

УДК 558.98:622.279.23

А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева

## Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

### Ключевые слова:

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, обводнение залежей и скважин, конденсационные, пластовые и техногенные воды, гидрохимический анализ и контроль, коррелятивные гидрохимические критерии.

### Keywords:

Urengoyenskoye oil and gas condensate field; watering out of deposits and wells, condensate, formation and technogenic waters, hydrochemical analysis and control, correlation hydrochemical criteria.

Уникальное по запасам Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является базовым и разрабатывается с 1978 г. Продуктивными являются меловые и юрские отложения. Длительность промышленной разработки и высокая степень выработки запасов сеноманского и неокомского продуктивных комплексов приводят к возникновению ряда проблем, в том числе к интенсивному избирательному и очаговому обводнению залежей.

При разработке месторождений в режиме истощения пластовой энергии подогранные и контурные воды поступают в газоносную часть залежей, при этом изменяется их химический состав вследствие взаимодействия пластовой воды на пути продвижения газовой контакта (ГВК) с горными породами, состоящими из различных минералов.

Результаты гидрохимического анализа (ГХА) проб жидкостей со скважин в процессе гидрохимического контроля (ГХК) за их обводнением свидетельствуют о том, что вследствие генетических и техногенных причин по многим скважинам наблюдается изменение во времени компонентного состава и минерализации воды как в сторону увеличения, так и уменьшения [1–3]:

- изменение состава пластовых вод по площади и разрезу нефтегазоносного бассейна и его флуктуация в процессе инфильтрации этих вод в газоносную часть продуктивного горизонта;
- минерализация и состав выносимой воды, зависящие от комплекса геологических и технологических факторов, определяющих степень и причины обводнения скважин, соотношения объемов конденсационной и пластовой воды, подъема ГВК и (или) избирательного обводнения, негерметичности цементного камня за обсадной колонной, скорости потока в подъемниках скважин на режимах отбора проб жидкости;
- влияние растворов и технологических жидкостей разного состава, используемых при бурении и капитальном ремонте скважин, инфильтрующихся и кольматирующих призабойную зону пласта (ПЗП).

Пробы воды, отобранные из скважин, по результатам ГХА подразделяются на три условные группы в зависимости от их компонентного состава – конденсационную, пластовую, техногенную.

Основу ГХК за обводнением объектов разработки составляют сведения о фоновом химическом составе природных пластовых и конденсационных вод.

При сопоставлении составов пластовых, конденсационных и техногенных вод наиболее существенные различия наблюдаются в значениях минерализации и концентраций ионов хлора, кальция, гидрокарбонатов, а также микрокомпонентов – йода, брома, стронция, бария.

Учитывая изотермическую фильтрацию природных флюидов в пласте, можно отметить, что термобарические условия для конденсации насыщенных паров воды из газа существуют в ПЗП и подъемниках скважин [4, 5]. При этом минерализация конденсационных вод изменяется от 0,1 до 6 г/дм<sup>3</sup> и зависит от влияния техногенных факторов на формирование конечного состава. Минерализация же «чистой» (ультра-

пресной) конденсационной воды хлоридно-натриевого типа, как правило, составляет менее  $1 \text{ г/дм}^3$ . Разнотипность конденсационных вод и гидрохимическое непостоянство являются следствием селективного выноса солей при эксплуатации скважин, обусловленного различной молекулярной растворимостью в паровой фазе воды, а также от величины создаваемой депрессии на пласт.

Пластовая вода водоносных горизонтов сеноманской залежи Уренгойского НГКМ относится к хлоридно-натриевому типу с минерализацией  $15\text{--}22 \text{ г/дм}^3$ , а модальное значение находится в диапазоне  $18 \pm 0,5 \text{ г/дм}^3$ . При этом в солевом составе доминируют хлориды натрия и калия.

С глубиной хлоридно-натриевый тип пластовых вод Уренгойского НГКМ сменяется гидрокарбонатно-натриевым (примером могут служить воды нижнемеловых залежей). Их общая минерализация уменьшается от  $14$  до  $3 \text{ г/дм}^3$ .

К техногенным водам относятся технологические растворы и жидкости (ТРЖ) на водной основе с минерализацией более  $40 \text{ г/дм}^3$ , используемые при бурении, капитальном ремонте и интенсификации скважин. Присутствие в пробах привнесенных солей  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$  и других затрудняет их идентификацию по видам выносимых вод. Поэтому, зная фоновый состав пластовых и конденсационных вод, необходимо детальное изучение рецептур ТРЖ, используемых при геолого-технических мероприятиях (ГТМ) в скважинах.

Жидкости, выносимые скважинами, представлены, как правило, смесями перечисленных трех типов вод в различных соотношениях.

С начала разработки Уренгойского НГКМ в ООО «Газпром добыча Уренгой» ведется систематическая работа по определению химического состава вод по всем гидрогеологическим комплексам. Месторождение приурочено к северу центральной части Западно-Сибирского мегабассейна, который характеризуется наличием двух гидрогеологических этажей, разделенных толщей глин турон-датского возраста. В составе нижнего этажа, включающего основные нефтегазоносные комплексы, выделяются три водоносных комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский [6].

Определение состава пластовых вод и закономерностей изменения его по разрезу и площади нефтегазоносных комплексов является важ-

нейшей задачей гидрогеологии. Ключевое значение в ее решении имеет выявление гидрохимической зональности подземных вод, что позволяет установить геохимическую связь между углеводородными скоплениями и водной средой нефтегазоносных комплексов. При этом установление гидрохимического фона в качестве начальной системы отсчета является основой ГХК за разработкой месторождения. Первые данные о составе пластовых вод Уренгойского НГКМ были получены на стадии поисково-разведочных работ. По мере разработки месторождения эти сведения дополнялись и уточнялись на основе состава вод, выносимых эксплуатационными скважинами. Усложнение технологии эксплуатации месторождения на данной стадии разработки вызвало необходимость введения в практику ГХК новых коррелятивных компонентов [3].

Для диагностики пластовых вод Уренгойского НГКМ в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» организована систематическая работа по определению их типа, минерализации, состава и микрокомпонентов в залежах продуктивных пластов, ярусов, свит и эксплуатационных объектов. В результате ГХА проб жидкостей были получены уточненные данные по компонентному составу вод пластов ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>5</sub>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10-11</sub> и БУ<sub>14</sub><sup>1</sup>, а также конденсационных вод сеноманской и неокомских залежей (табл. 1, 2).

В пределах основных водоносных комплексов Уренгойского НГКМ распределение солености подземных вод носит неоднозначный характер. Кровля сеноманских отложений, которая является одновременно и верхней границей верхнего гидрогеологического комплекса, перекрывается глинистым водоупором толщиной до  $800 \text{ м}$ . Для мезозойского разреза характерно снижение минерализации пластовых законтурных вод с глубиной от  $18\text{--}19 \text{ г/дм}^3$  в апт-сеноманском комплексе до  $3\text{--}4 \text{ г/дм}^3$  в нижних пластах неокомского водоносного комплекса. При этом снижение минерализации сопровождается сменой типа вод с хлоридно-натриевого на гидрокарбонатно-натриевый. По данным ГХА, воды сеноманского яруса имеют минерализацию  $11\text{--}19 \text{ г/дм}^3$  и относятся к хлоридно-натриевому типу. В пределах неокомского комплекса вариации общей минерализации пластовых вод носят более сложный характер, что связано с наличием крупных газоконденсатных залежей. Минерализация этих вод изменяется в широком диапазоне – от  $4$  до  $14 \text{ г/дм}^3$ .

Таблица 1

## Химический состав пластовых вод Уренгойского НКМ

Ярус	Сеноманский	Сеноманский	Покурская	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Готеривский	Валанжинский	Валанжинский
Свита	Покурская	Покурская	Покурская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Тангаловская	Сортымская	Сортымская
Пласты	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>18</sub>	ПК <sub>18</sub>	БУ <sub>1-2</sub>	БУ <sub>5</sub>	БУ <sub>8</sub>	БУ <sub>9</sub>	БУ <sub>10-11</sub>	БУ <sub>14</sub>	БУ <sub>14</sub>	БУ <sub>14</sub>
Объект	–	1а	1	1	1	2	2	3	4	3	4
Удельная электропроводность, мСм/см	34,40	31,90	14,65	23,33	16,29	13,69	8,28	7,84	7,84	8,28	7,84
Водородный показатель	6,78	6,96	6,28	6,05	6,58	7,11	7,32	8,15	8,15	7,32	8,15
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,011	1,014	1,005	1,007	1,003	1,001	0,998	0,998	0,998	0,998	0,998
Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	16,36–20,78 18,36	17,71–19,66 18,69	6,58–11,12 8,46	11,6–15,7 13,41	6,74–9,54 6,17	5,14–5,99 5,91	4,4–5,9 5,49	3,16–3,58 3,42	3,16–3,58 3,42	4,4–5,9 5,49	3,16–3,58 3,42
Хлорид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	9700–16462 10795	10997–11258 11128	3608–6046 4754	6100–8400 7531	4014–5354 4714	2184–2556 2462	1470–2170 1786	1185–1554 1420	1185–1554 1420	1470–2170 1786	1185–1554 1420
Гидрокарбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	164,7–356,2 242	350,0–805,2 573	61,0–122,2 85,88	41,5–114,7 105	756–1171 873	903–1256 1061	1268–1805 1453	625–1025 909	625–1025 909	1268–1805 1453	625–1025 909
Карбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	0–18,0	0–24	0–24	0–18,0	0–24
Сульфат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	2,67–12,51 6,49	9,21–14,52 11,9	13,98–31,01 16,1	13,2–19,24 16,71	9,37–12,16 10,81	17,13–27,86 22,24	30–47 37,84	3,2	3,2	17,13–27,86 22,24	30–47 37,84
Фторид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,38–2,32 0,87	1,31–2,33 1,8	0,25–1,28 0,66	0,5–6,5 2,67	0,4–2,16 1,32	0,32–2,34 1,27	2,0–3,5 2,7	0,4	0,4	0,32–2,34 1,27	2,0–3,5 2,7
Нитрид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	7,18	9,54–11,92 10,7	2,64–3,56 3,1	6,2–7,2 6,9	–	1,50	0–0,93	–	–	1,50	0–0,93
Нитрат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0–1,30	–	0,58	0,53	–	1,20	0–0,45	–	–	1,20	0–0,45
Бромид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	40,88–62,25 49,7	37,93–40,90 39,4	17,69–25,66 21,99	27,59–42,64 33,8	16,05–23,21 20,66	11,45–16,32 13,51	5,89–10,45 8,62	6,29–7,1 6,08	6,29–7,1 6,08	11,45–16,32 13,51	5,89–10,45 8,62

Йодид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{15,66-34,75}{19,03}$	-	$\frac{9,79-28,33}{15,86}$	14,50	$\frac{6,79-8,55}{7,67}$	$\frac{3,87-7,71}{5,26}$	$\frac{1,64-3,54}{2,68}$	$\frac{1,29-1,83}{1,65}$
Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{175-441}{272}$	$\frac{347-388}{368}$	$\frac{513-852}{623}$	$\frac{822-1576}{1038,27}$	$\frac{123-229}{158,8}$	$\frac{73,4-124}{94,57}$	$\frac{15,1-62,5}{33,55}$	$\frac{11,9-15,7}{13,8}$
Магний, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{84,6-137,1}{99,69}$	$\frac{60,4-79,3}{69,9}$	$\frac{12,1-16,66}{15,11}$	$\frac{18,0-31,74}{25,7}$	$\frac{11,33-29,50}{17,83}$	$\frac{5,04-7,53}{6,21}$	$\frac{4,5-7,8}{4,57}$	$\frac{2-3,2}{2,4}$
Калий, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{12,98-58,08}{31,27}$	40,1	$\frac{12,99-35,1}{21,3}$	$\frac{24,0-37,16}{26,88}$	$\frac{33,56-46,7}{41,34}$	$\frac{19,3-26,25}{23,53}$	$\frac{10,8-19,6}{15,26}$	$\frac{14,6-16,7}{15,82}$
Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{6054-10507}{6729}$	$\frac{5762-6841}{6302}$	$\frac{2155-3720}{2680}$	$\frac{3681-5059}{4557}$	$\frac{2625-3169}{2663}$	$\frac{1564-2460}{2064}$	$\frac{1282-1980}{1654}$	$\frac{1183-1570}{1336}$
Аммоний, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{16,3-28,97}{21,61}$	$\frac{12,9-15,0}{14,0}$	$\frac{5,07-9,0}{7,31}$	$\frac{4,47-14,27}{7,39}$	$\frac{4,62-10,20}{6,71}$	$\frac{3,49-7,24}{5,02}$	$\frac{4,27-8,31}{5,78}$	$\frac{3,44-7,06}{5,67}$
Барий, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{11,80-19,62}{14,43}$	$\frac{26,47-47,24}{31,9}$	$\frac{4,44-17,99}{8,78}$	$\frac{20,14-46,11}{32,72}$	$\frac{7,47-12,2}{10,12}$	$\frac{1,83-4,07}{2,77}$	$\frac{0,57-1,87}{1,33}$	1,3
Литий, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{0,56-1,07}{0,76}$	0,58	0,91	$\frac{0,5-1,5}{0,73}$	0,58	0,31	$\frac{0,26-0,45}{0,40}$	0,3
Стронций, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{18,40-34,13}{26,91}$	$\frac{58,4-77,3}{67,9}$	$\frac{67,72-104,2}{75,49}$	$\frac{125-165}{138}$	$\frac{35,6-48,68}{42,13}$	$\frac{11,26-20,9}{17,23}$	$\frac{2,5-5,8}{4,82}$	$\frac{1,6-3,8}{2,8}$
Марганец, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{5,09-9,89}{7,49}$	-	$\frac{4,84-16,61}{12,42}$	$\frac{1,95-4,43}{3,15}$	2,14	2,46	$\frac{1,3-7,3}{4,3}$	0,64
Бор, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{3,25-5,92}{4,34}$	3,31	$\frac{2,83-5,84}{4,37}$	$\frac{4,09-5,70}{4,93}$	$\frac{6,70-13,67}{10,36}$	$\frac{13,87-20,01}{16,84}$	22,8	-
Кремний, мг/дм <sup>3</sup>	$\frac{0,24-1,22}{0,57}$	1,14	0,94	1,29	3,22	3,85	4,71	-

Таблица 2

**Химический состав конденсационных вод Уренгойского НГКМ**

Ярус	Сеноманский	Валанжинский
Водородный показатель	5,7–7,6	6,0–7,5
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,998	0,998
Удельная электропроводность, мСм/см	0,29–1,51	0,1–0,52
Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	0,10–1,28	0,10–0,67
Хлорид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	53–720	50–330
Гидрокарбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	43–190	20–301
Карбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	–	–
Сульфат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	1,85–6,48	0,63–7,31
Фторид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,02–0,15	0,05–1,98
Нитрит-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,06–0,58	0,05–0,42
Нитрат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,05–0,43	0,01–0,19
Бромид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,47–2,45	0,52–1,31
Йодид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	0,1–0,7	0,2–0,37
Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	3,17–72,82	4,22–58,33
Магний, мг/дм <sup>3</sup>	0,78–14,06	3,35–5,42
Калий, мг/дм <sup>3</sup>	0,73–29,36	1,08–11,72
Натрий, мг/дм <sup>3</sup>	7,01–276,53	49,04–185,90
Аммоний, мг/дм <sup>3</sup>	2,4–12,54	3,78–6,67
Барий, мг/дм <sup>3</sup>	0,09–3,37	0,49–1,02
Литий, мг/дм <sup>3</sup>	0,02–0,10	0,04–1,02
Стронций, мг/дм <sup>3</sup>	0,1–2,97	0,90–4,22
Марганец, мг/дм <sup>3</sup>	0,94–5,02	5,11–25,08
Бор, мг/дм <sup>3</sup>	0,18–0,88	0,60–0,85
Кремний, мг/дм <sup>3</sup>	0,21–0,87	0,25–1,67

Особенностью распределения солености подземных вод Уренгойского НГКМ является наличие вертикальной геохимической зональности. В зависимости от глубины залегания пластов изменяются минерализация вод и содержание в них компонентов (см. табл. 1).

В результате обобщения и систематизации материалов ГХА проб жидкостей определены коррелятивные гидрохимические компоненты для восьми продуктивных пластов УНГКМ (рис. 1).

Результаты анализа гидрохимических данных показали, что информативность и величины интервальных значений показателей существенно зависят от глубины залегания пластов. Опыт ГХК в других нефтегазоносных регионах

свидетельствует о целесообразности использования гидрохимических критериев для идентификации генезиса жидкостей, поступающих в эксплуатационные скважины. Для обоснования наиболее информативных критериев гидрохимического мониторинга обводнения эксплуатационных объектов Уренгойского НГКМ были проанализированы закономерности изменения концентраций различных ионов в попутных водах по площади и разрезу, выполнены расчеты характерных соотношений между этими ионами, построены зависимости, отражающие изменения состава вод для различной минерализации. По результатам проведенного анализа выбраны наиболее информативные критерии (табл. 3).

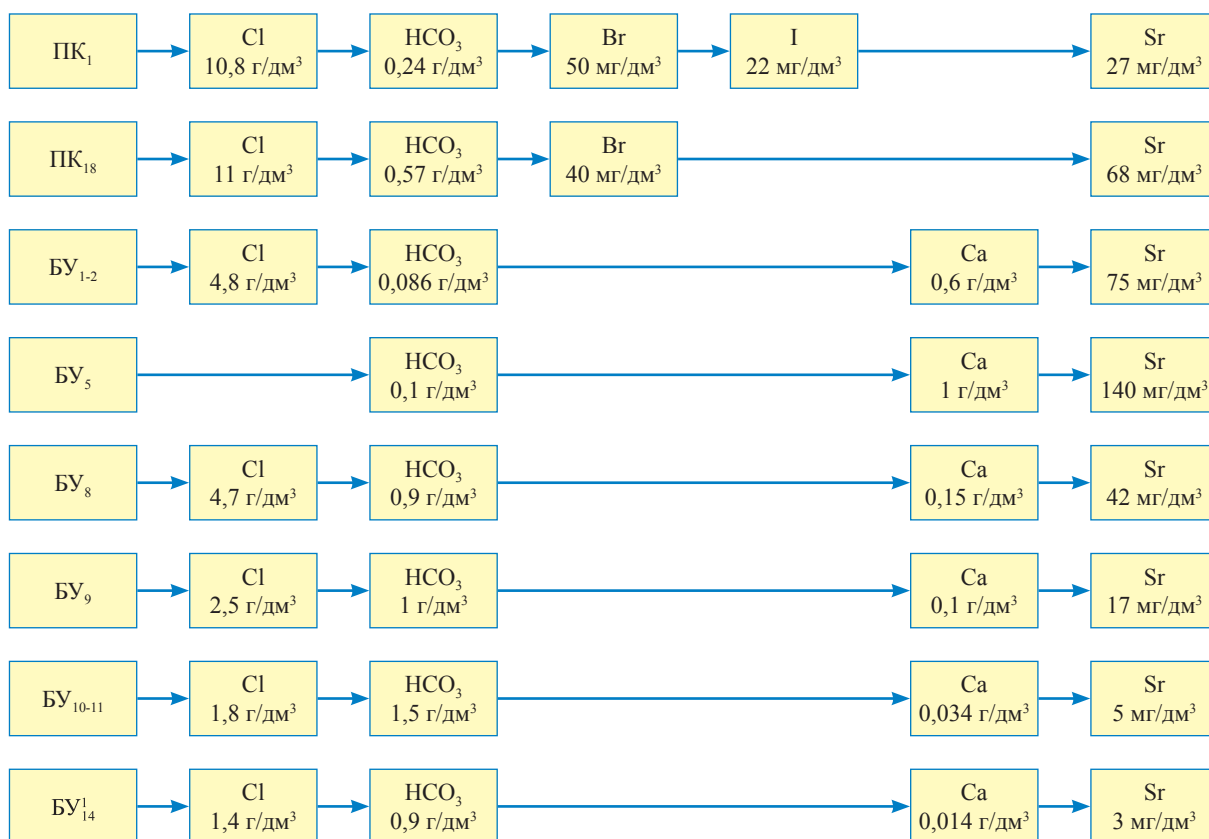


Рис. 1. Коррелятивные гидрохимические компоненты пластовых вод для ГХК обводнения объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ

Таблица 3

Количественные значения диагностических критериев для распознавания пластовых и конденсационных вод Уренгойского НГКМ

Объекты ГХК	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Гидрохимические показатели (коэффициенты)				индекс Ларсена-Скольда (ИЛС)
		хлор-бромный	сульфат-хлорный	натрий-хлорный	кальций-натриевый	
ПК	<u>16–21</u> 18	<u>217–264</u> 217	<u>0,02–0,06</u> 0,04	<u>0,96–0,98</u> 0,96	<u>3–5</u> 5	<u>77–101</u> 77
ПК <sub>18</sub>	<u>18–20</u> 18,5	<u>275–290</u> 280	<u>0,06–0,1</u> 0,08	<u>0,8–0,94</u> 0,87	7	<u>24–54</u> 33
БУ <sub>1-2</sub>	<u>6,5–11</u> 8,5	<u>204–236</u> 216	<u>0,25–0,38</u> 0,25	<u>0,87–0,92</u> 0,87	26–27	<u>85–102</u> 95
БУ <sub>5</sub>	<u>11,5–16</u> 13	<u>197–223</u> 223	0,16–0,17	0,93	<u>26–36</u> 26	<u>123–253</u> 123
БУ <sub>8</sub>	<u>7–9,5</u> 8	<u>228–250</u> 228	0,17	0,87	<u>5–8</u> 7	8–9
БУ <sub>9</sub>	5–6	<u>157–191</u> 182	<u>0,58–0,80</u> 0,67	<u>1,1–1,48</u> 1,29	5–6	4
БУ <sub>10-11</sub>	<u>4–6</u> 5,5	<u>207–250</u> 207	<u>1,51–1,60</u> 1,56	<u>1,34–1,41</u> 1,43	<u>1–4</u> 2	2
БУ <sub>14</sub> <sup>1</sup>	3–3,5	<u>188–234</u> 234	<u>0,15–0,2</u> 0,17	<u>1,45–1,56</u> 1,45	1	3
Конденсационные воды сеномана	0,1–1,3	–	0,6–2,6	0,2–0,6	30–50	2–7
Конденсационные воды неокома	0,1–0,7	–	0,2–0,9	0,9–1,5	10–40	2–4

Для диагностики генетической принадлежности вод Уренгойского НГКМ наиболее информативными гидрохимическими показателями являются:

- натрий-хлорный коэффициент ( $r_{Na/Cl}$ ) – показатель метаморфизации вод, применяемый в классификации В.А. Сулина (рис. 2). В катионном составе вод Уренгойского НГКМ повсеместно преобладает ион натрия; при ( $r_{Na/Cl}$ ) < 1 воды относятся к хлоридно-натриевому типу, характерному для пластов ПК, ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>8</sub>; при ( $r_{Na/Cl}$ ) > 1 воды будут гидрокарбонатно-натриевыми (пласты БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10-11</sub>, БУ<sub>14</sub>). По этому коэффициенту пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа достаточно четко отличаются от других типов (хлоридно-кальциевых, сульфатно-натриевых, хлоридно-магниевых и растворов смешения);

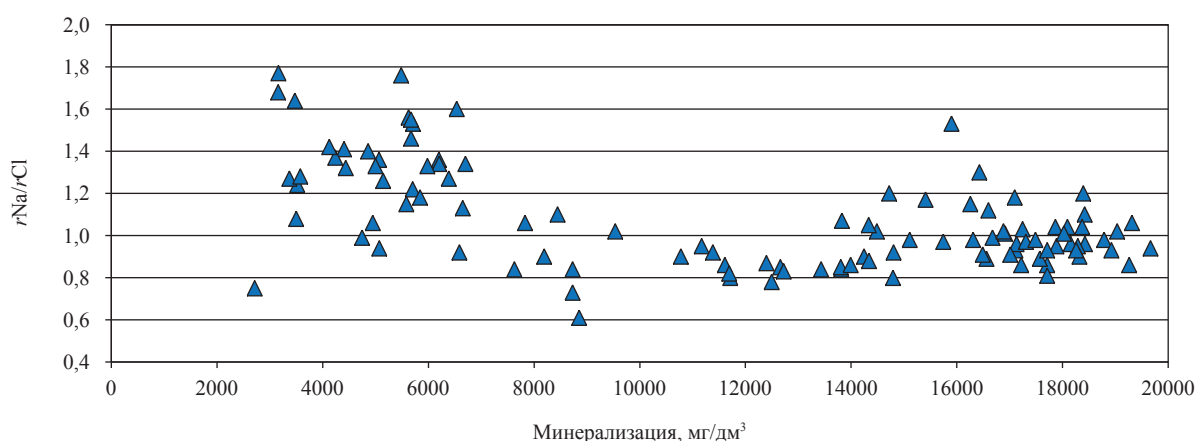


Рис. 2. Сопоставление величин натрий-хлорного коэффициента и минерализации пластовой воды Уренгойского НГКМ

- хлор-бромный коэффициент ( $Cl^-/Br^-$ ) – показатель растворения хлоридных солей, рассчитывается по отношению хлора к бромю в массовых концентрациях ( $mg/dm^3$ ) (рис. 3). При ( $Cl^-/Br^-$ ) < 300 воды являются пластовыми, их происхождение связано с древними бассейнами осадконакопления, зонами застойного водообмена. Если ( $Cl^-/Br^-$ ) > 300, то существует вероятность дополнительного поступления хлора в пластовые воды за счет инфильтрации из внешних источников (например, технических растворов). Согласно данным результатов исследований, хлор-бромный коэффициент в пластовых водах Уренгойского НГКМ находится в пределах 150–250;

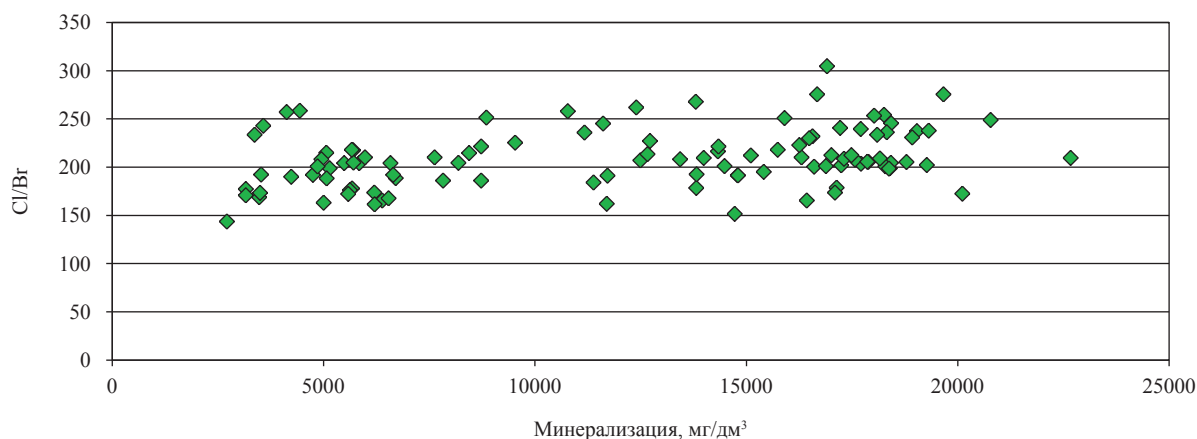


Рис. 3. Сопоставление величин хлор-бромного коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

- сульфат-хлорный коэффициент  $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100$  характеризует насыщенность вод сульфатами. Следовательно, в восстановительной обстановке, присущей пластовым водам нефтегазовых месторождений, этот коэффициент имеет более низкие значения по сравнению с инфильтрационными водами, обогащенными кислородсодержащими ионами (рис. 4). Повышение этого показателя может свидетельствовать о внедрении вод из внешних источников. По результатам исследований,  $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 < 0,1$  по пластам ПК, ПК<sub>18</sub>;  $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 < 1$  для пластов БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>5</sub>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>14</sub>;  $(rSO_4^{2-}/rCl^-)100 \leq 1,6$  для пласта БУ<sub>10-11</sub>;

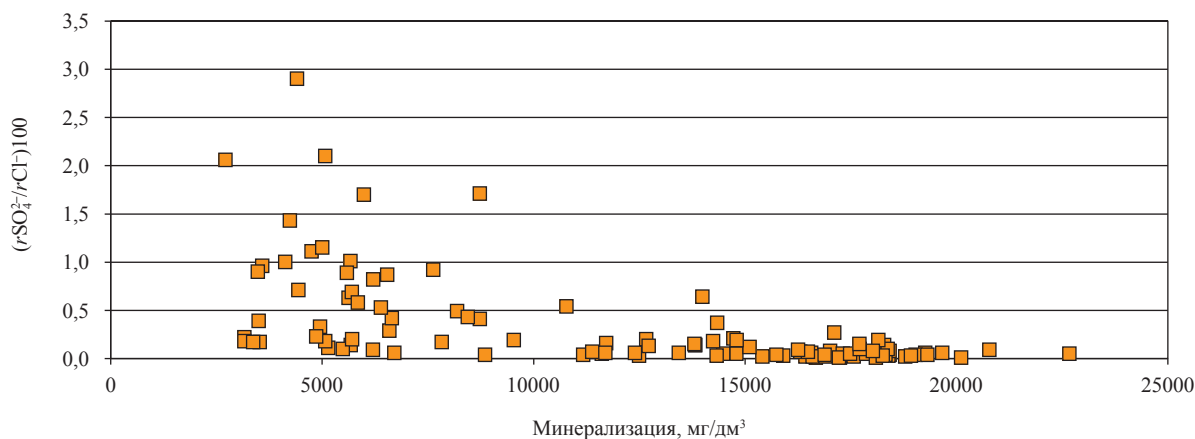


Рис. 4. Сопоставление величин сульфат-хлорного коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

- кальций-натриевый коэффициент  $(rCa^{2+}/rNa^+)100$  информативен при диагностике присутствия в составе попутных вод технических жидкостей, закачиваемых в скважины для промысловых целей (рис. 5). Аномально высокие значения этого коэффициента связаны с воздействием растворов хлористого кальция. Согласно результатам исследований по Уренгойскому НГКМ, кальций-натриевый коэффициент изменяется от 1 до 8 за исключением пластов БУ<sub>1-2</sub> и БУ<sub>5</sub>, в которых зафиксировано большое содержание кальция (500–1500 мг/дм<sup>3</sup>) и, следовательно, высокое содержание данного коэффициента – 26–36;

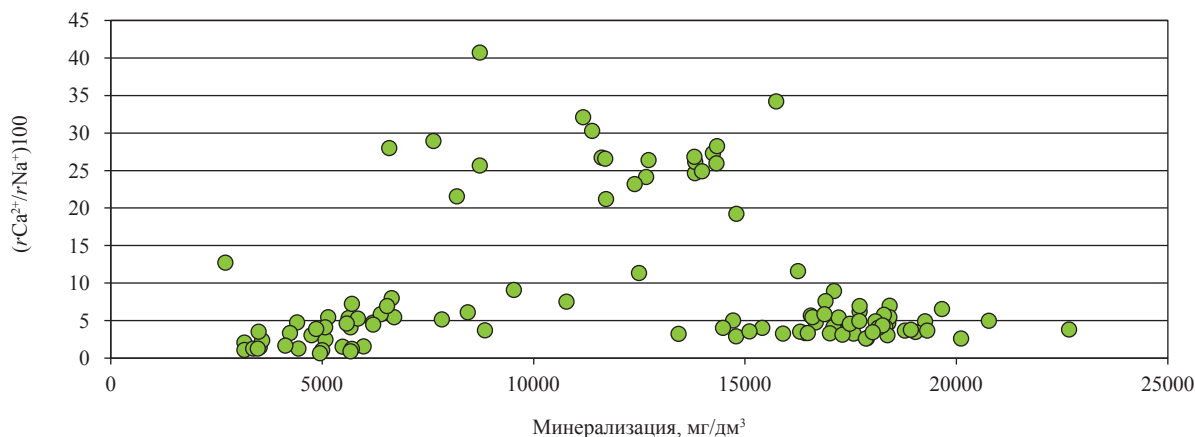


Рис. 5. Сопоставление величин кальций-натриевого коэффициента и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ



• индекс Ларсена–Скольда (ИЛС) представляет собой отношение суммы молярных концентраций ионов хлора и сульфат-иона к сумме молярных концентраций гидрокарбонат- и карбонат-ионов  $(rCl^- + rSO_4^{2-}) / (rHCO_3^- + rCO_3^{2-})$  (рис. 6). Характеризует коррозионную способность воды по отношению к низкоуглеродистой стали. Его повышенные значения свидетельствуют о коррозионной активности вод в обстановке, связанной с техногенезом. Так, по пластам БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10-11</sub>, БУ<sub>14</sub> наблюдается постепенное уменьшение критерия ИЛС с 9 до 2 в связи с ростом содержания гидрокарбонат-иона вниз по разрезу (756–1805 мг/дм<sup>3</sup>). Аномально высокое значение индекса Ларсена–Скольда зафиксировано по пластам БУ<sub>1,2</sub> (85–102) и БУ<sub>5</sub> (123–253) в связи с аномально низким содержанием гидрокарбонат-ионов (41,5–122 мг/дм<sup>3</sup>).

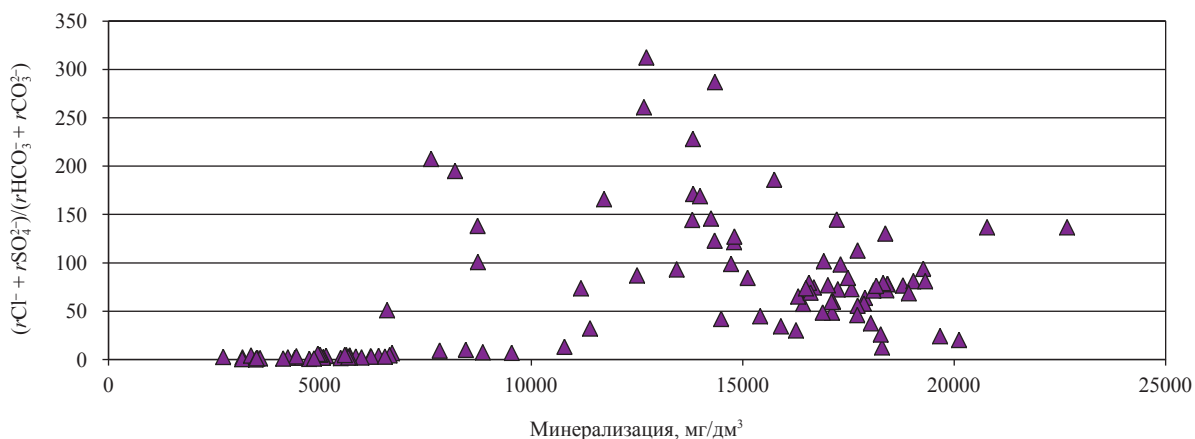


Рис. 6. Сопоставление величин индекса Ларсена–Скольда и минерализации пластовых вод Уренгойского НГКМ

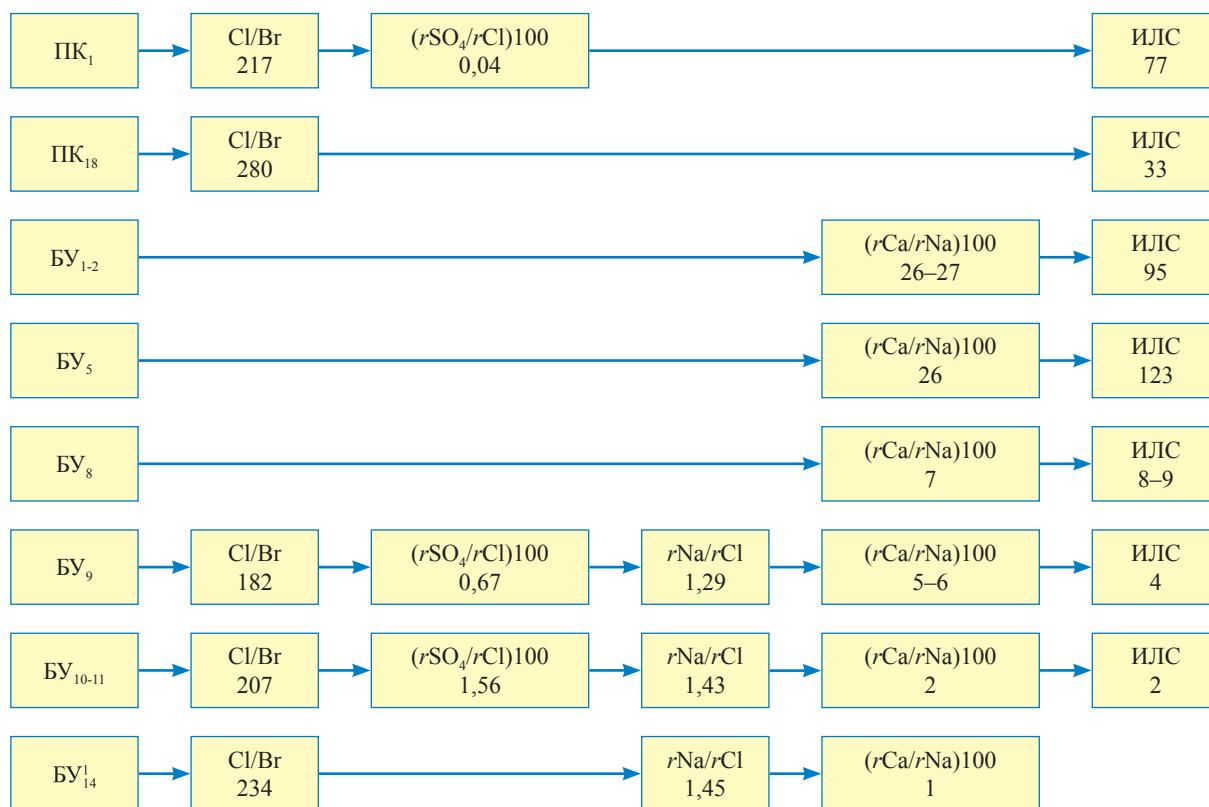


Рис. 7. Коррелятивные диагностические критерии пластовых вод для ГХК за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ

Наиболее информативными являются соотношения компонентов химического состава вод, свойственные природным водам определенного пласта. По результатам работы определены коррелятивные диагностические критерии для восьми пластов Уренгойского НГКМ (рис. 7).

В результате комплексного анализа данных ГХА установлено, что пластовые воды эксплуатационных объектов данного месторождения отличаются не только диапазонами изменения гидрохимических коррелятивов, но и информативностью диагностических критериев.

Наиболее чувствительными для разграничения пластовых вод месторождения являются хлор-бромный, кальций-натриевый коэффициенты и индекс Ларсена–Скольда. Однако другие критерии, представленные в табл. 3, также весьма полезны для уточнения типа вод.

Таким образом, определены коррелятивные гидрохимические компоненты и диагностические критерии, позволяющие повысить эффективность гидрохимического контроля за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ и проведения ГТМ в скважинах.

### Список литературы

1. Кошелев А.В. Гидрохимический контроль за обводнением газовых скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения / А.В. Кошелев, Т.П. Сидячева, Г.С. Ли и др. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2010. – № 1. – С. 30–37.
2. Кошелев А.В. Коррелятивные гидрохимические компоненты при оценке обводнения пластовыми водами объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ / А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2012. – № 2. – С. 26–34.
3. Абукова Л.А. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев и др. // Сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2013. – С. 171–181.
4. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.
5. Васильев Ю.Н. Прогнозирование обводнения газовых скважин конденсационной водой / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 64 с.
6. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

### References

1. Koshelev A.V. Hydrochemical control over flooding of gas wells of the Cenomanian deposit of Urengoykoye field / A.V. Koshelev, T.P. Sidyacheva, G.S. Lee et al. // *Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields*. – M.: Gazprom expo, 2010. – № 1. – P. 30–37.
2. Koshelev A.V. Correlative hydrochemical components during the assessment of flooding with stratum waters of operating facilities of the Urengoykoye OGCF / A.V. Koshelev, G.S. Lee, M.A. Katayeva // *Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields*. – M.: Gazprom expo, 2012. – № 2. – P. 26–34.
3. Abukova L.A. Original composition of stratum waters as a basis of hydrochemical control over the development of Achimovskie sediments of the Urengoykoye OGCF. Priority directions of development of the Urengoykiy complex / L.A. Abukova, O.P. Abramova, A.V. Koshelev et al. // *Collection of research papers Gazprom dobycha Urengoy LLC*. – M.: Nedra, 2013. – P. 171–181.
4. Lapuk B.B. Theoretical foundations of the development of natural gas deposits / B.B. Lapuk. – M.: Gostoptekhizdat, 1948. – 296 p.
5. Vasilyev Yu.N. Forecasting of gas wells' flooding with condensate water / Yu.N. Vasilyev, N.I. Dubina. – M.: IRTs Gazprom, 2005. – 64 p.
6. Kontorovitch A.E. Oil and gas geology of the Western Siberia / A.E. Kontorovitch, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov et al. – M.: Nedra, 1975. – 680 p.