элементы: *a* – родоначальные структурные миналы, *b* – структурная единица

Таблица 2

Межатомные расстояния d (Å) и валентные углы ω (град) в структуре ортопироксена с формулой $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$

Связь	*d*	Связь	*d*
Si(1)-O(3)	1.5999(12)	Mg(1) – O(4)	2.0029(11)
-O(1)	1.6322(12)	- O(2)#5	2.0202(12)
-O(6)	1.6791(12)	- O(3)#6	2.0277(12)
-O(6)#1	1.6806(11)	- O(1)	2.0502(12)
$(Si_1–O)_{ср}$	1.6479	- O(2)#7	2.1387(11)
		- O(1)#8	2.1529(11)
Si(2)-O(4)	1.5923(11)	$(Mg(1)- O)_{ср}$	2.0654
-O(2)	1.6156(12)		
-O(5)	1.6442(11)	(Mg,Fe) - O(3)#2	2.007(12)
-O(5)#3	1.6607(11)	- O(4)	2.046(12)
$(Si_2–O)_{ср}$	1.6282	- O(1)	2.071(12)
		- O(2)#4	2.114(12)
		- O(5)#3	2.301(12)
		- O(6)#6	2.400(12)
		$((Mg,Fe)-O)_{ср}$	2.1565
Угол	ω	Угол	ω
O(3) -Si(1)-O(1)	117.25(6)	O(2)#5-Mg(1) -O(2)#7	93.53(4)
O(3) -Si(1)-O(6)	109.99(6)	O(1) -Mg(1) -O(2)#7	84.31(5)
O(1) -Si(1)-O(6)	106.44(6)	O(2)#5-Mg(1) –O(1)#8	84.67(5)
O(3) -Si(1)-O(6)#1	104.84(6)	O(3)#6-Mg(1) –O(1)#8	95.99(5)
O(1) -Si(1)-O(6)#1	107.23(6)	O(1) -Mg(1) -O(1)#8	91.93(4)
O(6) -Si(1)-O(6)#1	111.08(4)	O(2)#7-Mg(1) -O(1)#8	81.59(5)
$(O-Si(1)-O)_{ср}$	109.47	$(O – Mg(1) – O)_{ср}$	89.97
O(4) -Si(2)-O(2)	117.47(6)		
O(4) -Si(2)-O(5)	112.92(6)	O(3)#2-(Mg,Fe)–O(1)	94.8(5)
O(2) -Si(2)-O(5)	108.06(6)	O(4)-(Mg,Fe)–O(1)	86.0(5)
O(4) -Si(2)-O(5)#3	100.11(6)	O(3)#2-(Mg,Fe)–O(2)#4	83.4(4)
O(2) -Si(2)-O(5)#3	111.98(6)	O(4) -(Mg,Fe)–O(2)#4	88.7(5)
O(5) -Si(2)-O(5)#3	105.54(4)	O(1) -(Mg,Fe)–O(2)#4	84.1(5)
$(O-Si(2)-O)_{ср}$	109.35	O(3)#2-(Mg,Fe)–O(5)#3	111.1(5)
		O(4) -(Mg,Fe)–O(5)#3	69.8(3)
O(4) -Mg(1) –O(2)#5	95.44(5)	O(2)#4-(Mg,Fe)–O(5)#3	107.9(5)
O(4) -Mg(1) –O(3)#6	91.45(5)	O(3)#2-(Mg,Fe)–O(6)#6	101.7(5)
O(4) -Mg(1) –O(1)	87.72(5)	O(4) -(Mg,Fe)–O(6)#6	86.4(4)
O(2)#5-Mg(1) –O(3)#6	85.27(5)	O(1) -(Mg,Fe)–O(6)#6	90.2(4)
O(3)#6-Mg(1) –O(1)	96.77(5)	O(5)#3-(Mg,Fe)–O(6)#6	75.4(4)
O(4) -Mg(1) -O(2)#7	90.96(5)	$(O -(Mg,Fe)– O)_{ср}$	89.96

Примечание. Преобразования симметрии, определение эквивалентных координат атомов:#1 −*x*+1/2, *y*+1/2, *z*; #2 −*x*+1, −*y*+1, −*z*+1; #3 −*x*+3/2, *y*+1/2, *z*; #4 −*x*+1, *y*+1/2, −*z*+1/2; #5 −*x*+1, *y*−1/2, −*z*+1/2; #6 −*x*+1, −*y*, −*z*+1; #7 *x*−1/2, *y*, −*z*+1/2; #8 −*x*+1/2, *y*−1/2, *z*; #9 *x*, *y*−1, *z*; #10 *x*, *y*+1, *z*; #11 *x*+1/2, *y*, −*z*+1/2; #12 −*x*+3/2, *y*−1/2, *z*.

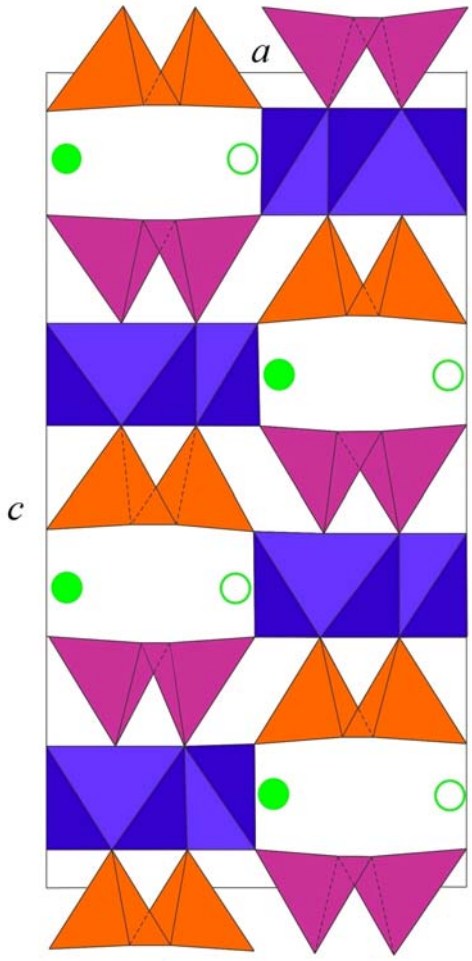


Рис. 2. Кристаллическая структура ортопироксена с формулой $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$

В (Mg,Fe) -октаэдре неоднородность межатомных расстояний отражается также на их изотропных и анизотропных температурных поправках. По сравнению с другими атомами в (Mg,Fe) -замещениях наблюдается повышенная температурная поправка (табл.1,2), которая обусловливается разупорядоченностью атомов в позиции $M2$.

Методом сравнительной кристаллохимии (Чирагов, 2002) установлено, что образование пироксенов в различных симметричных системах не зависит от распределения мелких, крупных щелочных и щелочноземельных катионов в $M1$ и $M2$ позициях. В обеих системах мелкие катионы располагаются в $M1$ позициях, октаэдры которых с пироксеновой цепочкой образуют структурную единицу, характерную для орто- и клинопироксенов. Следует отметить, что в структурах клинопироксенов полное замещение крупных катионов, расположенных в $M2$ позиции, мелкими металлическими катионами не влияет на симметрию. Сопоставляя параметры элементарной ячейки, можно установить взаимосвязь между параметрами орто- и клинопироксенов:

$$a_{ромб} = в_{мон} = 8.79 - 8.91\,\text{Å};$$
$$в_{ромб} = c_{мон} = 5.19 - 5.28\,\text{Å};$$
$$c_{ромб} = 2a_{мон}\sin\beta = 18.2\,\text{Å}.$$

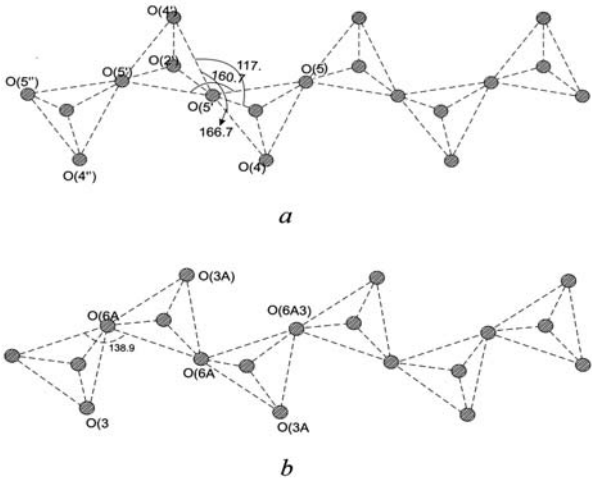


Рис. 3. Кремнекислородные цепочки из Si_1 - тетраэдров *(a)* и Si_2 - тетраэдров *(b)*

Как отмечено выше, в структуре ортопироксенов атомы кремния, расположенные в двух различных кристаллографических позициях, формируют тетраэдрические цепочки, у которых углы между мостиковыми кислородами равны 138.9^0 и 160.7^0 соответственно. На основе последних данных можно предположить, что изменение симметрии клино- и ортопироксенов связано с деформацией гетерогенного каркаса, а это, возможно, вызвано условиями образования пироксенов.

Выводы

Методом рентгеноструктурного анализа уточнена кристаллическая структура исследуемого ортопироксена, установлена изоморфная смесимость разнотипных металличе-

ских катионов. В результате структурных расшифровок химический состав минерала описывается формулой $(Mg_{0.80}Fe_{0.20})MgSi_2O_6$. Выявлено, что в $M1$ позиции располагается атом магния, а в $M2$ позиции атом магния изоморфно замещается атомом железа.

По значениям длин связей ($Mg-O$, $Si-O$) и валентных углов ($O-Mg-O$, $Mg-O-Si$, $Si-O-Si$) октаэдры магния и расположенные в транс-положениях $|SiO_4|$ - тетраэдры создают два энантиоморфных родоначальных структурных минала, в результате полимеризации последних образуется структурная единица – октаэдрическая колонка, с двух сторон связанная $|Si_2O_6|$ цепочкой, из которой формируется гетерогенный каркас с составом $|Mg_2(Si_2O_6)_2|$, который характерен для структур пироксенов.

Выявлено, что в структурах клино- и ортопироксенов в позициях $M2$ наблюдается разупорядочение, где переход осуществляется в результате разрыва двух связей $M2-O$, который сопровождается изменением координационного числа от 8 до 6. Вследствие этого реконструирования происходит разрыв тетраэдрических цепей, и кремнекислородные цепочки слегка деформируются или отличаются по форме.

ЛИТЕРАТУРА

ЧИРАГОВ, М.И. 2002. Сравнительная кристаллохимия кальциевых и редкоземельных силикатов. Баку. 370.

ШИРИНОВА, А.Ф., ЧИРАГОВ, М.И., ДЖАФАРОВ, С.Э., ГАСАНЛЫ, М.Р. 2010. *Известия БГУ. Сер. естеств. наук,* 4, 95-100.

MORIMOTO, N. 1989. Nomenclature of Pyroxenes. *Canadian Mineralogist,* 27, 143-156.

MORIMOTO, N., FABRIES, J., FERGUSON, A. K., GINZBURG, I. V., ROSS, M., SEIFERT, F. A., ZUSSMAN, J., AOKI, K., GOTTARDI, G. 1988. Nomenclature of pyroxenes. *American Mineralogist*, 73, 9-10, 1123-1133

NESTOLA, F., GATTA, G.D., BALLARAN, T.B. 2006. *American Mineralogist*, 91, 809-815.

YANG, H., CHOSE, S. 1995. *American Mineralogist*, 80, 9-20.

Рецензент: академик НАН Азербайджана А.Д.Исмаил-Заде

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, Х.Р.Рустамова, Р.И.Рустамов, 2011

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЭОЦЕНОВЫХ И МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ И ЕЕ ПРИРОДА

А.А.Фейзуллаев[1], Х.Р.Рустамова[2], Р.И.Рустамов[3]

1 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

2 – *Бакинский Государственный Университет*
AZ 1148, Баку, ул. З.Халилова, 23

3 – *Институт Научных Исследований ГНКАР*
AZ 1012, Баку, просп. Зардаби, 88 А

В статье рассматриваются закономерности и природа изменений в пространстве и по разрезу гидрохимического состава вод глубокопогруженных эоценовых и меловых отложений Среднекуринской впадины. Установлен инверсионный характер в изменении минерализации вод с глубиной в осадочных комплексах как эоцена, так и мела. На всех исследованных площадях (за исключением площадей, представленных вулканогенными породами), начиная с глубины примерно 4-4,3 км, отмечается снижение минерализации вод, что связывается с процессами дегидратации глин или поступлением снизу конденсатогенных вод. Вулканогенные породы мелового возраста содержат высокоминерализованные и высокотемпературные воды хлоркальциевого типа, которые, по всей вероятности, поступали снизу по глубинным разломам.

Эффективность поисково-разведочных работ на территории Среднекуринского бассейна остается невысокой. В настоящее время перспективы нефтегазоносности связывают с глубокопогруженными эоценовыми и меловыми отложениями. При прогнозе нефтегазоносности изучаемого региона гидрогеохимическая зональность наряду с другими геолого-геофизическими показателями занимает важное место.

Общие закономерности формирования региональной зональности являются едиными, в то же время каждый район отличается особенностями геологического и гидрогеологического развития. Все это отражается на изменении состава вод и характеристики каждой гидрогеохимической зоны. Это положение характерно и для Среднекуринского бассейна.

Подземные воды эоценовых и меловых отложений бассейна характеризуются широким диапазоном изменения средних значений минерализации (53-120 мг-экв/100г). Представлены эти воды в основном хлоркальциевым и гидрокарбонатно-натриевым типами. В глубокопогруженных зонах в этих комплексах отложений встречаются воды сульфатно-натриевого состава (за исключением нижнемелового). Они залегают на глубинах более 4,5 км, в зоне весьма затрудненного водообмена. Здесь гидрогеохимическая зональность проявляется не резко и выражается в снижении минерализации вод и сульфатности от эоцена к верхнему мелу. Отмечается резкое снижение отношения Ca/Mg в верхнем меле. В нижнемеловых отложениях Джарлы-Сор-Сорской зоны установлено резкое увеличение минерализации вод и отношения Ca/Mg (рис.1).

При изучении формирования гидрогеохимической зональности наряду с гидродинамическим фактором, влияющим на перенос солей, учитывались и другие внешние и внутренние факторы миграции химических элементов в водах. Здесь имеется в виду система горная порода – вода – газ, в которой составы

природных вод формируются под действием четырех основных физико-химических факторов: отношения реагирующих масс пород и воды, складывающихся парциальных давлений углекислоты и кислорода, значительного содержания в породе извлекаемого хлора и органических веществ, температуры – давления в системе (Крайнов и др., 2004).

Различный характер распределения значений минерализации вод с глубиной является результатом геохимических процессов, протекающих в недрах Земли и обуславливающих разнообразие типов гидрохимических разрезов.

На рис.2 представлены наиболее типичные кривые изменения минерализации вод с глубиной для различных зон.

Подобные зависимости характерны также для ионов хлора и натрия, коэффициент корреляции которых с минерализацией достигает 0,98-0,99 и 0,94-0,97.

Для Мурадханлы-Амирархской зоны (рис.2а) минерализация вод с глубиной в разрезе эоценового комплекса снижается скачкообразно. Скачок в снижении минерализации вод отмечается с глубины 4300 м. В интервале 5000-5290 м (пл.Амирарх) установлена минимальная минерализация вод (24,6 мг-экв) хлоркальциевого типа. На глубине 5500 м прогнозируется минерализация вод до 20-22 мг-экв, возможно, сульфатно-натриевого типа.

В верхнемеловом комплексе, представленном в основном эффузивами (Мурадханлы), минерализация вод резко увеличивается до глубины 4800 м, где отмечается температурный максимум 160-170°С. Гидротермальные растворы, видимо, поступали по глубинным разломам с глубины 10-12 км, где температура прогнозируется около 400°С, с дальнейшим остыванием до наблюдаемых пластовых температур 105°С (Алиев, Рустамов, 1997). Наличие вторичных минералов, образованных вследствие действия гидротермальных растворов, может свидетельствовать о возможности данного процесса.

В Дуздаг-Ширинкумской зоне (рис.2б) минерализация вод с глубиной в эоценовом комплексе изменяется от 42,7 до 49,5 мг-экв, и скачок отмечается на отметке 4250 м. С этой глубины до подошвы эоцена (4350 м) минерализация вод резко снижается и составляет 25,1 мг-экв. По всему разрезу эоцена воды представлены хлоркальциевым типом.

В верхнемеловом комплексе отмечается резкое снижение минерализации вод до глубины 4060 м (пл. Ширинкум). Начиная с этой глубины, до 5010 м происходит незначительное уменьшение минерализации вод, и в низах верхнего мела они представлены гидрокарбонатно-натриевым типом. В этом интервале разрез представлен карбонатами, чередующимися с туфогенными породами. Начиная с глубины 5300 м, разрез верхнего мела выражен вулканогенными образованиями, поэтому состав вод, по всей вероятности, будет представлен хлоркальциевым типом более высокой минерализации.

Разрез Караджаллы-Джарлинской зоны (рис.2в) отличается от других участков Среднекуринского бассейна развитием мощной вулканогенно-осадочной толщи мела и юры. Верхняя часть разреза верхнего мела представлена карбонатными отложениями мощностью до 600 м. Этот комплекс из-за значительного размыва за длительный промежуток геологического времени перекрыт миоценовыми отложениями и только в погруженных участках структуры вскрыты эоценовые отложения.

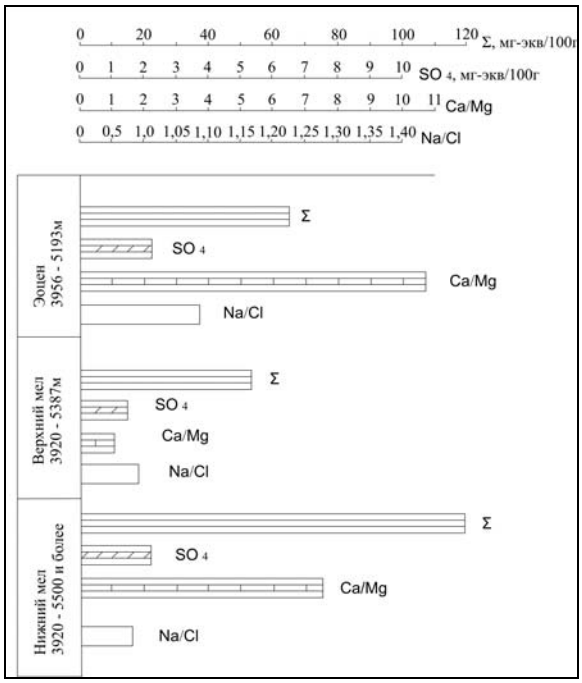


Рис. 1. Схема вертикальной гидрогеохимической зональности глубокопогруженных отложений Среднекуринского прогиба

Как показывают результаты опробования, дебиты скважин изменяются в значительных пределах от 10 до 15000 $м^3$/сут. В зонах повышенной трещиноватости и вблизи глубинных разломов отмечены высокие дебиты вод, а температура на устье скважины достигает 90°С (Алиев, Рустамов, 1997).

Минерализация вод верхнемелового комплекса изменяется от 96,4 до 134,5 мг-экв, и они относятся к хлоркальциевому типу. На участках развития эффузивов и в покрывающих слоях отмечается более высокое содержание иона кальция и низкое значение коэффициента Na/Cl. Изменение катионного состава вод под воздействием эффузивных проявлений особенно четко видно при сравнении процент-эквивалентного содержания кальция, взятого от суммы катионов и коэффициента Na/Cl на участках, где развиты эффузивы и где таковые отсутствуют (Рустамов, Самедов, 1976). Так, в водах эффузивных образований содержится 11,4-29,3 мг-экв Са и характеризуются низким коэффициентом Na/Cl (от 0,42 до 0,45), в то время как воды осадочных образований (известняки, доломиты) на пл. Джарлы, Сор-Сор содержат до 6,97-9,60 мг-экв Са, а величина Na/Cl увеличивается от 0,74 до 0,98.

Следует отметить, что на глубинах свыше 4 км в основном залегают нижнемеловые отложения, где встречены воды высокой минерализации (128-197 мг-экв) хлоркальциевого типа с абсолютным преобладанием иона кальция и полным отсутствием магния.

Такой состав вод в меловых вулканогенно-осадочных образованиях связан со значительным развитием вулканической деятельности. В результате подводных излияний и накоплений эффузивных пород, происходивших в отдельные периоды мела, в этой зоне за короткие промежутки геологического времени были нарушены нормальные условия седиментации. Под влиянием постмагматических процессов воды, циркулирующие в эффузивной толще и в прилегающих осадочных отложениях, обогатились углекислотой и другими летучими компонентами, приобрели кислую реакцию и высокую химическую активность. При взаимодействии с вмещающими породами эти воды выщелачивали их и изменили свой катионный состав. При этом из пород интенсивно выносился кальций, а в водах количество его существенно возрастало.

Кроме того, известно, что кальций обладает более высокой энергией поглощения, чем остальные элементы катионного состава подземных вод (магний, калий, натрий). Избыток кальция в водах повлек за собой изменение состава поглощенных оснований пород на участках, где происходили эффузивные внедрения.

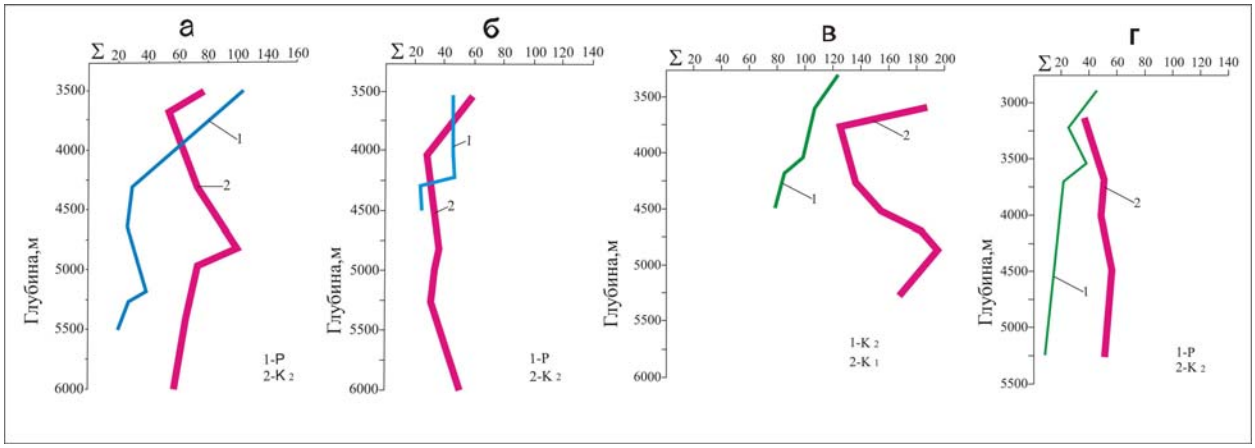


Рис. 2. Изменение минерализации вод с глубиной погружения эоценового и мелового комплексов Среднекуринской впадины
а – Мурадханлы – Зардаб – Амирархская зона; б – Дуздаг – Ширванлы – Ширинкумская зона; в – Караджаллы – Сор-Сор – Джарлинская зона; г – НГР междуречья Куры и Габырры

Обменные реакции, которые происходили вследствие нарушения адсорбционного равновесия при последующем изменении физико-химической обстановки, привели к обогащению кальцием подземных вод. Следует заметить, что некоторые авторы (Гуревич, 1962; Лебедев, 1957 и др.), наблюдавшие аналогичные явления в Предкавказье, решающую роль в формировании высокоминерализованных вод с высоким содержанием кальция отводят процессу доломитизации известняков, которая протекает по схеме:

$$MgCl_2+2CaCO_3 \rightarrow CaMgCO_3+CaCl_2$$

Отметим также, что высокая концентрация иона кальция характерна не только для вод, циркулирующих в породах вулканогенно-осадочной толщи, но и для вод покрывающих их отложений. Поэтому в процессе бурения поисково-разведочных скважин обнаружение вод с высокой концентрацией кальция будет свидетельствовать о возможности вскрытия эффузивной толщи.

В нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры эоцен-меловой комплекс относительно других зон залегает на более высоких отметках. Лишь в погруженных частях района Ахтапе-Б.Палантекян и Дамиртапе-Удабно эоценовый комплекс залегает на глубинах более 3,5 км. В этих интервалах воды изучены слабо.

На площади Дамиртапе-Удабно в скв.2 минерализация вод в интервале 3757-3588 м изменяется от 22,5 до 40,8 мг-экв (рис.2г). Воды в основном гидрокарбонатно-натриевого типа. Лишь в низах среднего эоцена (3824-3888 м) воды представлены сульфатно-натриевым типом. Содержание ионов Ca и Mg одинаково (2,20мг-экв), в водах сульфатно-натриевого типа содержание иона Ca составляет 5,91 мг-экв, а Mg – 1,97 мг-экв.

В скв.2 из интервала 5140-5250 м на пл. Б.Палантекян была получена вода с весьма низкой минерализацией 7,8 мг-экв (1,52 г/л) гидрокарбонат-натриевого типа. На глубине 5250 м температура пласта достигает 136°C.

Присутствие опресненных вод в глубокозалегающих отложениях может быть вызвано различными причинами: поступлением дегидратационных вод или развитием конденсатогенных вод. Установление причин опреснения вод изотопными методами является достаточно точным и надежным. Отсутствие данных по изотопному составу кислорода и водорода по скважинам площади Б.Палантекян не позволяет однозначно утверждать о генезисе полученной воды.

Глубокозалегающие опресненные воды конденсационного генезиса почти аналогичного состава, непосредственно подстилающие нефтяные месторождения, были вскрыты в верхнемеловых отложениях Терско-Сунженской области (Тарасов, 1982). Конденсационные воды отличаются высокими концентрациями дейтерия ($\delta D = -18 \div -36‰$) и весьма высокими $-^{18}0$ ($\delta D=+9,3 \div 12,9‰$). Данные по изотопному составу Южно-Каспийской впадины и других нефтегазоносных бассейнов дают сходные значения (Гулиев, Асланов, 1993).

Таким образом, опресненная конденсационная вода из скважины 2 и слабый приток жидкости до 10 $м^3$/сут с легкой нефтью (возможно, конденсатом) позволяют полагать наличие оторочки нефти на структуре.

Верхнемеловой комплекс значительной мощности (более 950 м) вскрыт на месторождении Тарсдалляр (скв.9 и 27). Представлен он в верхней части карбонатами (мергели, известняки), в средней части – туфогенно-осадочными (туфы, туфогравелиты, песчаники) и в низах – эффузивно-туфогенными породами.

Воды из верхнемеловых отложений изучены лишь до глубины 3700 м. В основном воды этого комплекса представлены гидрокарбонатно-натриевым типом с минерализацией 38,4-50,2 мг-экв. (см.рис.2г).

В низах верхнего мела, представленного эффузивно-туфогенными породами, исходя из установленных закономерностей изменения минерализации и состава вод в изученных зонах, нами прогнозируется минерализация от 40 до 50 мг-экв. Воды в основном будут представлены гидрокарбонатно-натриевым типом.

Известно, что наибольшая удельная плотность трещин характерна для структур, нарушенных различными разрывами. Видимо, скв. 9 при бурении в интервале 4005-4012 м на месторождении Тарсдалляр оказалась в зоне трещиноватости с высокой удельной плотностью. Керн, отобранный из интервала 4005-4012 м, был сильно перемятым и пере-

насыщенным легкой светлой нефтью, которую удалось собрать. К сожалению, в образцах из этого и нижележащего (4020-4052 м) интервалов не обнаружена микрофауна. Испытать скважину не удалось по техническим причинам. Вскрыть более глубокие объекты мела и залежи нефти не удалось.

Резюмируя проведенные исследования, можно сделать следующие *основные выводы*:

- эоценовые и меловые отложения Среднекуринской впадины, залегающие на глубинах более 4,5км, характеризуются весьма затрудненными условиями водообмена и содержат в основном хлоркальциевые и гидрокарбонатно-натриевые воды.

- в осадочных комплексах как эоцена, так и мела установлена единая инверсия в изменении минерализации вод с глубиной. Практически на всех исследованных площадях (за исключением площадей, представленных вулканогенными породами), начиная с глубины примерно 4-4,3 км, отмечается снижение минерализации вод. Присутствие опресненных вод может быть связано с процессами дегидратации глин или поступлением конденсатогенных вод.

- вулканогенные породы мелового возраста характеризуются высокоминерализованными и высокотемпературными водами хлоркальциевого типа (Мурадханлы и площади Дуздаг-Ширинкумской зоны), которые, по всей вероятности, поступали снизу по глубинным разломам.

Выявленные особенности гидрохимической зональности могут быть использованы при оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных эоцен-меловых комплексов.

ЛИТЕРАТУРА

АЛИЕВ, С.А., РУСТАМОВ, Р.И. 1977. Геотермическая характеристика азербайджанской части Куринской впадины. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 4,17-19.

ГУЛИЕВ, И.С., АСЛАНОВ, Я.А. 1993. О генезисе подземных вод Южно-Каспийской впадины по данным изотопного анализа кислорода и водорода. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4,18-23.

ГУРЕВИЧ, М.С. 1962. Гидрогеохимический метод поисков месторождений нефти и газа. *Гидрогеологические и гидрохимические показатели нефтегазоносности.* Изд. ВСЕГИНГЕО. Москва. 111.

КРАЙНОВ, С.Р., РЫЖЕНКО, Б.Н., ШВЕЦ, В.М. 2004. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. Наука. Москва. 677.

ЛЕБЕДЕВ, В.И. 1957. О некоторых факторах, определяющих миграцию щелочных и щелочноземельных элементов в зоне гипергенеза. *Геохимия*, 6.

РУСТАМОВ, Р.И., САМЕДОВ, С.С. 1976. Об особенностях гидрохимии верхнемеловых отложений Кюрдамирской нефтегазоносной области. *Уч. записки АГУ им. С.М. Кирова, серия геол.-географ.*, 3, 25-28.

ТАРАСОВ, М.Г. 1982. Изотопная диагностика генезиса глубокозалегающих опресненных вод артезианских бассейнов. *Водные ресурсы*, 6, 157-162.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, 2011

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

Статья посвящена численному исследованию процесса неизотермической многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде, разработаны соответствующие расчетная схема и алгоритм. Расчетным путем оценено влияние неизотермичности на показатели фильтрации газоконденсатной смеси в пласте.

Известно, что фазовое состояние природных газоконденсатных систем в процессе накопления ретроградного конденсата у забоя скважин в значительной степени определяется термобарическими условиями. Поэтому представляются вполне обоснованными предложения о возможности уменьшения объемов ретроградного конденсата в призабойной зоне за счет создания в них соответствующего температурного поля.

Испарение конденсата и перевод его в газовую фазу могут быть осуществлены за счет повышения температуры в призабойной зоне скважины (Гриценко и др., 1995; Гриценко и др., 1997). При локальном воздействии на призабойную зону скважины радиусом в несколько метров требуются малые энергетические затраты, и поэтому тепловое воздействие на призабойную зону газоконденсатной скважины может быть вполне реализуемым. Представляется актуальным проведение теоретических исследований на основе математического моделирования неизотермической фильтрации двухфазной газоконденсатной смеси по определению возможности повышения продуктивности газоконденсатных скважин за счет периодических тепловых обработок их призабойных зон.

В работе рассматривается задача о нестационарной неизотермической двухфазной фильтрации N-компонентной газоконденсатной смеси к системе совершенных скважин с заданным дебитами в ограниченной однородной по проницаемости полосообразной залежи с постоянной толщиной. Кровля и подошва залежи являются непроницаемыми, гравитационные и капиллярные силы и теплота фазовых переходов не учитываются. Требуется найти функции давления, температуры и конденсатонасыщенности в любой точке пласта при $t \succ 0$ (t - время).

При такой постановке задачи движение газоконденсатной смеси в пласте является плоским и искомые функции удовлетворяют системе дифференциальных уравнений в частных производных (Брусиловский, 2002; Закиров и др.,1988).

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\left(\frac{khf_{ж}\rho_{ж}}{\mu_{ж}M_{ж}}x_i+\frac{khf_{г}\rho_{г}}{\mu_{г}M_{г}}y_i\right)\frac{\partial p}{\partial x}\right]+$$

$$\frac{\partial}{\partial y}\left[\left(\frac{khf_{ж}\rho_{ж}}{\mu_{ж}M_{ж}}x_i+\frac{khf_{г}\rho_{г}}{\mu_{г}M_{г}}y_i\right)\frac{\partial p}{\partial y}\right]=$$

$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[mh\left(\frac{\rho_{ж}S_{ж}}{M_{ж}}+\frac{\rho_{г}S_{г}}{M_{г}}\right)z_i\right]+$$

$$\sum_{j=1}^{n}q_{ij}(t)\delta(x-x_j)\delta(y-y_j), \qquad (1)$$

$$i=\overline{1,N},\ (x,y)\in D,\ t\in(0,T),$$

$$\left(\frac{f_{г}\rho_{г}C_{p_{г}}}{\mu_{г}M_{г}}+\frac{f_{ж}\rho_{ж}C_{p_{ж}}}{\mu_{ж}M_{ж}}\right)\left(\frac{\partial p}{\partial x}+\frac{\partial p}{\partial y}\right)\left(\frac{\partial T}{\partial x}+\frac{\partial T}{\partial y}\right)-$$

$$-\left(\frac{f_г\rho_г C_{p_г}}{\mu_г M_г}\varepsilon_г+\frac{f_ж\rho_ж C_{p_ж}}{\mu_ж M_ж}\varepsilon_ж\right)\left(\frac{\partial p}{\partial x}+\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2+$$

$$+m\left(\frac{\rho_ж S_ж C_{p_ж}}{M_ж}\eta_{s\,ж}+\frac{\rho_г S_г C_{p_г}}{M_г}\eta_{s\,г}\right)\frac{\partial p}{\partial t}-$$

$$-\left[m\left(\frac{\rho_г S_г}{M_г}C_{p_г}+\frac{\rho_ж S_ж}{M_ж}C_{p_ж}\right)+(1-m)\rho_c C_{p_c}\right]\frac{\partial T}{\partial t}+$$

$$+\frac{\partial}{\partial x}\left\{\left[m(S_г\lambda_г+S_ж\lambda_ж)+(1-m)\lambda_c\right]\frac{\partial T}{\partial x}\right\}+$$

$$\frac{\partial}{\partial y}\left\{\left[m(S_г\lambda_г+S_ж\lambda_ж)+(1-m)\lambda_c\right]\frac{\partial T}{\partial y}\right\}+q_T=0 \quad (2)$$

, (2) $\sum_{i=1}^{N}x_i=\sum_{i=1}^{N}y_i=1, \quad \sum_{i=1}^{N}z_i=1,$

$(x,y)\in D,\ t\in(0,T)$, (3)

и условиям

$$p(x,y,t)\big|_{t=0}=p_0(x,y),\ T(x,y,t)\big|_{t=0}=T_0(x,y),$$

$$z_i(x,y,t)\big|_{t=0}=z_{i_0}(x,y),\ i=\overline{1,N},\ (x,y)\in D, \quad (4)$$

$$\left.\frac{\partial p(x,y,t)}{\partial n}\right|_{\Omega}=0,\quad \left.\frac{\partial T(x,y,t)}{\partial n}\right|_{\Omega}=0,$$

$$\left.\frac{\partial z_i(x,y,t)}{\partial n}\right|_{\Omega}=0\ ,\ (x,y)\in\Omega\ ,\ t\in(0,T)\ , \quad (5)$$

где $C_{p_ж}$ и $C_{p_г}$ – коэффициенты удельной изобарной теплоемкости жидкой и газовой фазы соответственно; $\varepsilon_г$ и $\varepsilon_ж$ – коэффициенты Джоуля-Томсона газовой и жидкой фазы соответственно; $\eta_{S_г}$ и $\eta_{S_ж}$ – коэффициенты адиабатического расширения газовой и жидкой фазы соответственно; $\lambda_г$, $\lambda_к$ и λ_c – коэффициенты теплопроводности газовой и жидкой фазы и пласт породы соответственно; $T(x,y,t)$ – температура; q_T – учитывает перетоки теплоты в окружающие породы пласта; C_{p_C} – коэффициент теплоемкости горной породы при постоянном давлении; ρ_C – плотность породы скелета пласта; n – число скважин; D – область фильтрации; Ω – граница пласта. Остальные обозначения – общепринятые (Фейзуллаев, 2006).

Исходя из технологических соображений, в качестве граничного условия по температуре на стенке скважины при нагнетании реагента с температурой, отличной от начальной пластовой, задается: $\Delta T=\theta$, где ΔT – разности текущей и забойной температур, θ – заданное значение температуры.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система (1)-(5) замыкается следующими соотношениями (Закиров и др.,1988; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский,1984; Курбанов, Розенберг, 1968):

$$\begin{aligned}
&\rho_ж=\rho_ж(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\rho_г=\rho_г(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\mu_ж=\mu_ж(p,T,z_1,z_2,...z_{N-1}),\\
&\mu_г=\mu_г(p,T,z_1,z_2,...z_{N-1}),\\
&S_ж=S_ж(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&S_г=1-S_ж,\\
&\lambda_ж=\lambda_ж(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\lambda_г=\lambda_г(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&C_{p\ ж}=C_{p\ ж}(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&C_{P\ г}=c_{P\ г}(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\varepsilon_ж=\varepsilon_ж(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\varepsilon_г=\varepsilon_г(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\eta_{s\,ж}=\eta_{s\,ж}(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\eta_{S_г}=\eta_{S_г}(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&\lambda_c=\lambda_c(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&x_i=x_i(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}),\\
&y_i=y_i(p,T,z_1,z_2,...,z_{N-1}).
\end{aligned} \quad (6)$$

Метод решения газогидродинамической задачи изложен в (Фейзуллаев, 2006), а для решения уравнения сохранения энергии (2) приводим его к виду:

$$A\left(\frac{\partial p}{\partial x}+\frac{\partial p}{\partial y}\right)\left(\frac{\partial T}{\partial x}+\frac{\partial T}{\partial y}\right)-B\left(\frac{\partial p}{\partial x}+\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2+C\frac{\partial p}{\partial t}-$$
$$-D\frac{\partial T}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left(E\frac{\partial T}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(E\frac{\partial T}{\partial y}\right)+q_T=0, \qquad (7)$$

где

$$A=\frac{f_г\rho_г C_{p_г}}{\mu_г M_г}+\frac{f_ж\rho_ж C_{p_ж}}{\mu_ж M_ж};$$

$$B=\frac{f_г\rho_г C_{p_г}}{\mu_г M_г}\varepsilon_г+\frac{f_ж\rho_ж C_{p_ж}}{\mu_ж M_ж}\varepsilon_ж,$$

$$C=\left(\frac{\rho_г S_г C_{p_г}}{M_г}\eta_{S_г}+\frac{\rho_ж S_ж C_{p_ж}}{M_ж}\eta_{S_{жг}}\right)m,$$

$$D=m\left(\frac{\rho_г S_г}{M_г}C_{p_г}+\frac{\rho_ж S_ж}{M_ж}C_{p_ж}\right)+$$
$$+(1-m)\rho_c C_{p_c},$$

$$E=m(S_г\lambda_г+S_ж\lambda_ж)+(1-m)\lambda_c.$$

Как в работе (Закиров и др.,1988), зная профиль давления и распределения концентрации компонентов смеси из решений газогидродинамической задачи, приведенной в (Фейзуллаев,2006), принимая в первом приближении значение температуры с предыдущего временного слоя, находим коэффициенты, входящие в уравнение (7), а затем, учитывая соответствующие начальные и граничные условия, численно интегрируем это уравнение.

Аппроксимируя уравнение (7) на пространственно-временной сетке для получения решения, имеем разностное уравнение (Азиз, Сеттари, 1982):

$$A_{i,j}^{(S),m+1}\left[\left(\frac{p_{i+1,j}^{(S),m+1}-p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta x_i}+\frac{p_{i,j+1}^{(S),m+1}-p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta y_j}\right)\times\right.$$
$$\left.\times\left(\frac{T_{i+1,j}^{(s+1),m+1}-T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta x_i}+\frac{T_{i,j+1}^{(s+1),m+1}-T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta y_j}\right)\right]+$$
$$+B_{i,j}^{(S),m+1}\left[\frac{p_{i+1,j}^{(S),m+1}+p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta x_i}+\frac{p_{i,j+1}^{(S),m+1}+p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta y_i}\right]^2+$$
$$+C_{i,j}^{(S),m+1}\frac{p_{i,j}^{(S),m+1}-p_{i,j}^{(S),m}}{\Delta\tau}-D_{i,j}^{(S),m+1}\frac{T_{i,j}^{(S+1),m+1}-T_{i,j}^{(S+1),m}}{\Delta\tau}+$$
$$+\left[E_{i+1/2,j}^{(S),m+1}\frac{T_{i+1,j}^{(S+1),m+1}-T_{i,j}^{(S+1),m+1}}{\Delta x_{i+1/2}}-E_{i-1/2,j}^{(S),m+1}\frac{T_{i,j}^{(S+1),m+1}-T_{i-1,j}^{(S+1),m+1}}{\Delta x_{i-1/2}}\right]\frac{1}{\Delta x_i}+$$
$$+\frac{1}{\Delta y_j}\left[E_{i,j+1/2}^{(S),m+1}\frac{T_{i,j+1}^{(S+1),m+1}-T_{i,j}^{(S+1),m+1}}{\Delta y_{j+1/2}}-E_{i,j-1/2}^{(S),m+1}\frac{T_{i,j}^{(S+1),m+1}-T_{i,j-1}^{(S+1),m+1}}{\Delta y_{j-1/2}}\right]+$$
$$+q_{T_{i,j}}^{(S),m+1}=0,\ i=\overline{1,N};\ j=\overline{1,N}. \qquad (8)$$

Решение системы (8) находится по методу Якоби (Азиз, Сеттари, 1982). В систему (8) входят нелинейные коэффициенты, ввиду малых изменений температуры при переходе с одного временного слоя на другой можно обходиться без их итерирования (Азиз, Сеттари, 1982; Закиров и др.,1988).

Входящие в систему (1)-(5) коэффициенты (6) являются сложными функциями многих параметров. Для их определения необходимы трудоемкие процедуры расчета парожидкостного равновесия и параметров, характеризующих теплофизические свойства фаз. Для расчетов газожидкостного равновесия и теплофизических свойств фаз используется уравнение состояния (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский,1984). При решении задач (1)-(6) использование уравнения состояния позволяет создать единую термодинамическую основу определения замыкающих соотношений и провести расчеты с высокой степенью точности в широком диапазоне изменений давления и температуры.

Расчет составов и плотностей равновесных газовой и жидкой фаз по известному составу смеси, давлению и температуре, а также по параметрам, характеризующим петрофизические свойства фаз, проведен по аналогии (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский,1984; Закиров и др.,1988).

С целью оценки влияния неизотермичности на показатели фильтрации многокомпонентной смеси были проведены расчеты разработки газоконденсатной залежи на истощение. Рассматриваются два варианта. В одном учитываются неизотермические эффекты, в другом процесс считается изотермическим. При этом для расчетов выбрана залежь V блока VII горизонта месторождения

Булла-дениз. Все необходимые исходные данные для этой залежи представлены в (Абасов и др., 2008). При расчете параметр $C_{pc} \cdot \rho_c$ принимается равным $2.5 \cdot 10^6$ – $3 \cdot 10^6$ Дж/(м^3·К) (Закиров и др.,1988).

Результаты расчетов представлены на рис. 1-4. На рис.1-3 показано изменение давления и конденсатонасыщенности в призабойных зонах скважин №№ 39, 46, 73 при разработке залежи в режиме истощения для случаев $T = const$ и $T \neq const$. Максимальная разница в рассчитанных значениях конденсатонасыщенности достигает более 20% по отношению к соответствующей величине при предположении изотермичности процесса. На рис. 4 представлено изменение забойной температуры скважины при разработке залежи. Падение забойной температуры достигает 30K. Изменение температуры незначительно сказывается на распределении давления (рис.1-3), и максимальная разница между ними составляет примерно 5%.

Рассмотрим процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины теплым газом, которая могла бы привести к повышению эффективности испарения ретроградного конденсата. На это указывают результаты расчетов процесса обработки призабойной зоны пласта газом с различной температурой. При обработке принимается, что газ подается в скважину с более высокой температурой по сравнению с пластовой. В расчетах разности забойной и пластовой температур задавались в

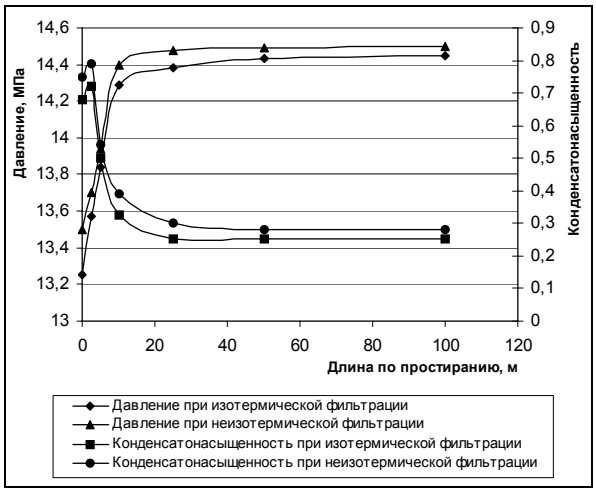


Рис. 1. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простиранию пласта (скв.39)

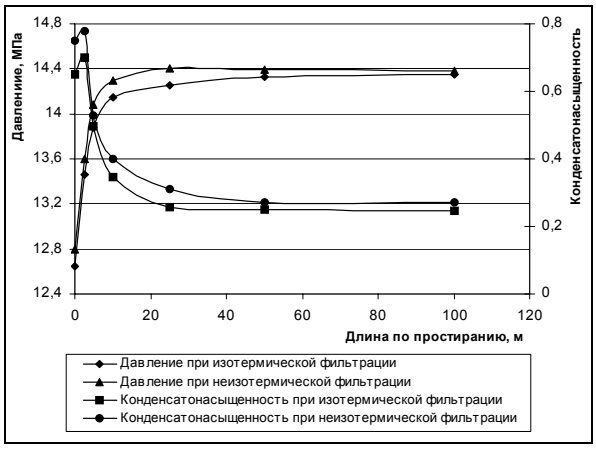


Рис. 2. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простиранию пласта (скв. 46)

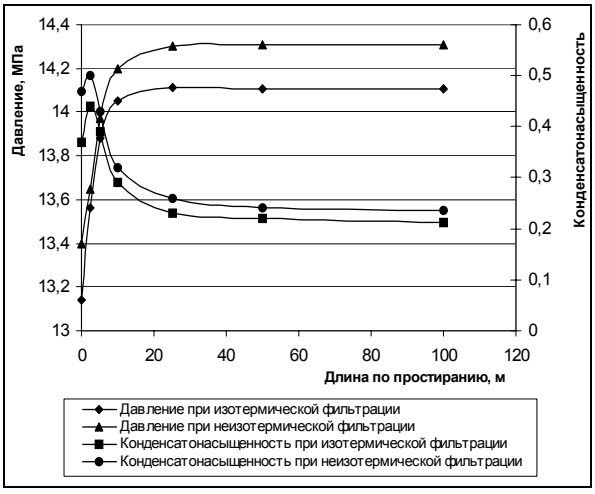


Рис. 3. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простиранию пласта (скв. 73)

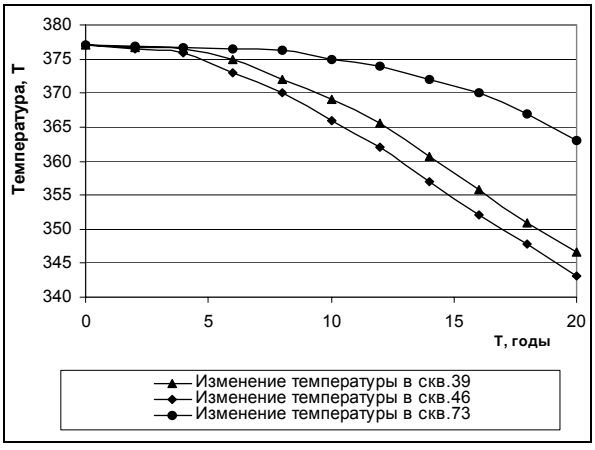


Рис. 4. Изменение температуры в призабойной зоне при эксплуатации скважин

различных вариантах: 20К, 40К, 60К при пластовой температуре 374 К. Объем закачанного газа составлял соответственно 150; 100 и 50 тыс.м^3. Результаты расчетов после обработки на примере скв.№39 представлены на рис. 5-6.

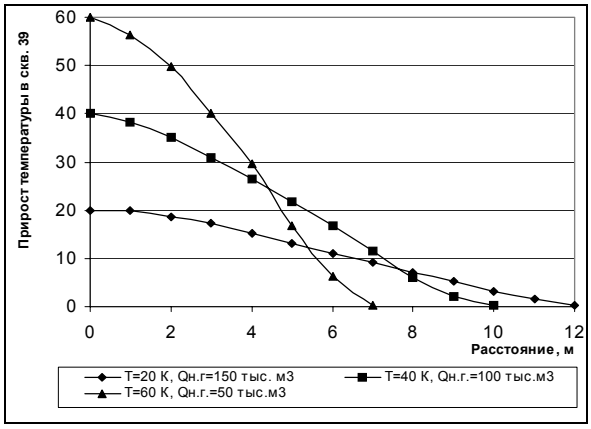


Рис. 5. Прирост температуры в призабойной зоне скв.39 при нагнетании теплого газа

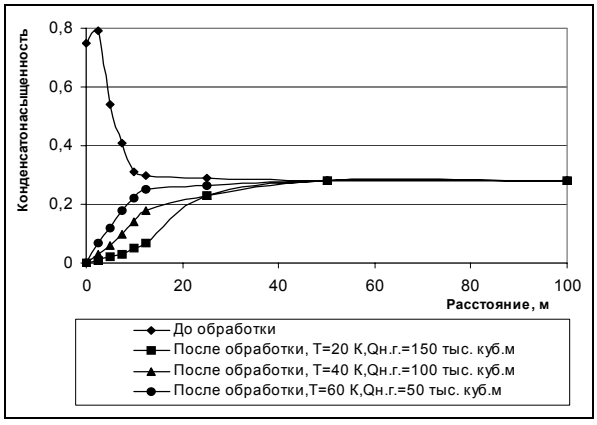


Рис. 6. Изменение конденсатонасыщенности в призабойной зоне скв.39 до и после обработки теплым газом

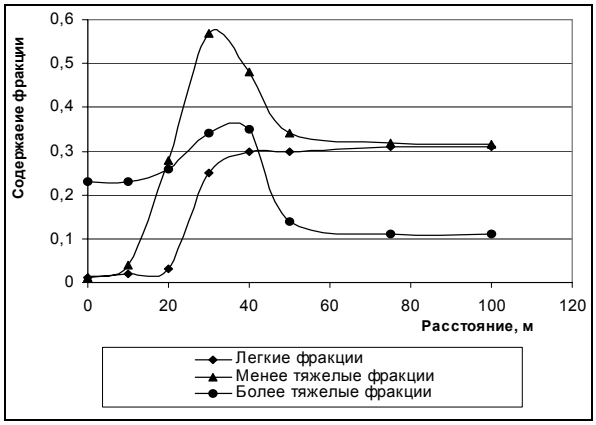


Рис. 7. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скв.39 после обработки ее теплым газом

Как видно из этих рисунков, обработка прискважинной зоны пласта теплым газом вызывает испарение конденсата в газовую фазу и его удаление вглубь пласта. В зависимости от температуры и объемов нагнетаемого газа процесс удаления ретроградного конденсата происходит за счет прокачки больших объемов газа или за счет испарения газа при повышении температуры. Во всех вариантах отмечается отставание температурного фронта от фронта вытеснения газоконденсатной смеси газом. Поэтому в призабойной зоне скважины происходит сначала вытеснение газоконденсатной смеси газом при пластовой температуре, затем теплым газом с дополнительным испарением в газовую фазу промежуточных и тяжелых углеводородов (рис. 7). Исходя из этого, при малых различиях забойных и пластовых температур и, соответственно, больших объемах нагнетаемого газа, процесс удаления ретроградного конденсата происходит примерно с одинаковой эффективностью, что и в изотермических условиях. Снижение объемов закачки газа при увеличении температуры на забое скважин приводит к уменьшению зоны пласта, охваченной теплым газом. Поэтому в призабойной части пласта менее значительное снижение конденсатонасыщенности отмечается в вариантах с более высокими температурами газа на забое скважин и меньшими объемами газа (рис. 6).

Обработка скважины теплым газом позволила повысить ее продуктивность соответственно в 2,3; 1,6; 1,4 раза (рис. 8). При эксплуатации скважины после обработки отмечается постепенное снижение ее продуктивности за счет повторного накопления ретроградного конденсата. Снижение продуктивности происходит несколько медленнее после воздействия на призабойную зону скважины газом в том же объеме, что и при изотермических условиях. Срок повышенной продуктивности скважин составляет по показанным вариантам соответственно 370, 300, 280 суток.

При обработке скважины теплым газом промежуточные и тяжелые компоненты не только выносятся в газовую фазу из зоны повышенной температуры, но и большое количество их переходит в газовую фазу в зоне нагрева за счет повышения температуры. При эксплуатации скважины испарившиеся в

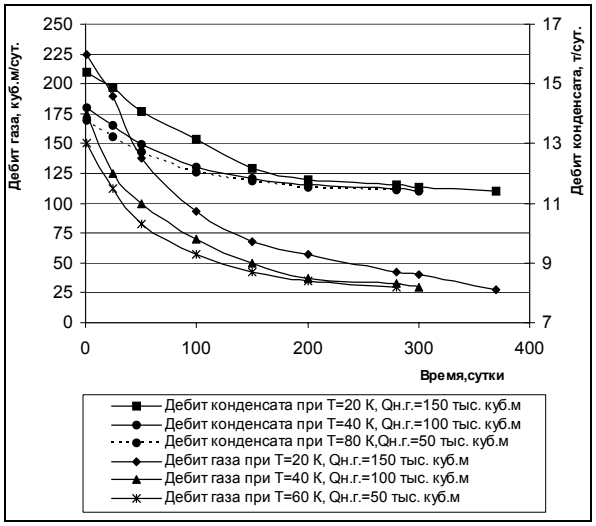


Рис. 8. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 теплым газом

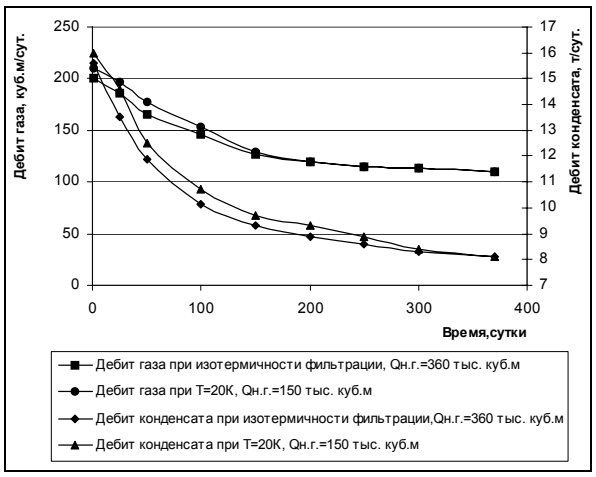


Рис. 9. Изменение дебита газа и конденсата во времени при изотермической и неизотермической обработке скв.39

нагретой зоне углеводороды извлекаются вместе с газом и не выпадают повторно в забой скважины. Поэтому обработка призабойных зон скважин теплым газом позволяет несколько сократить объемы нагнетания газовых агентов по сравнению с нагнетанием газа в изотермических условиях для получения одинаковых значений повышенной продуктивности (рис. 9).

Рассмотрен вариант обработки призабойной зоны пласта теплыми жидкими углеводородными растворителями, такими как пропан и пропан-бутановая фракции, с последующим вытеснением их теплым газом, метод оказался высокоэффективным и предложен для использования в практике повышения показателей добычи газа и конденсата в газоконденсатной скважине.

Таким образом, аналитически изучено повышение продуктивности газоконденсатной скважины при обработке ее призабойной зоны теплым углеводородным газом. В результате разработана и реализована расчетная схема на базе модели неизотермической многокомпонентной фильтрации для прогнозирования технологических показателей обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин теплым углеводородным газом. Установлено, что этот метод является высокоэффективным и перспективным для повышения продуктивности газоконденсатных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2008. Идентификация параметров гидродинамической модели газоконденсатной залежи. *Изв. НАНА. Науки о Земле,* 2, 78-90.

АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312.

АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407.

БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.

ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 239.

ГРИЦЕНКО, А.И., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М., ШАНДРЫГИН, А.Н., ПОДЮК, В.Г. 1997. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. Недра. Москва. 239.

ГУРЕВИЧ, Г.Р., БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 1984. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Недра. Москва. 264.

ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН, В.Я., ПАЛАТНИК, В.М., ЮФИН, П.А. 1988. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. Недра. Москва. 335.

КУРБАНОВ, А.К., РОЗЕНБЕРГ, М.Д. 1968. Неизотермическая фильтрация многокомпонентных жидкостей. В ежегоднике ВНИИ серии: *Теория и практика добычи нефти.* Недра, Москва, 102-109.

ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины “сухим” газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *Изв. НАНА. Науки о Земле*, 2, 48-54.

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев, Н.Н.Гамидов, Г.Г.Мамедова, 2011

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев, Н.Н.Гамидов, Г.Г.Мамедова

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье представлены результаты экспериментальных исследований показателей воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом. При этом процесс изучен детально и установлена целесообразность его применения с начального этапа разработки залежи в целях обеспечения максимального коэффициента извлечения конденсата.

Известно, что по мере эксплуатации газоконденсатной залежи в результате снижения пластового давления ниже давления начала конденсации системы более тяжелые углеводороды (C_{5+}) переходят в жидкую фазу, а затем частично оседают в пласте. Влияние данного процесса более ощутимо в газоконденсатных залежах с высокими значениями начального конденсатосодержания пластовой системы (Гриценко и Ремизов, 1995; Изюмченко и др., 2010 и др.).

В работах (Зотов и Алиев, 1980; Мискевич, 2006; Абасов и др., 2009 b; Изюмченко и др., 2010; Николаев и Николаев, 2011) отмечено, что конденсатоотдача в газоконденсатных залежах, эксплуатирующихся в режиме истощения, не превышает 30-40% начальных запасов конденсата. Например, коэффициент конденсатоотдачи по залежи VII горизонта глубокозалегающего газоконденсатного месторождения Булла-дениз Азербайджана не превышает 30%. В связи с этим значительное количество конденсата остается в пласте неизвлеченным.

В целях повышения конденсатоотдачи пластов применяются различные методы, в том числе и метод воздействия на выпавший в пласте ретроградный конденсат газами, состоящими из «сухого» углеводородного или широкой фракции легких углеводородов, таких как пропан-бутан (Гриценко и Ремизов, 1995; Абасов и др. 1998). В целях снижения потребности в углеводородном газе в некоторых случаях в него добавляют азот или углекислый газ в количествах, определенных экспериментальным путем (Гриценко и Ремизов, 1995; Абасов и др., 1998).

В лабораторных условиях нами проведены многочисленные эксперименты (Абасов и др., 1998) по изучению испаряемости выпавшего конденсата под воздействием газов различного состава, в том числе «сухого» углеводородного, физической сущностью которой является испарение выпавшего конденсата в присутствии газов, в которых жидкие углеводороды хорошо растворяются. При этом было установлено, что, несмотря на неоднократное воздействие на конденсат газами различного состава, извлечь его полностью не представляется возможным. Указанная тенденция объяснялась тем, что по мере испарения легких фракций конденсата его плотность возрастает (Гриценко и Ремизов, 1995; Абасов и др. 1998), а это требует закачки большого количества газа при более высоких давлениях.

В данной работе представлены результаты изучения воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом на различных стадиях эксплуатации залежи.

Решение этой задачи, безусловно, возможно и с использованием существующих математических моделей, но, как было отмечено выше, сложный характер фазовых превращений при разработке газоконденсатной залежи не позволяет отразить эти процессы точными математическими зависимостями. Изучаемый процесс можно оценить и с использованием гидрогазодинамических моделей фильтрации газоконденсатной смеси, ориентирующихся на использовании эмпирических данных, например, бинарной модели фильтрации, которая успешно применялась для оценки показателей обработки призабой-

ной зоны скважины «сухим» углеводородным газом (Абасов и др., 2000).

Учитывая вышеизложенное, эксперименты проводились с использованием газоконденсатных систем, составленных на базе проб газа и конденсата из глубокозалегающей залежи VII горизонта месторождения Булла-дениз. В экспериментах при создании рекомбинированных проб использовались газ и конденсат с одинаковыми составами и свойствами.

Газ состоял из (в мольных процентах): метана – 92,45, этана – 5,81, пропана – 0,73, бутанов – 0,71 и пентанов C_{5+} – 0,3. При этом плотность газа составляла 0,7651 кг/м^3 , а количество C_{5+} – 9,156 кг/м^3.

Эксперименты проводились в бомбе pVT с рекомбинированной системой без наличия пористой среды с начальным конденсатосодержанием 200 г/м^3. При этом использовался газ из промыслового сепаратора и стабильный конденсат плотностью 747,5 кг/м^3, отобранный на начальной стадии ввода залежи в разработку. Эксперименты проводились на стандартной pVT установке УГК-3 согласно известной инструкции (Зотов и Алиев, 1980) в следующей последовательности. Вначале система нагревалась до заданной температуры (95^{o}C), и после стабилизации температуры давление поднималось ступенями (3,0-5,0 МПа) до полного исчезновения жидкой фазы в pVT-бомбе. При этом после каждого повышения давления система перемешивалась в течение 15 минут, затем она держалась в покое до установления термодинамического равновесия, которое определялось стабилизацией уровня жидкости в бомбе pVT.

В связи с тем, что эксперименты проводились без пористой среды, значение давления начала конденсации системы определялось по традиционному методу, имея в виду, что действительное его значение на 20-25% больше (Абасов и др. 2009 а) определяемого в бомбе pVT. В данном случае эта величина давления определялась при исследовании каждой газоконденсатной системы и служила контролем идентичности исследуемых систем, во всех случаях она была равной 28,0 МПа.

После повышения давления до 30,0 МПа и установления термодинамического равновесия оно пошагово снижалось на 5,0 МПа, т.к. при таком его снижении, во-первых, обеспечивались достаточное количество газа и конденсата для проведения стандартных физико-химических анализов и, во-вторых, – необходимое количество экспериментальных точек для установления искомых закономерностей при статистическом анализе результатов исследований. В экспериментах темп снижения давления в системе выбирался согласно термодинамическим критериям подобия (Эфрос, 1963) – по количеству проходящего из сепаратора газа за единицу времени, как например, равным 8,33x10^{-6} м^3/с (допустимое в интервале 8,33-16,67x10^{-6} м^3/с) (Абасов и др., 2009 а; Абасов и др., 1998).

Таким образом, давление на первом этапе снижалось от 30,0 МПа до 25,0 МПа и при этом раздельно отбирались пробы газа сепарации и дегазации для определения их количества, состава и физико-химических свойств. Здесь также определялось количество добываемого конденсата и его физические свойства.

В целях сокращения объема экспериментальных работ процесс дифференциального истощения залежи сопровождался изучением испарения выпавшего конденсата «сухим» газом после каждого шага снижения давления, и после установления термодинамического равновесия системы в бомбу pVT подкачивался «сухой» углеводородный газ и тем самым давление поднималось до его начального значения – 30,0 МПа. Вновь система находилась в покое для установления термодинамического равновесия, затем давление снижалось до 25,0 МПа и проводились соответствующие физико-химические анализы отобранных проб для изучения состава и свойств продуктов испарения. Отметим, что при изучении количества испарившегося конденсата на каждой стадии снижения давления нами принималось, что в этом количестве испарившегося конденсата имеется и доля оставшегося в бомбе pVT газа. В данном случае имеющиеся технические трудности (например, невозможность измерения плотности оставшегося в pVT-бомбе насыщенного конденсата, определения значения давления однофазного состояния системы и т.д.) не позволяют разделить количество испарившегося конденсата на добытый за счет подкачиваемого «сухого» газа и газ, оставшийся в бомбе после каждого этапа снижения давления. Как

видно из таблиц 1 и 2, после каждого этапа снижения давления свойства оставшейся в бомбе газоконденсатной смеси существенно отличаются от добытой продукции в процессе дифференциального истощения залежи. Например, если рекомбинированная система характеризовалась начальным конденсатосодержанием 200 г/м^3 или 267,83 см^3/м^3, то после первого этапа снижения давления от 30,0 до 25,0 МПа оно составляло 274,34 см^3/м^3, что означает, что давление начала конденсации системы будет существенно больше по сравнению с исходным его значением, так как, с одной стороны, выросло конденсатосодержание и с другой – плотность оставшегося в бомбе конденсата.

Очевидно, что для доведения такой системы до однофазного состояния требуется давление больше 30,0 МПа. Это значит, что если оставшуюся в бомбе смесь сжимать без закачки «сухого» газа в пределах указанного интервала давления, затем истощать ее до 25,0 МПа, получим небольшое количество конденсата. Другими словами, при воздействии на оставшуюся в бомбе систему «сухим» газом доля испарившегося конденсата за счет закачки «сухого» газа в отобранной продукции будет несравнимо больше, чем за счет оставшегося в бомбе газа до закачки и поэтому этим количеством можно пренебречь.

Так завершался первый этап планируемых экспериментальных исследований, после чего система освобождалась от газоконденсатной смеси, затем заполнялась новой пробой для продолжения последующих работ.

Очередные эксперименты проводились по вышеприведенной схеме пошагового снижения дифференциального истощения залежи. Например, во второй серии экспериментов вначале давление поднималось до 30,0 МПа, и определялось давление начала конденсации, затем, соблюдая вышеприведенные правила, давление снижалось до 25,0 МПа и до 20,0 МПа, и определялись количество газа и конденсата и их свойства, после чего закачкой «сухого» газа давление в системе повышалось до 25,0 МПа и вновь снижалось до 20,0 МПа с обязательным проведением всех физико-химических анализов отбираемого газа и конденсата.

Таким образом, было проведено 5 серий экспериментов, из которых некоторые повторялись для экспертизы результатов на воспроизводимость. Полученная в результате проведенных экспериментов информация дала возможность оценить показатели процессов до и после воздействия на конденсат «сухим» углеводородным газом и выбрать вариант, при котором количество добываемого испарением конденсата становится максимальным.

Как было отмечено выше, при экспериментальных исследованиях были измерены стандартные физико-химические величины добываемого газа и конденсата. В таблицах 1 и 2 приведены сведения о полученных экспериментальных данных на каждом шаге снижения давления при выполнении процесса дифференциального истощения залежи до (табл. 1) и после (табл. 2) закачки «сухого» газа в систему.

Таблица 1

Результаты исследований по дифференциальному истощению залежей до воздействия (до закачки) на конденсат «сухим» газом

Ступени изменения давления (МПа)	Количество добываемого конденсата (10^{-6}м^3)	Количество добываемого газа (10^{-3}м^3)	Плотность добываемого конденсата (кг/м^3)	Количество оставшегося в бомбе PVT конденсата (10^{-6}м^3)	Количество оставшегося в бомбе PVT газа (10^{-3}м^3)	Отношение добываемого конденсата к начальному (%)
30-25	3.5	15.6	745.2	28.6	104.25	10.9
25-20	3.2	16.5	733.2	25.4	87.75	9.97
20-15	2.4	19.8	721.8	23.0	67.95	7.48
15-10	1.2	23.2	708.1	21.8	46.75	3.74
10-5	0.6	28.3	686.2	21.2	18.45	1.87

Таблица 2

Результаты исследований по дифференциальному истощению залежей после воздействия на конденсат «сухим» газом

Ступени изменения давления (МПа)	Количество добываемого конденсата ($10^{-6}м^3$)	Количество добываемого газа ($10^{-3}м^3$)	Плотность добываемого конденсата (кг/$м^3$)	Количество оставшегося в бомбе PVT конденсата ($10^{-6}м^3$)	Количество оставшегося в бомбе PVT газа ($10^{-3}м^3$)	Отношение добываемого конденсата к начальному (%)
30-25	3.1	16.3	749.3	25.5	104.25	9.65
25-20	2.9	18.7	738.2	22.5	87.75	9.03
20-15	1.8	22.3	725.6	21.2	67.95	5.61
15-10	0.9	24.0	710.7	20.9	46.75	2.80
10-5	0.6	29.5	687.1	20.7	18.45	1.87

Как видно из этих таблиц, в обоих случаях полученные результаты находятся в соответствии с классическими закономерностями, присущими процессу дифференциального истощения газоконденсатной залежи, т.е. наблюдается рост количества добываемого газа и убывание количества добываемого конденсата и его плотности по мере снижения давления. При этом в связи с ростом количества выпавшего в бомбе pVT конденсата отношение добытого конденсата к начальному его запасу по мере снижения давления тоже снижается. Здесь почти во всех случаях отношение количества добытого конденсата к начальному его запасу до закачки газа больше по сравнению с данными после закачки «сухого» газа, кроме интервала давления 5-10 МПа, где эти величины равны друг другу.

На рис.1 дается сравнение величины конденсатосодержания добытой смеси на одинаковых шагах снижения давления в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи до (1) и после (2) закачки в систему «сухого» углеводородного газа.

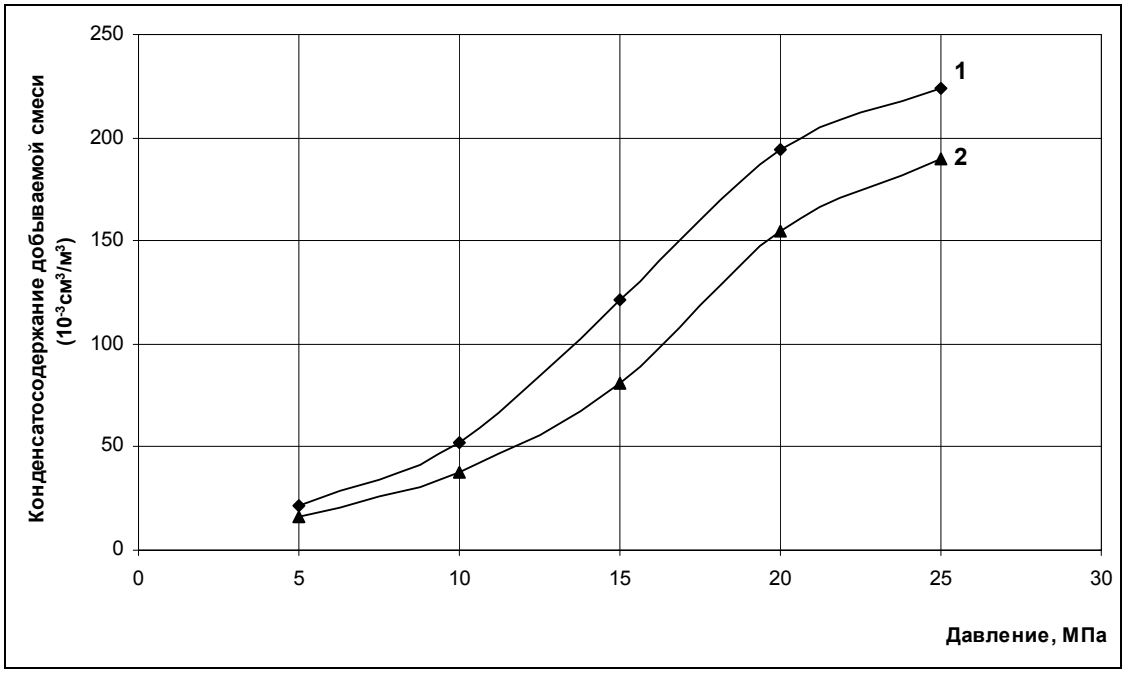


Рис. 1. Тенденции изменения конденсатосодержания смеси в зависимости от давления до (1) и после (2) закачки «сухого» углеводородного газа

Как видно из рис.1, при всех значениях давления конденсатосодержание добываемой смеси до закачки «сухого» газа больше, чем после закачки. Эта разница при высоких значениях давления более ощутима и по мере его снижения она сводится к минимуму. Абсолютно противоположная картина наблюдается на рис.2, где показаны зависимости количества оставшегося в бомбе pVT конденсата, приходящего на единицу объема смеси от давления. Здесь количество оставшегося в бомбе pVT конденсата в единице объема смеси до закачки «сухого» газа больше по сравнению с объемом после его закачки, при котором наблюдается уменьшение этой разницы по мере убывания давления.

Напомним, что начальное значение конденсатосодержания в экспериментах принималось 200 г/м^3 или 267,83 см^3/м^3. На первом шаге снижением давления от 30,0 МПа до 25,0 МПа конденсатосодержание добываемой газоконденсатной смеси уменьшается от 267,83 до 224,36 см^3/м^3. Очевидно, что это является следствием начала процесса конденсатовыделения из системы, т.к. интервал снижения давления находится в пределах выделения микрозародышей конденсата (Абасов и др., 2009 а), а также свободных капель, соответствующих давлению начала конденсации системы, определяемому традиционными методами ($P^T_{нач.к.} - 28{,}0 МПа$). Это означает, что в бомбе pVT уже имеется осевший конденсат и поэтому конденсатосодержание добываемой смеси уменьшается по сравнению с начальным его значением, а количество конденсата в единице объема смеси, оставшегося в бомбе, наоборот, возрастает (в соответствии с общим балансом системы). Другими словами, при давлении 30,0-25,0 МПа из системы в первую очередь конденсируются сравнительно более тяжелые углеводороды, и поэтому плотность выделившегося конденсата выше по сравнению с начальной его плотностью. После этого в бомбу pVT подкачивается «сухой» углеводородный газ, и давление системы повышается до 30,0 МПа, при этом количество конденсата в единице объема газовой фазы снижается от 274,34 до 238,68 см^3/м^3. В связи с этим снижается и величина давления начала конденсации до 26,8 МПа ($P^T_{нач.к.}$), которая на 1,2 МПа меньше по сравнению с начальным (28,0 МПа). В связи с процессом дифференциальной конденсации вторично при давлении 25,0 МПа, несмотря на снижение конденсатосодержания добываемой смеси, убывает и количество конденсата в единице объема оставшейся в бомбе pVT смеси (потому что конденсатосодержание системы при вторичной

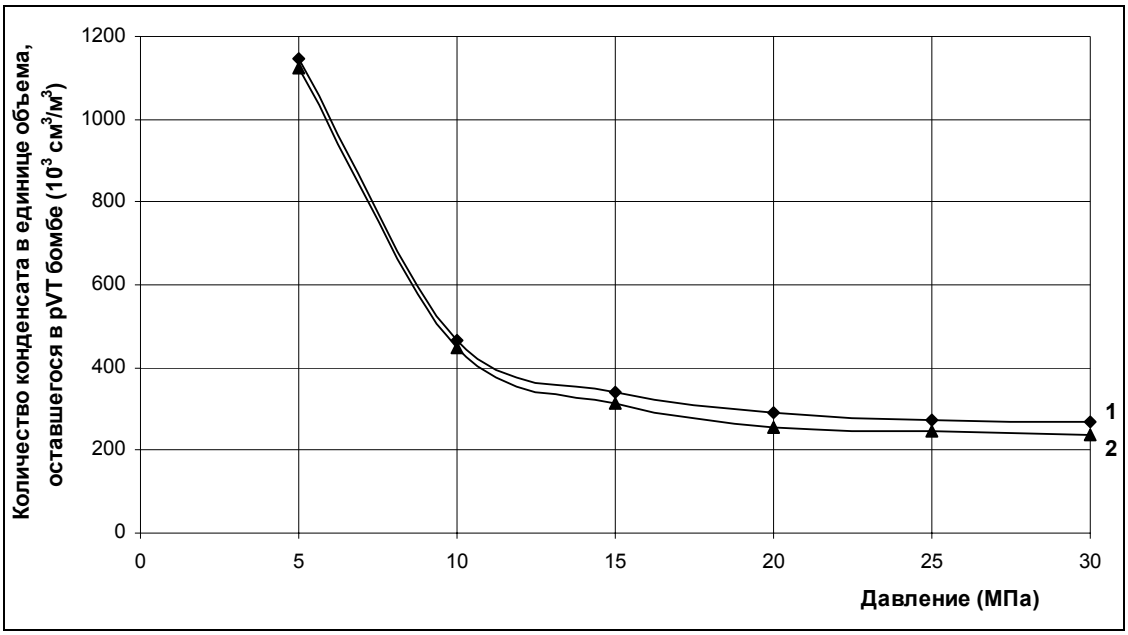


Рис. 2. Изменение количества конденсата в единице объема оставшейся в бомбе pVT смеси от давления до (1) и после (2) закачки «сухого» газа

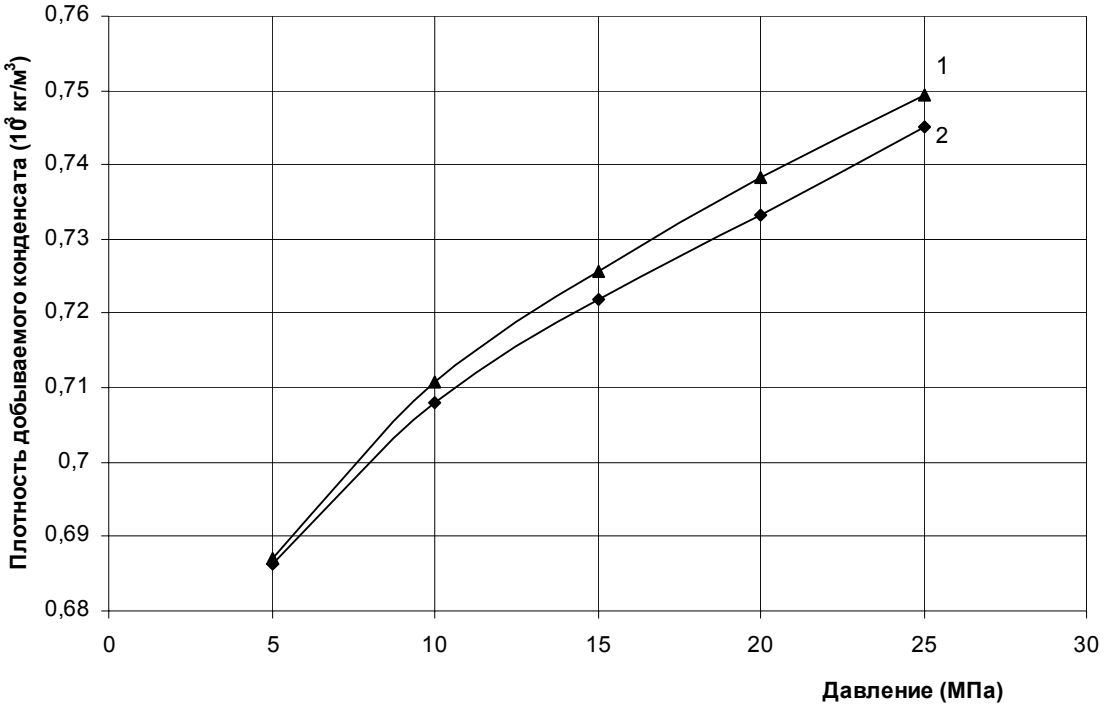
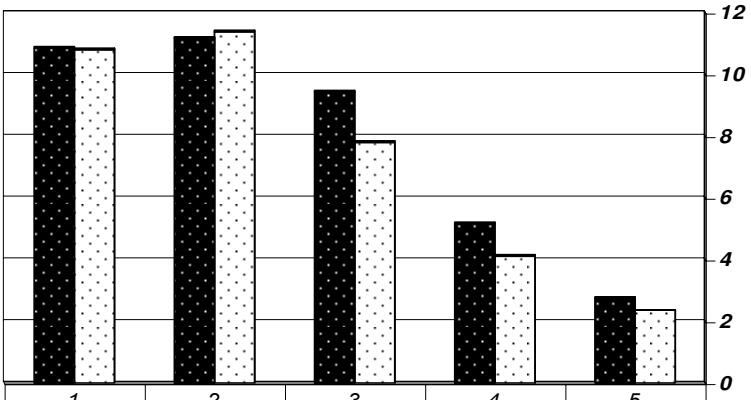


Рис. 3. Изменение плотности добываемого конденсата в зависимости от давления до (1) и после (2) закачки «сухого» газа

конденсации системы было меньше по сравнению с первым). Как видно из таблицы 1, то же самое наблюдается на всех шагах снижения давления. Только при величине давления, соответствующего концу процесса истощения, из-за небольшого количества испаряемой жидкости до и после закачки «сухого» газа количества добываемого конденсата незначительно отличаются друг от друга.

На рис. 3 представлена зависимость изменения плотности добываемого конденсата до и после закачки «сухого» газа на различных ступенях снижения давления.



	1	2	3	4	5
■ до закачки "сухого" газа	10.9	11.19	9.45	5.2	2.75
⊡ после закачки "сухого" газа	10.84	11.42	7.83	4.13	2.36

Рис. 4. Отношение добытых количеств конденсата (%) до и после закачки «сухого» газа на различных ступенях изменения давления. 1 – 30,0-25,0 МПА, 2 – 25,0-20,0 МПа, 3 – 20,0-15,0 МПа, 4 – 15,0-10,0 МПа, 5 – 10,0-5,0 МПа

Как видно из рис. 3, плотность добываемого конденсата после закачки «сухого» газа бывает всегда меньше, чем до закачки, но с падением давления разница между плотностями конденсата до и после закачки «сухого» газа сокращается. Это объясняется улучшением испаряющей способности закачиваемого «сухого» газа с ростом давления.

Вышеотмеченное показывает, что закачка «сухого» газа предпочтительна на начальной стадии эксплуатации залежи, так как в этот период значение пластового давления более высокое и конденсат лучше испаряется и переходит в газовую фазу.

На рис. 4 представлена гистограмма отношений количества добытого конденсата в процентах на каждом шаге снижения давления к количеству стабильного конденсата до и после закачки «сухого» газа (начальный – стабильный).

Основное количество добытого конденсата приходится на интервал давления 30,0- 20,0 МПа из-за того, что основная масса конденсата выпадает в этом интервале, и поэтому закачка «сухого» газа здесь характеризуется более высоким количеством отобранного испарением конденсата.

Вывод

Впервые экспериментально изучен процесс воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом на всех этапах эксплуатации залежи и показана целесообразность его проведения с начальной стадии разработки.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., АБАСОВ, Ш.Д., ГАМИДОВ, Н.Н. 1998. Исследование влияния различных факторов на испаряемость углеводородных конденсатов. *Известия АН Азербайджана, серия наук о Земле*, 2, 48-53.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2009a. О фазовых превращениях при разработке газоконденсатных залежей. *Доклады РАН*, 427, 6, 802-805.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2009b. К методике определения конденсатоотдачи газоконденсатной залежи по данным эксплуатации. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 3, 34-38.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ГАМИДОВ, Н.Н., РЗАЕВА, В.Г, ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2000. Повышение производительности газоконденсатных скважин обработкой их призабойной зоны «сухим» углеводородным газом. В матер. межд. конф. матем. Центра им. Н.И.Лобачевского: *Краевые задачи аэро-гидромеханики и их приложения,* посвященной 90-летию со дня рождения Г.Г.Тумашева. Казань, 21-24 ноября, Том 7.

ГРИЦЕНКО, А.И., РЕМИЗОВ, В.В. 1995. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин. ВНИИгаз. Москва. 65.

ЗОТОВ, Г.А., АЛИЕВ, З.С. (под ред.). 1980. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Недра. Москва.

ИЗЮМЧЕНКО, Д.В., ЛАПШИН, В.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТРОИЦКИЙ, В.М., ГАТИН, Р.И. 2010. Конденсатоотдача при разработке газоконденсатных залежей. *Газовая промышленность*, 1, 24-27.

МИСКЕВИЧ, В.Е. 2006. Экспериментальное исследование растворимости конденсата, выделившегося в пласте. *Газовая промышленность*, 4, 42-46.

НИКОЛАЕВ,О.В., НИКОЛАЕВ, В.А. 2011. Влияние эффектов релаксации на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения. *Газовая промышленность*, 2, 12-14.

ЭФРОС, Д.А. 1963. Исследования фильтрации неоднородных систем. Гостоптехиздат. Ленинград. 350.

© Г.Г.Мамедова, 2011

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДЫ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ

Г.Г.Мамедова

Институт геологии НАН Азербайджана
Az 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье представлены результаты экспериментальных исследований влияния остаточной воды на изменение компонентного состава добываемого газа в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи. При этом показано, что содержание остаточной воды существенно влияет на изменение компонентного состава добываемого газа.

Известно, что в газоконденсатных, а также и других углеводородных залежах определенную часть пористой среды занимает связанная или остаточная вода. Практика разработки таких залежей показывает, что количество остаточной – связанной воды в пластах в основном зависит от литологического состава пород и изменяется в большом диапазоне (до 40% объема пор). Остаточная вода создает на поверхности коллектора пленку в микроскопических размерах и насыщает капиллярные и некапиллярные каналы под воздействием поверхностных сил между породой и водой. Такие пластовые воды из-за наличия тесной связи с поверхностью пород считаются неподвижными с точки зрения гидродинамических аспектов, но они могут существенно влиять на фазовое поведение системы в пластовых условиях, а также показатели эксплуатации газоконденсатной залежи.

В работе (Гиматуддинов, 1971) отмечено, что в зависимости от давления, температуры и состава системы в газовой фазе может присутствовать некоторое количество воды в виде насыщенного пара, образующегося в пласте в процессе восстановления термодинамического равновесия системы. По этой причине при заданном давлении с ростом температуры количество водяного пара (влажность газа) возрастает, а с увеличением давления при заданной температуре данная величина уменьшается. Кроме этих закономерностей, в системах, состоящих из углеводородов и водяного пара, была обнаружена их «двойная обратная конденсация». Этот случай, т.е. разделение системы, состоящей из углеводородов и равновесного водяного пара, на жидкий конденсат и воду при изотермическом снижении давления, впервые был обнаружен Ван-дер-Ваальсом. Сказанное, как правило, имеет место в системах, состоящих из полярного (водяной пар) и неполярного (углеводороды) компонентов.

Анализ опубликованных работ (Гиматуддинов, 1971; Гриценко и др., 1995; Shinta, Firoozabadi, 1997; Kokal et al., 2000) показывает, что наличие в пористой среде остаточной воды увеличивает ее проницаемость по углеводородному газу и конденсату. Например, в работе (Kokal et al., 2000**)** на основании экспериментов, проводимых на модели пласта, где пористая среда состояла из кварцевого песка, было установлено, что наличие остаточной воды уменьшает фильтрационное сопротивление при течении углеводородов через пористую среду и тем самым увеличивает ее проницаемость для газа и конденсата. Аналогичное утверждение приведено и в работе (Гриценко и др., 1995), где показано, что наличие остаточной воды до 15 % объема пор, увеличивает конденсатоотдачу пласта на 10% по сравнению с «сухой» пористой средой. Согласно заключению этих авторов, это происходит в результате снижения вязкости газовой фазы, в составе которой имеется равновесный водяной пар в указанных выше количествах. В результате анализа экспериментальных данных на керновом материале установлено, что остаточная вода в порах пласта, с одной стороны, увеличивает его проницаемость по газу и конденсату, а с другой – снижает абсолютную проницаемость пористой среды.

В работе (Гамидов, 1999) при исследовании испаряемости выпавшего в пласте конденсата под воздействием газов различного состава было установлено, что наличие в пористой среде 20% остаточной воды ухудшает показатели процесса воздействия до 4,5% по сравнению с пористой средой, где остаточная вода отсутствует.

В работе (Гиматуддинов, 1971) на основании известных термодинамических законов высказываются предположения о том, что увеличение количества любого тяжелого компонента в составе системы повышает ее критическое давление. Поэтому рост количества водяного пара в системе должен привести к увеличению значения ее давления начала конденсации. Такой же вывод приведен и в работе (Гриценко и др., 1995). Здесь на примере газоконденсатных проб из месторождений Челебассовское и Майкорское показано, что величины давления начала конденсации без наличия и в присутствии воды различаются друг от друга на 1-1,5 МПа.

В работе (Shinta and Firoozabadi, 1997) показано, что постоянный контакт углеводородной системы с водой в пластовых условиях снижает конденсатосодержание газа и одновременно увеличивает количество воды по сравнению с конденсатом, которое приводит к уменьшению значения давления начала конденсации системы.

В работе (Абасов и др., 2011) всесторонне экспериментально изучены влияние количества остаточной воды на конденсатоотдачу в процессе дифференциального истощения залежей с участием пористой среды, а также показатели процесса испарения жидкого в пластовых условиях конденсата под воздействием «сухого» углеводородного газа. При создании модели пласта использован кварцевый песок различного помола. Исследования по влиянию водоносности пористой среды на конденсатоотдачу залежи проводились при температуре пласта 70-110^{0}C, пористости – 0,1-0,4, плотности конденсата – 720-780 кг/м^3 и содержании остаточной воды – 0-40% с использованием метода рационального планирования экспериментов. Было установлено, что рост количества остаточной воды в интервале от 0 до 40% уменьшает конденсатоотдачу пласта на 19-20%, а количество конденсата, испарившегося под воздействием сухого газа, – на 17-18%. Одновременно была установлена параболическая зависимость между содержанием остаточной воды и конденсатоотдачей залежи и показано, что с ростом количества остаточной воды более 10-15% интенсифицируется отрицательное влияние остаточной воды на процесс в целом. Отметим, что в данной работе причина возникновения этих явлений недостаточно обоснована с физико-термодинамической точки зрения.

Как видно из приведенного выше, количество остаточной воды в фазовых соотношениях систем может влиять на показатели разработки газоконденсатных залежей и поэтому его нужно учитывать при проектировании этих залежей.

Ниже рассматривается влияние содержания остаточной воды на изменение состава и свойств газовой фазы в процессе дифференциальной конденсации газоконденсатной системы. Нами использованы экспериментальные данные, полученные на пористой модели пласта. Порядок проведения экспериментов, параметры пласта и свойства насыщающих его флюидов подробно изложены в работах (Абасов и др., 2007; Мамедова, 2010). При изучении влияния количества остаточной воды на состав и свойства углеводородных компонентов, особенно для интервала давлений 30,0-24,0 МПа, использованы эмпирические данные, на основании которых на рис.1 представлена динамика изменения газовых компонентов системы в зависимости от количества остаточной воды в пласте. При этом значение давления начала конденсации, определяемое в бомбе pVT на установке УГК-3 традиционными методами, имело максимальное значение (в пределах 27,56 МПа) в зависимости от плотности жидкой фазы. Отметим, что данная величина давления в пористой среде не определялась, имея в виду тот факт, что истинное значение давления начала конденсации системы на 20-25% выше по сравнению с определяемым в бомбе pVT. В данном случае величина давления начала конденсации, определяемая в pVT-бомбе, послужила для контроля идентичности создаваемых углеводородных систем. Здесь, принимая пористость пласта (m), плотность стабильного конденсата ($\rho_к$), состав системы и температуру (t) постоянными, мы нейтрализовали их влияние на данный процесс.

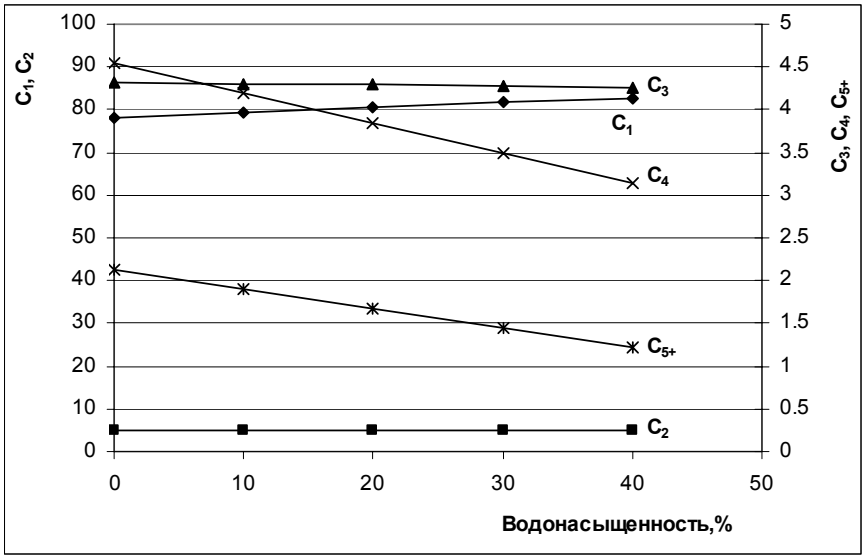


Рис. 1. Изменение состава газа в интервале давлений 30,0-24,0 МПа в зависимости от водонасыщенности пласта. Здесь t =100^{0}C, m = 0,2, конденсатосодержание =150 г/м^3, $\rho_к$ = 720 кг/м^3

Как видно из рис.1, в рассмотренном интервале давлений с ростом остаточной водонасыщенности пласта количество метана (C_1) возрастает от 78,1 до 82,8%, а содержание сравнительно тяжелых компонентов газовой фазы снижается: C_2 – с 5,0 до 4,8; C_3 – с 4,3 до 4,2; C_4 – с 4,5 до 3,1; C_{5+} – с 2,1 до 1,2%.

Напомним, что эксперименты проводились на модели пласта длиной 0,85м с поперечным сечением $4{,}415\times10^{-3}$м^2, общий объем пор пласта определен как $0{,}75\times10^{-3}$м^3 (пористость 0,2). Для насыщения водой такой пористой модели пласта в количестве 40% потребуется $0{,}3\times10^{-3}$м^3 воды. А это в свою очередь резко изменяет в системе соотношение жидкость – газ. На основании анализа экспериментальных данных показано, что при пористости пласта, равной 0,2, рост содержания остаточной воды от 0 до 40% повышает объем жидкой фазы (воды), приходящей на единицу объема газовой фазы, от 150 г/м^3 до 2937 г/м^3. А это оказывает существенное влияние на фазовое соотношение системы и распределение жидких и газовых компонентов в пласте.

Известно, что углеводородные газы весьма слабо растворяются в водах в нормальных условиях, а при росте давления и молекулярной массы газов их растворимость значительно возрастает. Согласно (Гиматудинов, 1971), при условиях 30,0 МПа давления, температуры – 100^{0}C количество растворенного в единице объема воды природного газа составляет около 3,3 м^3/м^3. Принимая во внимание сказанное, легко можно понять показанные на рис.1 тенденции уменьшения тяжелых газовых компонентов с ростом количества остаточной воды в пористой среде.

Отсюда можно заключить, что из-за уменьшения содержания тяжелых газовых компонентов в системе, как результата их растворения в возрастающей водной фазе (0-40%), жирность добываемого газа, представляющая собой отношение суммы этана, пропана, бутанов и пентанов (C_{2+}) к содержанию метана (C_1), т.е. C_{2+} / C_1, должна иметь тенденцию к снижению. На рис. 2 показано изменение жирности добываемого газа в процессе дифференциальной конденсации в газоконденсатной системе в зависимости от количества остаточной воды. При этом исходные состав пористой среды и конденсатосодержание газовой фазы по ρ_k, m и t были те же самые, что и на рис.1.

Как видно из рис.2, с ростом количества остаточной воды независимо от интервала давления жирность газа, добываемого из пласта, снижается. Одновременно становится очевидным, что степень снижения жирности добываемого газа находится в зависимости от давления, так как с ростом его значения количество

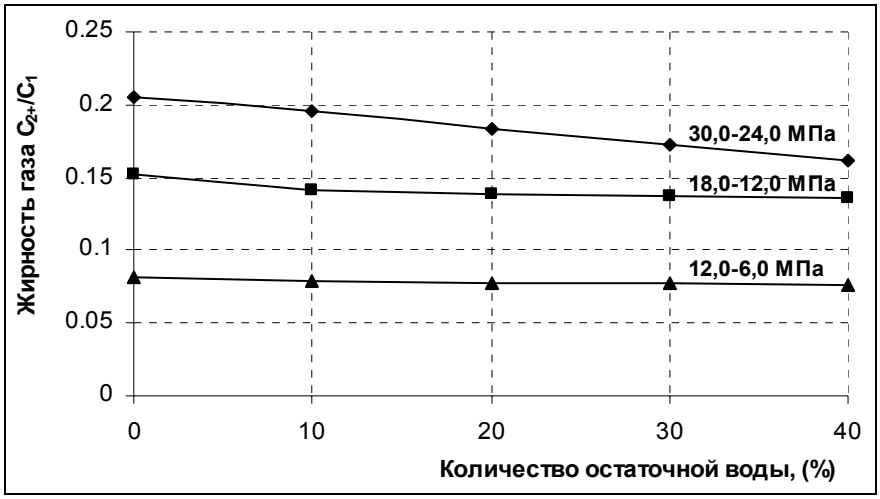


Рис. 2. Зависимость показателя жирности добываемых газов при дифференциальном снижении давления от количества остаточной воды и давления

растворенного в воде газа тоже возрастает (Гиматуддинов, 1971). Как видно из рис. 2, если в интервале давления 30,0-24,0 МПа при росте обводненности пористой среды 0-40% жирность газа уменьшается от 0,205 до 0,162, т.е. на 0,043 или 21%, то в интервале давлений 12,0-6,0 МПа эта разница составляет всего 0,005 или около 1,5%.

Таким образом, впервые экспериментально исследовано влияние свойств пористой среды, насыщающих флюидов и количества остаточной воды на закономерности изменения компонентного состава добываемого газа и его жирности. При этом показано, что:

1) рост количества остаточной воды независимо от интервала давления приводит к увеличению содержания метана и уменьшению более тяжелых компонентов в добываемом газе;
2) рост давления при постоянной водонасыщенности приводит к увеличению жирности добываемого газа, в результате чего увеличивается величина давления начала конденсации системы, что приводит к уменьшению конденсатоотдачи залежи.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2007. Новое о механизме фазовых превращений в газоконденсатных системах. *Азерб.Нефтяное Хозяйство,*10, 21-28.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2011. Экспериментальное исследование влияния различных факторов на показатели процесса истощения газоконденсатной залежи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 2.

ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Исследование испаряемости конденсата в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов (на примере газоконденсатного месторождения Булла-дениз). Диссер.на соиск. уч. степ.к.т.н. Фонды ИПГНМ. Баку.

ГИМАТУДДИНОВ, Ш.К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Недра. Москва. 310.

ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. Недра. Москва. 264.

МАМЕДОВА Г.Г. 2010. Экспериментальное исследование влияния пористой среды на изменение углеводородного состава добываемого газа в процессе истощения газоконденсатной залежи. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 83-88.

SHINTA, A.A., FIROOZABADI, A. 1997. Predicting phase behavior of water/reservoir-crude systems with the association concept. *SPE, Reservoir Engineering Research inst. SPE Reservoir Engineering*, 131-137.

KOKAL, S., AL-DOKHI, M., SAYEGH, S. 2000. Phase behavior of gas condensate/water system. SPE Dallas Texas, 1-4 October, 215-217.

Рецензент: академик НАН Азербайджана Г.И.Джалалов

© Г.Г.Мамедова, 2011

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДЫ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ

Г.Г.Мамедова

Институт геологии НАН Азербайджана
Az 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье представлены результаты экспериментальных исследований влияния остаточной воды на изменение компонентного состава добываемого газа в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи. При этом показано, что содержание остаточной воды существенно влияет на изменение компонентного состава добываемого газа.

Известно, что в газоконденсатных, а также и других углеводородных залежах определенную часть пористой среды занимает связанная или остаточная вода. Практика разработки таких залежей показывает, что количество остаточной – связанной воды в пластах в основном зависит от литологического состава пород и изменяется в большом диапазоне (до 40% объема пор). Остаточная вода создает на поверхности коллектора пленку в микроскопических размерах и насыщает капиллярные и некапиллярные каналы под воздействием поверхностных сил между породой и водой. Такие пластовые воды из-за наличия тесной связи с поверхностью пород считаются неподвижными с точки зрения гидродинамических аспектов, но они могут существенно влиять на фазовое поведение системы в пластовых условиях, а также показатели эксплуатации газоконденсатной залежи.

В работе (Гиматуддинов, 1971) отмечено, что в зависимости от давления, температуры и состава системы в газовой фазе может присутствовать некоторое количество воды в виде насыщенного пара, образующегося в пласте в процессе восстановления термодинамического равновесия системы. По этой причине при заданном давлении с ростом температуры количество водяного пара (влажность газа) возрастает, а с увеличением давления при заданной температуре данная величина уменьшается. Кроме этих закономерностей, в системах, состоящих из углеводородов и водяного пара, была обнаружена их «двойная обратная конденсация». Этот случай, т.е. разделение системы, состоящей из углеводородов и равновесного водяного пара, на жидкий конденсат и воду при изотермическом снижении давления, впервые был обнаружен Ван-дер-Ваальсом. Сказанное, как правило, имеет место в системах, состоящих из полярного (водяной пар) и неполярного (углеводороды) компонентов.

Анализ опубликованных работ (Гиматуддинов, 1971; Гриценко и др., 1995; Shinta, Firoozabadi, 1997; Kokal et al., 2000) показывает, что наличие в пористой среде остаточной воды увеличивает ее проницаемость по углеводородному газу и конденсату. Например, в работе (Kokal et al., 2000**)** на основании экспериментов, проводимых на модели пласта, где пористая среда состояла из кварцевого песка, было установлено, что наличие остаточной воды уменьшает фильтрационное сопротивление при течении углеводородов через пористую среду и тем самым увеличивает ее проницаемость для газа и конденсата. Аналогичное утверждение приведено и в работе (Гриценко и др., 1995), где показано, что наличие остаточной воды до 15 % объема пор, увеличивает конденсатоотдачу пласта на 10% по сравнению с «сухой» пористой средой. Согласно заключению этих авторов, это происходит в результате снижения вязкости газовой фазы, в составе которой имеется равновесный водяной пар в указанных выше количествах. В результате анализа экспериментальных данных на керновом материале установлено, что остаточная вода в порах пласта, с одной стороны, увеличивает его проницаемость по газу и конденсату, а с другой – снижает абсолютную проницаемость пористой среды.

В работе (Гамидов, 1999) при исследовании испаряемости выпавшего в пласте конденсата под воздействием газов различного состава было установлено, что наличие в пористой среде 20% остаточной воды ухудшает показатели процесса воздействия до 4,5% по сравнению с пористой средой, где остаточная вода отсутствует.

В работе (Гиматуддинов, 1971) на основании известных термодинамических законов высказываются предположения о том, что увеличение количества любого тяжелого компонента в составе системы повышает ее критическое давление. Поэтому рост количества водяного пара в системе должен привести к увеличению значения ее давления начала конденсации. Такой же вывод приведен и в работе (Гриценко и др., 1995). Здесь на примере газоконденсатных проб из месторождений Челебассовское и Майкорское показано, что величины давления начала конденсации без наличия и в присутствии воды различаются друг от друга на 1-1,5 МПа.

В работе (Shinta and Firoozabadi, 1997) показано, что постоянный контакт углеводородной системы с водой в пластовых условиях снижает конденсатосодержание газа и одновременно увеличивает количество воды по сравнению с конденсатом, которое приводит к уменьшению значения давления начала конденсации системы.

В работе (Абасов и др., 2011) всесторонне экспериментально изучены влияние количества остаточной воды на конденсатоотдачу в процессе дифференциального истощения залежей с участием пористой среды, а также показатели процесса испарения жидкого в пластовых условиях конденсата под воздействием «сухого» углеводородного газа. При создании модели пласта использован кварцевый песок различного помола. Исследования по влиянию водоносности пористой среды на конденсатоотдачу залежи проводились при температуре пласта 70-110^{0}C, пористости – 0,1-0,4, плотности конденсата – 720-780 кг/м^3 и содержании остаточной воды – 0-40% с использованием метода рационального планирования экспериментов. Было установлено, что рост количества остаточной воды в интервале от 0 до 40% уменьшает конденсатоотдачу пласта на 19-20%, а количество конденсата, испарившегося под воздействием сухого газа, – на 17-18%. Одновременно была установлена параболическая зависимость между содержанием остаточной воды и конденсатоотдачей залежи и показано, что с ростом количества остаточной воды более 10-15% интенсифицируется отрицательное влияние остаточной воды на процесс в целом. Отметим, что в данной работе причина возникновения этих явлений недостаточно обоснована с физико-термодинамической точки зрения.

Как видно из приведенного выше, количество остаточной воды в фазовых соотношениях систем может влиять на показатели разработки газоконденсатных залежей и поэтому его нужно учитывать при проектировании этих залежей.

Ниже рассматривается влияние содержания остаточной воды на изменение состава и свойств газовой фазы в процессе дифференциальной конденсации газоконденсатной системы. Нами использованы экспериментальные данные, полученные на пористой модели пласта. Порядок проведения экспериментов, параметры пласта и свойства насыщающих его флюидов подробно изложены в работах (Абасов и др., 2007; Мамедова, 2010). При изучении влияния количества остаточной воды на состав и свойства углеводородных компонентов, особенно для интервала давлений 30,0-24,0 МПа, использованы эмпирические данные, на основании которых на рис.1 представлена динамика изменения газовых компонентов системы в зависимости от количества остаточной воды в пласте. При этом значение давления начала конденсации, определяемое в бомбе pVT на установке УГК-3 традиционными методами, имело максимальное значение (в пределах 27,56 МПа) в зависимости от плотности жидкой фазы. Отметим, что данная величина давления в пористой среде не определялась, имея в виду тот факт, что истинное значение давления начала конденсации системы на 20-25% выше по сравнению с определяемым в бомбе pVT. В данном случае величина давления начала конденсации, определяемая в pVT-бомбе, послужила для контроля идентичности создаваемых углеводородных систем. Здесь, принимая пористость пласта (m), плотность стабильного конденсата ($\rho_к$), состав системы и температуру (t) постоянными, мы нейтрализовали их влияние на данный процесс.

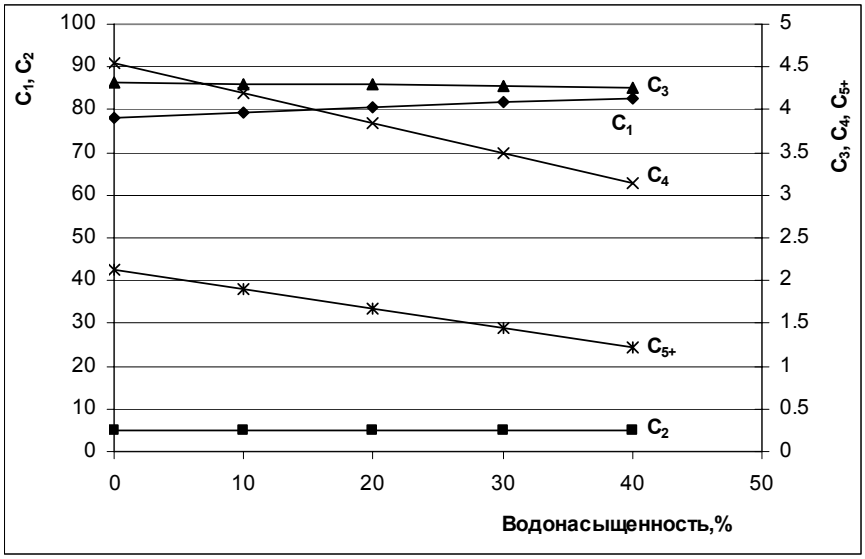


Рис. 1. Изменение состава газа в интервале давлений 30,0-24,0 МПа в зависимости от водонасыщенности пласта. Здесь t =100^{0}C, m = 0,2, конденсатосодержание =150 г/м^3, $\rho_к$ = 720 кг/м^3

Как видно из рис.1, в рассмотренном интервале давлений с ростом остаточной водонасыщенности пласта количество метана (C_1) возрастает от 78,1 до 82,8%, а содержание сравнительно тяжелых компонентов газовой фазы снижается: C_2 – с 5,0 до 4,8; C_3 – с 4,3 до 4,2; C_4 – с 4,5 до 3,1; C_{5+} – с 2,1 до 1,2%.

Напомним, что эксперименты проводились на модели пласта длиной 0,85м с поперечным сечением $4{,}415\times10^{-3}$м^2, общий объем пор пласта определен как $0{,}75\times10^{-3}$м^3 (пористость 0,2). Для насыщения водой такой пористой модели пласта в количестве 40% потребуется $0{,}3\times10^{-3}$м^3 воды. А это в свою очередь резко изменяет в системе соотношение жидкость – газ. На основании анализа экспериментальных данных показано, что при пористости пласта, равной 0,2, рост содержания остаточной воды от 0 до 40% повышает объем жидкой фазы (воды), приходящей на единицу объема газовой фазы, от 150 г/м^3 до 2937 г/м^3. А это оказывает существенное влияние на фазовое соотношение системы и распределение жидких и газовых компонентов в пласте.

Известно, что углеводородные газы весьма слабо растворяются в водах в нормальных условиях, а при росте давления и молекулярной массы газов их растворимость значительно возрастает. Согласно (Гиматудинов, 1971), при условиях 30,0 МПа давления, температуры – 100^{0}C количество растворенного в единице объема воды природного газа составляет около 3,3 м^3/м^3. Принимая во внимание сказанное, легко можно понять показанные на рис.1 тенденции уменьшения тяжелых газовых компонентов с ростом количества остаточной воды в пористой среде.

Отсюда можно заключить, что из-за уменьшения содержания тяжелых газовых компонентов в системе, как результата их растворения в возрастающей водной фазе (0-40%), жирность добываемого газа, представляющая собой отношение суммы этана, пропана, бутанов и пентанов (C_{2+}) к содержанию метана (C_1), т.е. C_{2+} / C_1, должна иметь тенденцию к снижению. На рис. 2 показано изменение жирности добываемого газа в процессе дифференциальной конденсации в газоконденсатной системе в зависимости от количества остаточной воды. При этом исходные состав пористой среды и конденсатосодержание газовой фазы по ρ_k, m и t были те же самые, что и на рис.1.

Как видно из рис.2, с ростом количества остаточной воды независимо от интервала давления жирность газа, добываемого из пласта, снижается. Одновременно становится очевидным, что степень снижения жирности добываемого газа находится в зависимости от давления, так как с ростом его значения количество

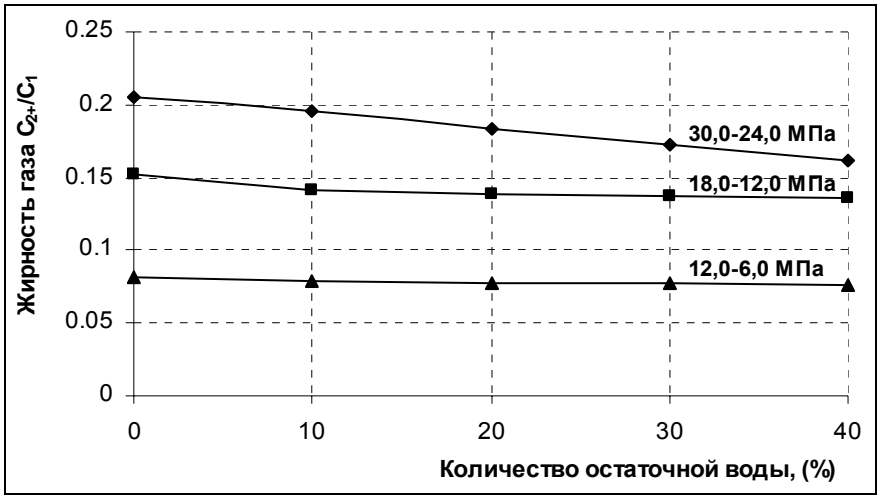


Рис. 2. Зависимость показателя жирности добываемых газов при дифференциальном снижении давления от количества остаточной воды и давления

растворенного в воде газа тоже возрастает (Гиматуддинов, 1971). Как видно из рис. 2, если в интервале давления 30,0-24,0 МПа при росте обводненности пористой среды 0-40% жирность газа уменьшается от 0,205 до 0,162, т.е. на 0,043 или 21%, то в интервале давлений 12,0-6,0 МПа эта разница составляет всего 0,005 или около 1,5%.

Таким образом, впервые экспериментально исследовано влияние свойств пористой среды, насыщающих флюидов и количества остаточной воды на закономерности изменения компонентного состава добываемого газа и его жирности. При этом показано, что:

1) рост количества остаточной воды независимо от интервала давления приводит к увеличению содержания метана и уменьшению более тяжелых компонентов в добываемом газе;
2) рост давления при постоянной водонасыщенности приводит к увеличению жирности добываемого газа, в результате чего увеличивается величина давления начала конденсации системы, что приводит к уменьшению конденсатоотдачи залежи.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2007. Новое о механизме фазовых превращений в газоконденсатных системах. *Азерб.Нефтяное Хозяйство,*10, 21-28.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2011. Экспериментальное исследование влияния различных факторов на показатели процесса истощения газоконденсатной залежи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 2.

ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Исследование испаряемости конденсата в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов (на примере газоконденсатного месторождения Булла-дениз). Диссер.на соиск. уч. степ.к.т.н. Фонды ИПГНМ. Баку.

ГИМАТУДДИНОВ, Ш.К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Недра. Москва. 310.

ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. Недра. Москва. 264.

МАМЕДОВА Г.Г. 2010. Экспериментальное исследование влияния пористой среды на изменение углеводородного состава добываемого газа в процессе истощения газоконденсатной залежи. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 83-88.

SHINTA, A.A., FIROOZABADI, A. 1997. Predicting phase behavior of water/reservoir-crude systems with the association concept. *SPE, Reservoir Engineering Research inst. SPE Reservoir Engineering*, 131-137.

KOKAL, S., AL-DOKHI, M., SAYEGH, S. 2000. Phase behavior of gas condensate/water system. SPE Dallas Texas, 1-4 October, 215-217.

Рецензент: академик НАН Азербайджана Г.И.Джалалов

ГЕОГРАФИЯ

© M.A.Abduyev, 2011

AZƏRBAYCAN RESPUBLİKASI ÇAY SULARININ ORTA İLLİK MİNERALLAŞMASI VƏ KİMYƏVİ TƏRKİBİ

M.A.Abduyev

Azərbaycan MEA akad. H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 31

Çay sularının minerallaşma dərəcəsi 1950-2008-ci illərin məlumatlarına əsasən hesablanaraq, məlum olmuşdur ki, çoxillik dövr ərzində təsərrüfat fəaliyyəti ilə əlaqədar onun kəmiyyəti, xüsusilə aşağı axında, 2 dəfədən çox artaraq 500 mq/l-ri keçmişdir. İlk dəfə olaraq çay hövzələrinin sahələri nəzərə alınmaqla su sərfi ilə minerallaşma dərəcəsi arasında əlaqələr qurulmuşdur. Əlaqələrdən alınmış riyazi ifadələrlə minerallaşma hesablanaraq, faktiki qiymətlərlə müqayisə edilmişdir. Yalnız 21 halda xəta ±20%-i üstələdiyi üçün həmin ifadələr öyrənilməmiş çayların minerallaşma dərəcəsinin qiymətləndirilməsi üçün təklif olunmuşdur. Minerallaşma dərəcəsinin artması ilə əlaqədar çay sularının kimyəvi tərkibində dəyişikliklər baş vermişdir.

Giriş

Ətraf mühitə insanların təsərrüfat fəaliyyətinin təsirinin çoxalması çay sularının keyfiyyət göstəricilərindən biri olan minerallaşma dərəcəsini artırdığından bu proses qlobal problemə çevrilmişdir. Hələ keçən əsrin 60-70-ci illərində dünyanın müxtəlif ölkələrində çay sularının minerallaşma dərəcəsi təbii rejimlə müqayisədə təsərrüfat fəaliyyətinin təsirilə 2-3 dəfə artmışdır (Леонов, 1979). Çay sularının istifadəyə daha çox cəlb olunması ilə əlaqədar axım kəmiyyətinin azalması və çaylara yüksək minerallaşmış axınların axıdılması nəticəsində bəzi göl və daxili dəniz sularının minerallaşması tədricən artmağa başlamışdır. Azov dənizində bu artım 10-13% (Леонов, 1979), Aral gölündə isə 33% (Чембарисов, 2004) təşkil edir. Çay sularının minerallaşmasının artması hidrobiontların yaşayışını pisləşdirir, sututarın öz-özünə təmizlənmə reaksiyasını zəiflədir, yaşayış məntəqələrinin su ilə təminatını bahalaşdırır, çay hövzələrində suyun keyfiyyətinin idarə edilməsini çətinləşdirir, suvarma zamanı torpaqların şoranlığını artırır və s. Odur ki, çay sularının əsas keyfiyyət göstəricilərindən sayılan və ionların cəmi ilə səciyyələnən minerallaşma dərəcəsinin öyrənilməsi xüsusi əhəmiyyət kəsb edir.

Çay sularının minerallaşmasının dəyişməsinə daha çox axımın başqa məcraya yönəldilməsi, suvarma, urbanizasiya, su anbarlarının yaradılması, kənd təsərrüfatı sahələrinə gübrələrin verilməsi və s. kimi təsərrüfat fəaliyyəti növləri təsir göstərir. Təsərrüfat fəaliyyəti növlərinin çay sularının minerallaşmasının dəyişməsinə təsiri axıdılan çirkab sularının miqdarından, minerallaşmasından və onların xüsusi tərkibindən asılıdır. Sübut olunmuşdur ki, (Кочева, 2007) sənaye-kommunal çirkab sularının illik həcmi ortasulu ildə müxtəlif çaylarda illik axımın 10-50%-ni təşkil edir. Kənd təsərrüfatında ən yüksək minerallaşma suvarılan sahələrin drenaj sularında müşahidə olunur. Torpaq-qruntun və qrunt sularının şoranlaşma dərəcəsindən asılı olaraq drenaj sularının minerallaşması 0,5-2 q/litrlə 20-30 q/litr arasında dəyişir. Heyvandarlıq kompleksləri sularının minerallaşması isə 3-6 q/litrə çatır. Minerallaşmaya sənaye və məişət sularının təsiri (Карнаухова, 1999), suvarılan sahələrin drenaj-kollektor sularının təsiri (Никитишин, 2003; Чембарисов, 2004), su anbarlarının təsiri (Халилов, 2003; Цельмович, 2006) və s. tədqiqatçılar tərəfindən öyrənilmişdir.

Tədqiqat obyekti və istifadə olunmuş materiallar

Tədqiqat obyekti kimi respublikanın dağlıq ərazilərindən axan və üzərində hidrokimyəvi mü-

şahidələr aparılmış 89 çayın 113 məntəqəsi seçilmişdir. Çay sularının orta illik minerallaşmasını və kimyəvi tərkibini öyrənmək üçün Ekologiya və Təbii Sərvətlər Nazirliyi Ətraf Mühit üzrə Milli Monitorinq Departamentinin (keçmiş Dövlət Hidrometeorologiya Komitəsi) Qarabağ və Kiçik Qafqazın cənub yamacı çaylarında 1950-1992-ci illər ərzində apardığı çoxillik müşahidə məlumatlarından, digər ərazi çaylarında isə 1950-2008-ci illərin məlumatlarından istifadə olunmuşdur.

Tədqiqat metodu

Çay sularının orta illik minerallaşması və kimyəvi tərkibinin müəyyən edilməsində qısa müşahidə sıralarının uzadılmasına imkan verən riyazi statistikanın metodları tətbiq edilmişdur. Minerallaşma dərəcəsi (C) ilə su sərfi (Q) arasındakı əlaqələrin təhlilində empirik və korrelyasiya metodları ilə yanaşı, müqayisə üsulundan da istifadə olunmuşdur.

Tədqiqatın nəticələri

Minerallaşma çayların hirdokimyəvi rejimini müəyyən edən kompleks fiziki-coğrafi şəraitlə sıx bağlıdır. Azərbaycan ərazisi özünəməxsus səth örtüyünə, iqlim tiplərinə, mürəkkəb geologi və hidrogeoloji şəraitə, həmçinin çayların müxtəlif qida mənbələrinə malik olması ilə seçilir. Bu və ya digər amillər çayların minerallaşma dərəcəsinə təsir göstərir. Azərbaycanın tədqiq olunan çay suları əsasən orta (200-500 mq/l), qismən isə yüksək (500-1000 mq/l) minerallaşma dərəcəsinə uyğun gəlir.

Azərbaycanın çay sularının minerallaşması haqqında məlumatlar Azərbaycan SSR atlasında (1963) və S.H.Rüstəmov, R.M.Qaşqayın (Рустамов, Кашкай, 1989) əsəri ilə yanaşı Q.A.Hacıyevin (Гаджиев, 1984) regional tədqiqatında verilmişdir. Bu tədqiqatlar fasilələrlə aparılmış qısa müşahidə məlumatlarına əsasən yerinə yetirilmişdir.

1963-cü ildə nəşr olunmuş "Azərbaycan SSR atlası"nda verilmiş "Çay sularının kimyəvi tərkibi" xəritəsində minerallaşmasına görə respublikanın çay suları 150 mq/litrdən az, 150-300 mq/l, 300-500 mq/l, 500-1000 mq/l və 1000 mq/litrdən çox dərəcələrə bölünmüşdür. Həmin xəritəyə görə, 150 mq/litrdən az və 150-300 mq/litr minerallaşma dərəcəsinə malik olan sular Böyük Qafqazın, Naxçıvanın və mənbəyini Kiçik Qafqazın Murovdağ silsiləsindən götürən çayların yuxarı axınında yayılmışdır. Kür və Araz da daxil olmaqla əksəriyyət çaylar mənbədən mənsəbədək bütövlükdə 300-500 mq/l minerallaşma dərəcəsinə aid edilmişdir. Minerallaşma dərəcəsi 500-1000 mq/l və 1000 mq/l-dən böyük olan sular isə yalnız Böyük Qafqazın şimal-şərq və cənub-şərq yamacından axan çayların, həmçinin Viləşçayın aşağı axınında müşahidə olunur.

Tədqiqatlar (Рустамов, Кашкай, 1989; Халилов, 2003 və s.) göstərir ki, antropogen təsirlə əlaqədar Kür və Araz çaylarında yuxarı axından mənsəbədək minerallaşma 2 dəfədən çox artaraq 800-1000 mq/litri keçir. Apardığımız tədqiqatla (Abduyev, 2004) müəyyən olunmuşdur ki, belə vəziyyət respublikanın kiçik dağ çaylarında da müşahidə olunur. Belə ki, Əlicançay, Türyançay, Göyçay, Ağsu, Ağstafaçay, Tovuzçay, Qoşqarçay, Oxçuçay və İstisu çaylarının aşağı axınlarında çoxillik dövr ərzində orta illik minerallaşmanın kəmiyyəti yuxarı axınla müqayisədə 2 dəfədən çox artaraq 500 mq/litri keçmişdir.

Qeyd edilənlərdən aydın olur ki, 50 il bundan əvvəlki epizodik məlumatlar əsasında aparılmış tədqiqatlar çay sularının minerallaşma dərəcəsinin müasir vəziyyətini əks etdirmədiyi üçün Azərbaycanın dağ çaylarının minerallaşmasının tədqiq olunmasına ehtiyac var.

Bu məqsədlə respublikanın dağ çaylarında çoxillik dövr ərzində orta illik minerallaşmanın kəmiyyəti 1950 – 2008-ci illərin stasionar müşahidə məlumatlarına əsasən hesablanmışdır. Hesablamaların nəticələri göstərir ki, çoxillik dövrdə orta illik minerallaşma 159 mq/litrlə (Nəsirvazçay) 1740 mq/litr (Ceyrankeçməz) arasında dəyişir. İlin çox hissəsində qar və buzlarla örtülü olan, çayların mənbəyi yerləşən və antropogen təsirə az məruz qalan yüksək dağlıqda çay suları əsasən kiçik və orta minerallaşmaya malik olur. Kiçik Qafqaz və Talışın çay hövzələrində çətin parçalanan vulkanogen süxurların yayılması orta illik minerallaşmanın nisbətən kiçik qiymət, Boyük Qafqazda isə təbaşir və yura dövrünün asan parçalanan süxurları qeyd edilən kəmiyyətin daha böyük qiymət alması ilə səciyyələnir. Orta dağlıqda asan həll olunan dördüncü dövrün çökmə və qumlu-gilli süxurlarının yayılması, həmçinin təsərrüfat fəaliyyətinin təsirinin güclənməsi çay sularının orta illik minerallaşmasının yüksəlməsinə səbəb olur.

Minerallaşmaya daha çox təsir göstərən torpaq örtüyü şaquli zonallıqdan asılı olaraq mən-

bədən mənsəbə doğru dəyişir. Respublikanın dağlıq hissəsindən düzənliyə doğru torpaqların şoranlaşması artdığından çay sularının da orta illik minerallaşması mənbədən mənsəbə doğru artır. Hövzələrin hidrogeoloji xüsusiyyətlərindən, süxurların litoloji tərkibindən və antropogen təsirlərdən asılı olaraq çaylar müxtəlif minerallaşma dərəcəsinə malik olur. Kiçik Qafqaz, Naxçıvan və Lənkəranın çay hövzələrində litoloji tərkibinə görə aşınmaya davamlı süxurlar yayıldığından, burada mexaniki denudasiya materiallarının həcmi Böyük Qafqazla müqayisədə 13 dəfə azdır. Apardığımız tədqiqat (Абдуев, 2008) göstərir ki, qeyd edilən çay hövzələri mexaniki denudasiya ilə yanaşı, həm də kimyəvi denudasiyaya daha zəif məruz qaldığından, çay suları kiçik minerallaşma dərəcəsi ilə səciyyələnir. Belə ki, hövzə sahəsi və sululuğu, demək olar ki, eyni olan çayların minerallaşma dərəcəsi hövzəni təşkil edən süxurların litoloji tərkibindən asılı olaraq birbirindən kəskin fərqlənir. Məsələn, Damarcıq və Nəsirvaz çaylarının hövzə sahələri və sululuğu bərabər olmasına baxmayaraq, Böyük Qafqazın cənub yamacından axan Damarcığın çoxillik dövr ərzindəki orta illik minerallaşması (367 mq/l) Naxçıvan ərazisindən axan Nəsirvazçayın qeyd edilən kəmiyyətindən (159 mq/l) 2,3 dəfə çoxdur. Həmin sözləri Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacından axan Ağçay və Kiçik Qafqazın şimal-şərqindən axan Ağsuçay, həmçinin Böyük Qafqazın cənub yamacından axan Çuxadurmaz və Naxçıvan ərazisindən axan Ordubadçay haqqında da söyləmək olar. Bu çayların da hövzə sahəsi və sululuğu eyni olmasına baxmayaraq, Kiçik Qafqaz və Naxçıvan çaylarının minerallaşma dərəcəsi Böyük Qafqaz çaylarının qeyd edilən kəmiyyətindən 1,4-1,7 dəfə kiçikdir.

Ümumiyyətlə, dağ çaylarında həm suyun minerallaşma dərəcəsinə, həm də genetik formalaşma şəraitinə görə əsasən 4 xarakterik dövr ayrılır:

1. Yaz gursululuğunun qalxma dövrü minerallaşma müntəzəm azalaraq, pikdə minimuma çatır;
2. Yaz gursululuğunun enmə dövrü – minerallaşma tədricən artır;
3. Payız və qış yağış daşqınları dövrü – minerallaşmanın cüzi azalması ilə müşayiət olunur;
4. Qış və yay su qıtlığı dövrü – minerallaşmanın maksimum kəmiyyəti müşahidə olunur.

Bunu tədqiq olunan çaylarda su sərfi ilə minerallaşma dərəcəsi arasında qurulmuş əlaqələr bir daha sübut edir (şəkil). Qurulmuş əlaqələrə əsasən, ilk dəfə olaraq, respublikanın dağ çaylarının orta illik minerallaşmasını təyin etmək məqsədilə riyazi ifadələr alınmışdır. Litoloji tərkibinə görə aşınmaya davamlı süxurların yayıldığı Kiçik Qafqaz, Naxçıvan və Lənkəran ərazilərində sular zəif minerallaşmaya malik olduğundan, həmin ərazilərin hövzələrinin sahəsi 50 km^2-dən kiçik olan çaylarına aid olan nöqtələr C=f(Q) əlaqələrində birinci qrupda birləşmişdir. Bu qrup çayların orta illik minerallaşmasını təyin etmək üçün alınmış əlaqə aşağıdakı kimi riyazi ifadəyə malikdir:

$$\mathbf{C=-23,5\ln(Q)+199,9}$$

Alınmış əlaqələrdə Böyük Qafqazın hövzəsinin sahəsi 130 km^2-dən kiçik olan çayları, Kiçik Qafqaz, Naxçıvan və Lənkəranın hövzəsinin sahəsi 50 km^2-dən böyük, 130 km^2-dən kiçik olan çayları ikinci qrupda birləşirlər. Bu qrup çaylarda C=f(Q) əlaqəsinin riyazi ifadəsi aşağıdakı kimidir:

$$\mathbf{C=-65,2\ln(Q)+296,5}$$

Hövzəsinin sahəsi 130 km^2-dən böyük, 700 km^2-dən kiçik olan çaylar üçüncü qrupda birləşmişdir. Bu çayların orta illik minerallaşmasını təyin etmək üçün ifadəsi təklif olunur.

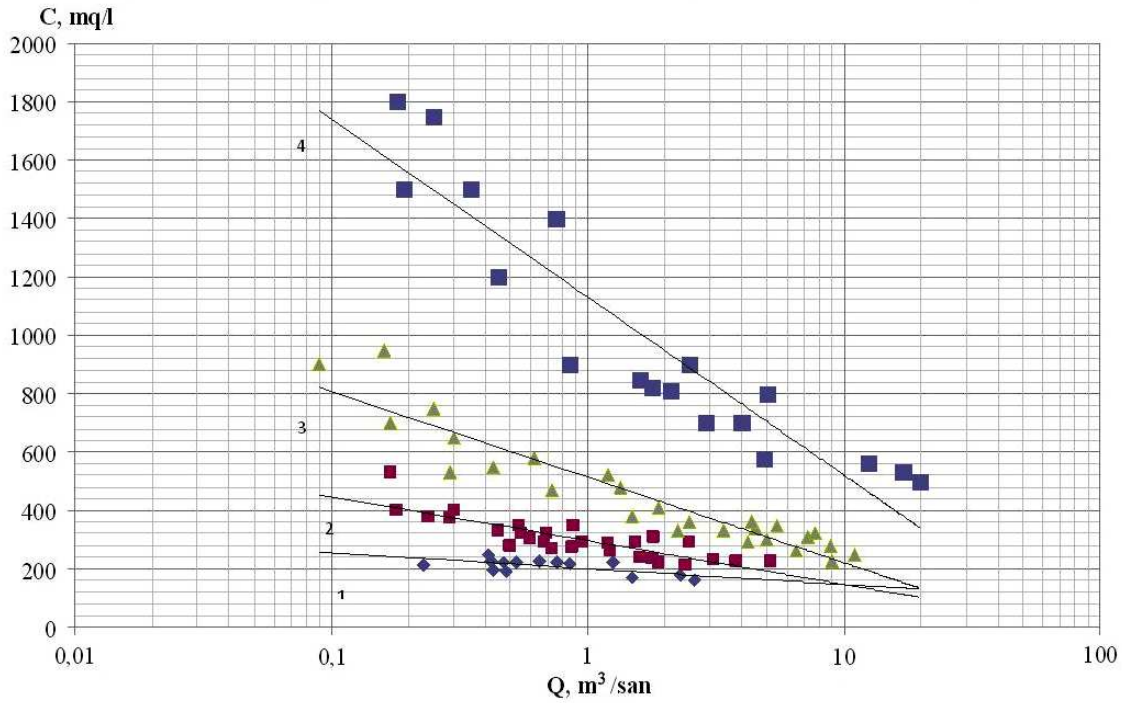
$$\mathbf{C=-127\ln(Q)+514,1}$$

C=f(Q) əlaqələrində hövzəsinin sahəsi 700 km^2-dən böyük olan çaylar dördüncü qrupu təşkil edir. Bu qrupa aid olan çaylarda C=f(Q) əlaqəsinin aşağıdakı kimi riyazi ifadəsi alınmışdır

$$\mathbf{C = -264\ln(Q)+1130}$$

Alınmış ifadələrdə C-çoxillik orta minerallaşma olub, mq/litrlə, Q-isə çoxillik orta su sərfi olub, m^3/s ilə verilmişdir.

Təklif olunan ifadələrlə minerallaşmanın hesablanmış qiymətlərinin faktiki qiymətlərlə müqayisəsi göstərir ki, 92 halda xəta ±20%-dən az, 21 halda isə ± 20%-dən çoxdur. Odur ki, respublikanın zəif öyrənilmiş və ya öyrənilməmiş çaylarının orta illik minerallaşmasını təyin etmək üçün bu ifadələrdən istifadə etmək olar.



Çayların minerallaşması (C) ilə su sərfinin (Q) çoxillik orta qiymətləri arasında əlaqə. 1 – Kiçik Qafqaz, Naxçıvan və Lənkəran təbii vilayətinin hövzəsinin sahəsi 50 km^2-dən kiçik olan çayları; 2 – Böyük Qafqazın hovzəsinin sahəsi 130 km^2-dən kiçik, Kiçik Qafqaz, Naxçıvan və Lənkəran təbii vilayətinin hövzəsinin sahəsi 50 km^2-dən böyük, 130 km^2-dən kiçik olan çayları; 3 – Hövzəsinin sahəsi 130 km^2-dən böyük, 700 km^2-dən kiçik olan çaylar; 4 – Hövzəsinin sahəsi 700 km^2-dən böyük olan çaylar

Çoxillik dövr ərzində orta illik minerallaşma kimi çay sularının ion tərkibi də dəyişir (cədvəl). Respublikanın əksəriyyət çaylarında müxtəlif dərəcədə hidrokarbonat ionunun üstünlüyü müşahidə olunur. Belə ki, Kiçik Qafqazın çay sularında HCO_3^- ionunun orta illik miqdarı əsasən 21,9-44,1% ekv. arasında dəyişir. Daha çox çirklənməyə məruz qalan tranzit çaylarda (Ağstafaçay, Tovuzçay, Oxçuçay, Qabırrı) HCO_3^- ionunun orta illik miqdarı 20% ekv-i keçmir. Kiçik Qafqazın digər çaylarından fərqli olaraq bu çayların sularının anion tərkibində SO_4^{2-} ionunun üstünlüyü müşahidə olunur və 17,3-33,4% ekv. arasında dəyişir. Cl^- ionunun orta illik konsentrasiyası Kiçik Qafqaz çaylarında 0,9-10,8% ekv arasında müşahidə olunur. Konsentrasiyanın bundan böyük kəmiyyəti tranzit çaylarda (11,7-16,0% ekv) qeydə alınmışdır. Çay sularının kation tərkibində isə Ca^{2+}-un üstünlüyü aydın nəzərə çarparaq 15,3-36,1% ekv. arasında dəyişir. Tranzit çaylarda və Qoşqarçayda onun miqdarı azalaraq təsadüfi hallarda 20% ekv-i keçir. Kationlar arasında miqdarının azlığı ilə səciyyələnən Mg^{2+} ionu Ca^{2+} və Na^++K^+-dan sonra 3-cü yerdə olmaqla 5,1-20,4% ekv-ə malik olur. Kiçik Qafqaz çaylarında Na^++K^+ ionunun orta illik kəmiyyəti 5,6-26,3% ekv. arasında tərəddüd edir. Kationlar arasında Ca^{2+}-dan sonra 2-ci yerdə olan Na^++K^+-un miqdarı Ca^{2+}-un azaldığı tranzit çaylarda daha böyük qiymətə malik olur (cədvəl).

Naxçıvan çaylarının kimyəvi tərkibində də anionlardan hidrokarbonat, kationlardan isə kalsiumun üstünlüyü aydın nəzərə çarpır. Bu çaylarda HCO_3^--ın çoxillik dövrdəki orta illik qiyməti 24-39,4% ekv, Ca^{2+}-un qeyd edilən qiyməti isə 23-38,7% ekv arasında dəyişir. Odur ki, bu çaylar hidrokarbonat sinfinin kalsium qrupuna aiddir. Anionlardan 2-ci yerdə SO_4^{2-} (7,4-20,5% ekv), kationlardan isə Na^++K^+ (6,8-19,7% ekv) durur. Mg^{2+} kationu 5,1-13,6% ekv., Cl^- anionu isə 1,6-8,5% ekv. çoxillik dövr ərzində orta illik qiymətə malik olur (cədvəl).

Çoxillik stasionar məlumatların təhlili göstərir ki, Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı çaylarının kimyəvi tərkibində anionlardan HCO_3^- (18,4-36,7 % ekv), kationlardan isə Ca^{2+} (17,5-30,4% ekv) üstünlük təşkil edir (cədvəl). Ərazi çaylarında şimaldan cənuba doğru bəzi ionların

orta illik konsentrasiyasının artımı müşahidə olunur. Bu artım Qaraçay – Ataçayarası ərazidə (Derkçay və Xarmidorçay istisna olmaqla) kationlardan Mg^{2+}-da, anionlardan isə Cl^--da daha aydın nəzərə çarpır. Bunun səbəbi yəqin ki, həmin istiqamətdə süxurların xüsusiyyətinin dəyişməsi ilə izah oluna bilər.

Böyük Qafqazın cənub yamacından axan çaylar da kimyəvi tərkibinə görə hidrokarbonat sinfinin kalsium qrupuna aiddir. Lakin ərazinin qərbindəki Balakənçay, Katexçay və şərqindəki Girdimançay və Ağsuçay kimyəvi tərkibinə görə digər çaylardan fərqlənirlər. Çaylarda HCO_3^- ionunun miqdarı 23,3-38,8% ekv arasında dəyişir. Kimyəvi tərkibinə görə fərqlənən Balakənçay, Katexçay, Girdimançay və Ağsuçay HCO_3^- ionunun azlığı ilə səciyyələnirlər. Bu çaylarda qeyd edilən ionun çoxillik orta konsentrasiyası 13,3-19,8% ekv. kəmiyyətə malik olur (cədvəl). SO_4^{2-} ionunun orta illik kəmiyyəti tədqiq olunan çaylarda 7,9-30,0% ekv arasında dəyişir. HCO_3^- ionunun kiçik kəmiyyətilə səciyyələnən Balakənçay, Katexçay, Girdimançay və Ağsuçaylarında SO_4^{2-} ionu daha yüksək konsentrasiyaya malik olur (24,6-35,0% ekv). Anionlar arasında daha kiçik kəmiyyətlə seçilən Cl^- ionunun konsentrasiyası 1,1-10,9% ekv. arasında dəyişir. Böyük Qafqazın cənub yamacı çaylarında Ca^{2+} ionunun orta illik qiyməti 15,9-39,6% ekv arasında dəyişir. Bu ionun konsentrasiyasının ən kiçik qiymətləri Balakənçay, Katexçay, Girdimançay və Ağsuçaylarında müşahidə olunaraq 15,9-20,0% ekv-ə çatır. Tədqiq olunan çaylarda Mg^{2+}-un çoxillik dövr ərzindəki orta illik konsentrasiyası 6,2-13,6% ekv. arasında dəyişir (cədvəl). Apardığımız tədqiqat göstərir ki, çay sularının tərkibində Ca^{2+} kationu artdıqda Mg^{2+}-un əsasən azalması və əksi müşahidə olunur. Belə ki, Mg^{2+} ionunun minimum konsentrasiyası Ca^{2+}-un üstünlük təşkil etdiyi Hamamçay və Oğuzçayda müşahidə edilərək 6,2-6,4% ekv-ə çatır. Maksimum konsentrasiya isə Ca^{2+}-un az olduğu Balakənçay, Katexçay və Girdimançayda (14-17,6% ekv.)müşahidə edilir (cədvəl). Ərazi çaylarında Na^++K^+ kationunun miqdarı 4,1-12,7% ekv. arasında dəyişir. Mg^{2+} ionunda müşahidə olunan dəyişilmə tendensiyası Na^++K^+ ionunda da özünü göstərir. Belə ki, onun minimum kəmiyyəti Ca^{2+}-un üstün olduğu Oğuzçay, Bumçay və Hamamçayda (4,1-7,7% ekv.), maksimum kəmiyyəti isə Ca^{2+}-un az olduğu Katexçay, Balakənçay və Ağsuçayda (20,7-23,7% ekv.) müşahidə olunur.

Kation və anionların çoxillik orta qiymətləri

Ərazi və çay hövzələri	Ifadə forması	Əsas ionlar					
		Kationlar			Anionlar		
		Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^++K^+	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-
Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı	% ekv	17,5-30,4	10,5-18,5	8,1-13,4	18,4-36,7	10,5-23,8	0,9-7,9
Qobustan	% ekv	18,4-19,7	9,9-18,9	12,5-20,6	7,2-12,7	28,4-37,4	3,7-8,9
Böyük Qafqazın cənub yamacı	% ekv	21,3-39,6	6,2-13,6	4,1-12,7	23,3-38,8	7,9-30,0	1,1-10,9
Kiçik Qafqaz	% ekv	21,9-44,1	5,1-20,4	5,6-26,3	15,5-40,0	10,8-15,6	0,9-10,8
Naxçıvan	% ekv	23,0-38,7	5,1-13,6	6,8-19,7	24,0-39,4	7,4-20,5	1,6-8,5
Lənkəran təbii vilayəti	% ekv	15,8-31,6	6,7-14,7	9,6-24,1	5,9-34,4	1,6-27,2	1,5-26,8
Tranzit çaylar (Ağstafaçay, Tovuzçay, Oxçuçay, Qabırrı)	% ekv	18,1-19,9	6,1-11,2	19,5-29,7	16,1-18,4	17,3-33,4	11,7-16,0
Balakənçay, Katexçay, Girdimançay, Ağsuçay	% ekv	15,9-20,0	14,0-17,6	20,7-23,8	13,3-19,8	24,6-35,0	1,1-8,9

Respublikanın digər çaylarından fərqli olaraq, Qobustan çaylarının kimyəvi tərkibində SO_4^{2-} anionunun orta illik konsentrasiyası daha yüksək kəmiyyətə (28,4-37,4% ekv) malik olur. Bu ionun maksimum kəmiyyəti (37,4% ekv) Zoğalavaçayda müşahidə olunur. Digər ərazi çaylarından fərqli olaraq, bu çaylarda HCO_3^- ionunun miqdarı kiçik olub, 7,2-12,7% ekv. arasında dəyişir. Cl^- ionunun orta illik konsentrasiyası isə 3,7-8,9% ekv. arasında tərəddüd edir. Qobustan çaylarının kation tərkibində əsasən Na^++K^+-un üstünlüyü (12,5-20,6% ekv.) müşahidə olunur. Lakin bəzi illərdə (xüsusilə Pirsaatçayda) Na^++K^+ və Ca^{2+}-un dəyişkən üstünlüyü müşahidə olunur. Bu çaylarda Ca^{2+}-un orta - illik miqdarı 18,4-19,7% ekv. arasında dəyişir. Mg^{2+} ionunun orta illik kəmiyyəti isə 9,9-18,9% ekv. təşkil edir (cədvəl).

Lənkəran vilayəti çaylarının kimyəvi tərkibində anionlardan HCO_3^-, kationlardan isə Ca^{2+} üstünlük təşkil edir. HCO_3^--ın orta illik miqdarı 5,9-34,4% ekv., Ca^{2+}-ki isə 15,8-31,6% ekv. təşkil edir. SO_4^{2-} ionunun miqdarı 1,6-27,2% ekv., Cl^- isə 1,5-26,8% ekv., Mg^{2+} 6,7-14,7% ekv., Na^++K^+ isə 9,6-24,1% ekv. arasında dəyişir (cədvəl). Bununla belə, Na^++K^+-un və Cl^--un maksimum qiymətləri Viləşçay və İstisuçayda (müvafiq olaraq 21,4-24,1% ekv. və 17,6-26,8% ekv.) müşahidə olunur.

Beləliklə, apardığımız tədqiqat göstərir ki, Böyük Qafqazın Balakənçay-Katexçayarası və Girdimançay – Ataçayarası ərazilərinin suları daimi olaraq sulfat sinfinin natrium qrupuna, Viləşçay və İstisuçaylarının suları xlor sinfinin natrium qrupuna, Kiçik Qafqazın Qoşqarçay və tranzit çaylarının (Ağstafaçay, Tovuzçay, Oxçuçay, Qabırrı) suları ayrı-ayrı illərdə sulfat sinfinin natrium qrupuna, digər çaylar isə hidrokarbonat sinfinin kalsium qrupuna aid olur.

ƏDƏBİYYAT

ABDUYEV, M.A. 2004. Azərbaycanın dağ çaylarının minerallaşma xüsusiyyətləri. Azərbaycan Coğrafiya Cəmiyyətinin əsərləri. IX. Bakı, 392-395.

AZƏRBAYCAN SSR ATLASI. 1963. Bakı – Moskva, 213.

АБДУЕВ, М.А. 2008. Сравнительный анализ механической и химической денудации в горных областях Азербайджана. *Вопросы географии и геоэкологии.* Институт Географии НАНРК, Алматы, 2, 64-67.

ГАДЖИЕВ, Г.А. 1984. Химический сток и загрязнение рек Большого Кавказа в пределах Азербайджанской ССР. Автореф. дис.на соиск.уч.степ. канд. геогр. наук. Баку, 24.

КАРНАУХОВА, Г.А. 1999. Оценка выноса химических элементов, поступающих в Братское водохранилище. *Водные ресурсы,* 26, 3, 335-339.

КОЧЕВА, Н.А., БОЛЬБУХ, Т.В., АВДЮШКИНА, Е.И. 2007. Пространственная и сезонная изменчивость минерализации речных вод горного Алтая. *Известия РГО,* 139, 6, 57-64.

ЛЕОНОВ, Е.А. 1979. Оценка изменения минерализации воды крупных рек ЕТС под влиянием хозяйственной деятельности. *Сборник работ по гидрологии*, 15, Гидрометеоиздат, Ленинград, 172-183.

НИКИТИШИН, В. И. 2003. Эколого-агрохимические основы сбалансированного применения удобрений в адаптивном земледелии. Наука. Москва. 183.

РУСТАМОВ, С.Г., КАШКАЙ, Р.М. 1989. Водные ресурсы Азербайджанской ССР. Баку. Элм. 180.

ХАЛИЛОВ, Ш.Б. 2003. Водохранилища Азербайджана и их экологические проблемы. Баку. 310.

ЦЕЛЬМОВИЧ, О. Л., ОТЮКОВА, Н.Г. 2006. Изменение гидрохимического режима малой реки на водосборе Рыбинского водохранилища под воздействием антропогенных и зоогенных факторов. *Изв. РАН. Серия географическая,* 1, 129-133.

ЧЕМБАРИСОВ, Э.И., ЛЕСНИК, Т.Ю., ЧЕМБАРИСОВА, Э.И. 2004. Гидрохимия речных и коллекторно-дренажных вод бассейна Сырдарьи. *Проблемы освоения пустынь,* 2, 20-24.

Məqaləyə c.e.d. F.Ə.İmanov rəy vermişdir