

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Л.А. Абукова¹, О.П. Абрамова¹, Е.П. Варягова²
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва,
2 – ООО «ГАЗПРОМ добыча НАДЫМ»,
e-mail: abukova@ipng.ru

Теоретические и методические основы гидрогеохимического мониторинга заложены в трудах А.А. Карцева, а также А.М. Никанорова, В.В. Муляка, В.Д. Порошина, ряда других исследователей [1–3 и др.].

Основная проблема гидрохимического мониторинга – идентификация генетической принадлежности вод, поступающих на забой эксплуатационных скважин. Хорошо известно, что наиболее надежно производить определение генезиса попутных вод по таким критериям, как общее содержание микроэлементов (I, Br и др.) или по характерным гидрохимическим соотношениям между ионами. В соленосных бассейнах для целей диагностики генезиса попутных вод часто используется величина минерализация, однонаправлено изменяющаяся со значениями ряда генетических коэффициентов – r_{Na}/r_{Cl} , Cl/Br и др. [4–7]. Такая ситуация наблюдается в пластовых водах Припятского прогиба, Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов (рис. 1).

Однако для месторождений севера Западной Сибири такой метод является неприемлемым по двум причинам: а) содержание солей в природных водах низкое, поэтому различия между минерализацией пластовых, конденсационных и пресных технических вод (фильтратов буровых растворов) несущественны; б) зачастую смеси конденсационных и высокоминерализованных технических жидкостей (хлоридные растворы кальция, натрия, калия) обладают столь же низкой минерализацией, что и пластовые воды [8].

На рис. 2 отражены различия в значениях коэффициента Cl/Br для пластовых вод (а) и растворов смешения конденсационных и технических вод (б) с одинаковой минерализацией (8–12 г/дм³). Отчетливо видно, что в первом случае они принимают характерные для вод седиментационного происхождения значения (менее 300), во втором – значения неупорядочены и разбросаны.

Рис. 3 демонстрирует четкую избирательность коэффициента $r\text{Na}/r\text{Cl}$ при диагностике конденсационных вод (а) и растворов их смешения с маломинерализованными техническими и пластовыми водами (б) по месторождению Медвежье.

Весьма важным условием гидрогеохимического мониторинга является не только идентификация природы разных типов вод, но и необходимость установления их долевого участия в образуемых смесях. Разработанная нами методика, основанная на использовании комплекса информативных критериев, успешно апробирована на газовых месторождениях Западной Сибири. В ней учтено, что на заключительных стадиях разработки залежей широкое развитие получают техногенно-концентрированные растворы, сформированные при смешении (в различных пропорциях и комбинациях) пластовых, конденсационных, технических вод и их взаимодействии с породобразующими минералами коллекторов. Основу расчетов составили материалы статистической обработки десятков тысяч химических анализов, позволившие предварительно определить фоновые гидрохимические параметры пластовых вод, учитывались также сведения о составе технологических растворов, используемых на конкретном месторождении.

Для отличия конденсационных вод от их смесей с пластовыми и техническими водами были использованы коэффициент $\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-}$, а также редко применяемый в нефтегазовой практике

критерий – отношение щелочного резерва к общей жесткости воды $\frac{r(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-})}{r(\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+})}$.

Установленные градации этих показателей по отношению к водам с различным генетическим профилем приведены в табл. 1.

Разработанная методика определения генетического профиля разных типов вод позволяет достаточно точно, через систему решающих правил устанавливать их доли в общей смеси попутных вод. Своевременное получение такой информации имеет важное значение для решения целого ряда геолого-промысловых задач.

Например, в табл. 2 приведены изменения основных диагностических критериев промысловых вод и даны результаты расчетов долевого участия конденсационных, пластовых, технических вод в смесях, поступающих в одну из скважин месторождения Ямсовейское до и после капитального ремонта скважин (КРС).

Таблица 1

**Идентификация конденсационных, пластовых, технических вод
(для месторождений Ямсовейское, Юбилейное, Медвежье)**

| Типы вод | Генетические параметры | | |
|--|-------------------------------------|--|---|
| | Минерализация, г/дм ³ | $\frac{rNa^+}{rCl^-}$ | $\frac{r(HCO_3^- + CO_3^{2-})}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$ |
| Конденсационные | <1 | >1 | >1 |
| Смеси конденсационных вод с пластовыми | <1 | $0.73 \leq \frac{rNa^+}{rCl^-} \leq 1$ | ≥ 1 |
| Смеси конденсационных вод с техническими | <1 | $\frac{rNa^+}{rCl^-} < 0.73$ | <1 |

Таблица 2

**Изменения диагностических критериев промышленных вод и долевого участия
конденсационных, пластовых, технических вод в скважине 132 месторождения
Ямсовейское (до и после КРС)**

| Дата проведения анализа | | | | Минерализация, г/дм ³ | Микро-элементы, мг/дм ³ | | Диагностические коэффициенты | | | | Долевое присутствие конденсационных, пластовых, технических вод | | | Генетический профиль вод |
|-------------------------|------|-----------|------|----------------------------------|------------------------------------|-----------------|------------------------------|----------------------------------|------------------|---|---|-------|-------|--------------------------|
| до КРС | | после КРС | | | Г | Br ⁻ | rNa^+/rCl^- | Cl ⁻ /Br ⁻ | rCa^{2+}/rNa^+ | $\frac{r(HCO_3^- + CO_3^{2-})}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$ | Скон | Спл | Стехн | |
| месяц | год | месяц | год | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2011 | | | 6,099 | н.д. | н.д. | 0,63 | н.д. | 0,68 | 0,156 | 80,00 | 8,27 | 11,73 | К+Т+П |
| 4 | 2011 | | | 11,682 | н.д. | н.д. | 0,84 | н.д. | 0,08 | 0,158 | 31,28 | 68,72 | 0,00 | П+К |
| 5 | 2011 | | | 1,938 | н.д. | н.д. | 1,15 | н.д. | 0,04 | 2,433 | 89,38 | 10,05 | 0,57 | К+П+Тпр |
| 6 | 2011 | | | 10,156 | н.д. | н.д. | 0,78 | н.д. | 0,11 | 0,040 | 40,26 | 59,74 | 0,00 | П+К |
| 8 | 2011 | | | 2,444 | 1,86 | 4,15 | 0,30 | 282 | 1,30 | 0,281 | 93,89 | 0,00 | 6,11 | К+Т |
| | | 10 | 2011 | 16,943 | 9,75 | 65,33 | 0,91 | 152 | 0,07 | 0,260 | 0,34 | 99,66 | 0,00 | П+Кпр |
| | | 11 | 2011 | 9,517 | 8,17 | 26,86 | 0,83 | 205 | 0,12 | 0,242 | 44,02 | 55,98 | 0,00 | П+К |
| | | 12 | 2011 | 9,437 | н.д. | н.д. | 0,91 | н.д. | 0,12 | 0,510 | 44,49 | 55,51 | 0,00 | П+К |
| | | 4 | 2012 | 24,88 | 15,321 | 4,15 | 0,54 | 3693 | 0,03 | 0,02 | 0,00 | 37,80 | 62,20 | Т+П |
| | | 4 | 2012 | 25,11 | 22,081 | 7,48 | 0,57 | 2072 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 37,23 | 62,77 | Т+П |
| | | 4 | 2012 | 26,41 | 17,144 | 8,03 | 0,54 | 2026 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 33,98 | 66,02 | Т+П |

Условные обозначения: **К** – конденсационная вода, **П** – пластовая вода, **Т** – техническая вода, **пр** – примесь (если содержание не более 5%), н.д. – нет данных

Другой пример касается месторождения Медвежье, где по динамике генетического профиля попутных вод можно судить о положительных результатах капремонта скважины (рис. 4).

Гидрохимический анализ скважины 382 месторождения Юбилейное показывает, что, несмотря на неоднократные попытки ликвидировать приток пластовой воды и проведенный в ноябре 2011 года КРС, пластовая вода продолжала превалировать в составе попутных вод.

В заключении следует отметить, что при разработке месторождений севера Западной Сибири для определения природы попутных вод обязательно следует учитывать низкую величину минерализации пластовых вод, агрессивность конденсационных вод в техногенном выщелачивании коллекторов, химический состав используемых технических жидкостей. Выбор отличительных критериев для надежной идентификации типов вод, расчет их долевого участия в смесях, поступающих в эксплуатационные скважины, должен базироваться на использовании комплекса генетических коэффициентов, количественно обоснованных применительно к конкретным условиям. Пренебрежение этими факторами может привести к неправильным выводам относительно активности водонапорной системы, игнорированию (или преувеличению) реальной угрозы обводнения эксплуатационных скважин.

Предложенная методика определения генетического профиля попутных жидкостей, поступающих на забой эксплуатационных скважин, дает возможность прогнозировать направления продвижения фронта пластовых вод, определять качество водоизоляционных работ, время выхода скважин на нормальный режим после их капитальных ремонтов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
2. *Никаноров А.М.* Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1977. 254 с.
3. *Муляк В.В.* Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: ИПНГ РАН, 2008.

4. *Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П.* Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 207 с.
5. Гидрогеологический контроль за разработкой газовых месторождений / *А.Л. Козлов, А.С. Тердовидов, Н.Е. Чупис, В.А. Терещенко* // Науч.-техн. обзор: «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ВНИИЭгазпром, 1978. 52 с.
6. *Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А.* Гидрохимические методы анализа и контроля нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.
7. *Порошин В.Д., Хайнак В.П.* Взаимодействия в системе порода–вода при разработке залежей нефти в подсолевых и межсолевых отложениях (на примере Припятского прогиба) // Литология и полезные ископаемые. 2000. № 5. С. 544–553.
8. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А., Ли Г.С., Катаева М.А.* Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. / ООО «Газпром добыча Уренгой». М.: Недра, 2013. С. 171–181.

ПРИЛОЖЕНИЕ

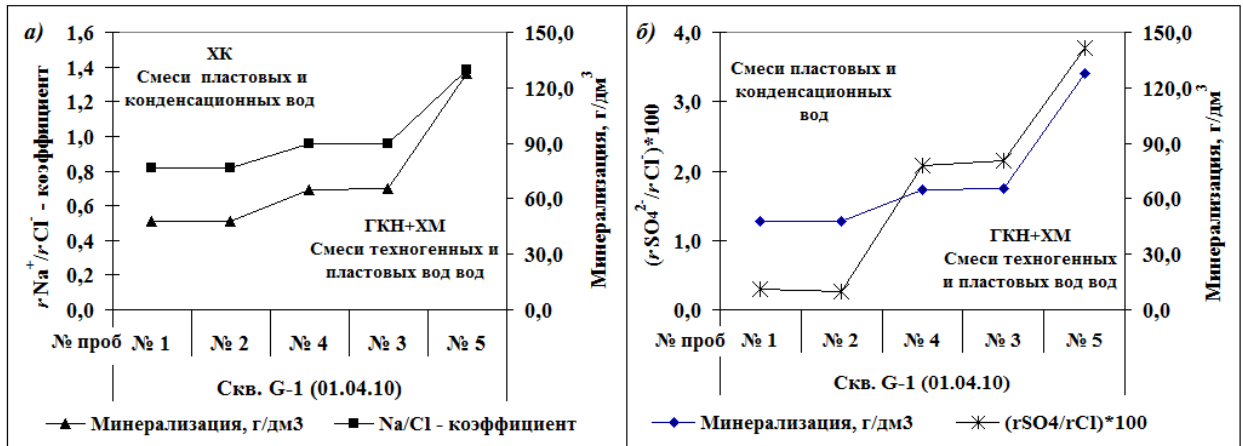


Рис. 1. Пример надежной идентификации генезиса жидкостей поступающих на забой скважин при условии высокой минерализации пластовых вод (Волго-Уральский бассейн, месторождение Памятно-Сасовское): а) изменение минерализации и натрий-хлорного коэффициента в разных типах промысловых вод; б) изменение минерализации и сульфатно-хлорного коэффициента в разных типах промысловых вод

ГКН ХМ, ХК – вода гидрокарбонатно-натриевая, хлоридно-магниевая, вода хлоридно-кальциевая

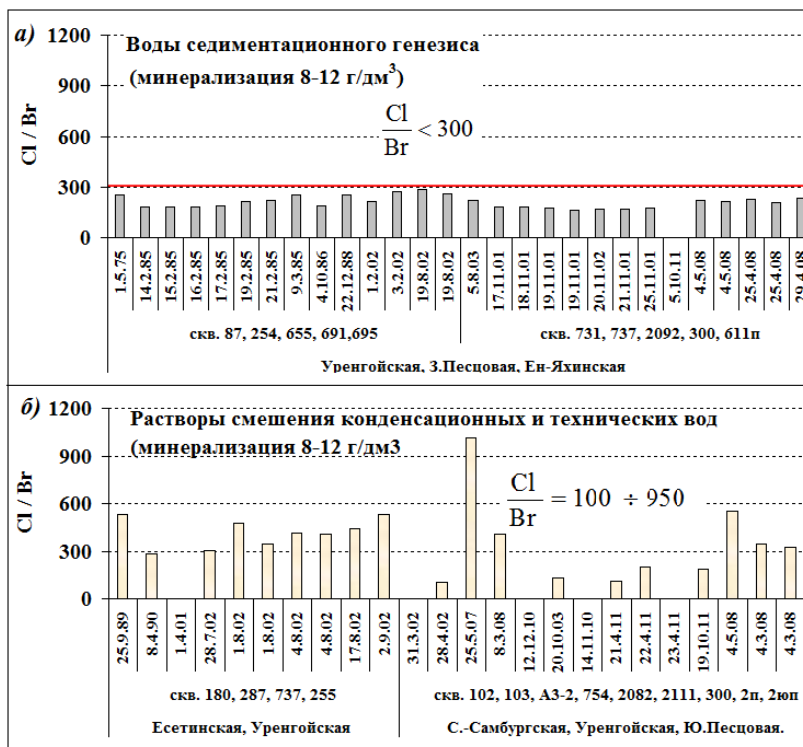


Рис. 2. Гистограмма значений Cl/Br – коэффициента в попутных водах ачимовских отложений Уренгойского НГКМ в диапазоне значений минерализации 8–12 г/дм³: а) для вод седиментационного генезиса; б) для растворов смешения

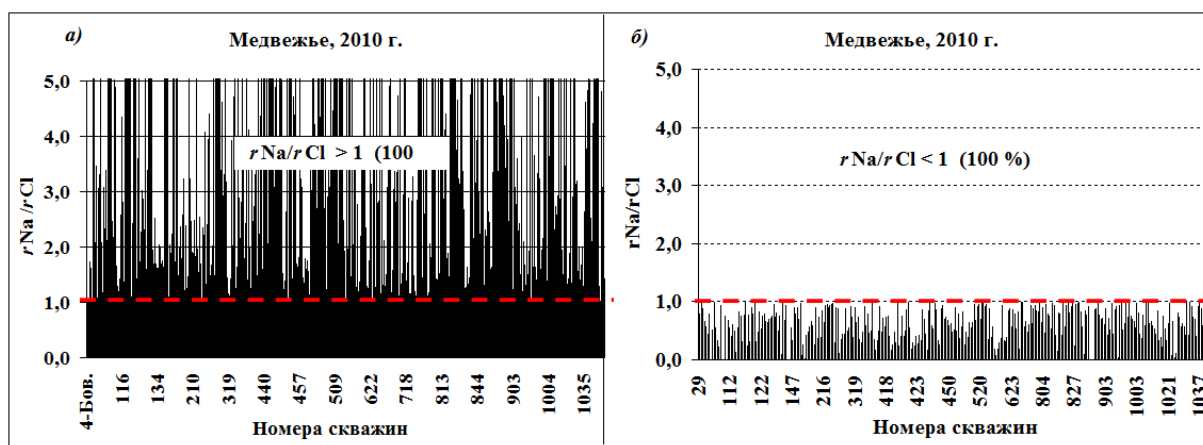


Рис. 3. Различия в значениях натрий-хлорного коэффициента для конденсационных вод ($M < 1$ г/дм³) и маломинерализованных их смесей с пластовыми и техническими водами ($M < 1$ г/дм³) по месторождению Медвежье

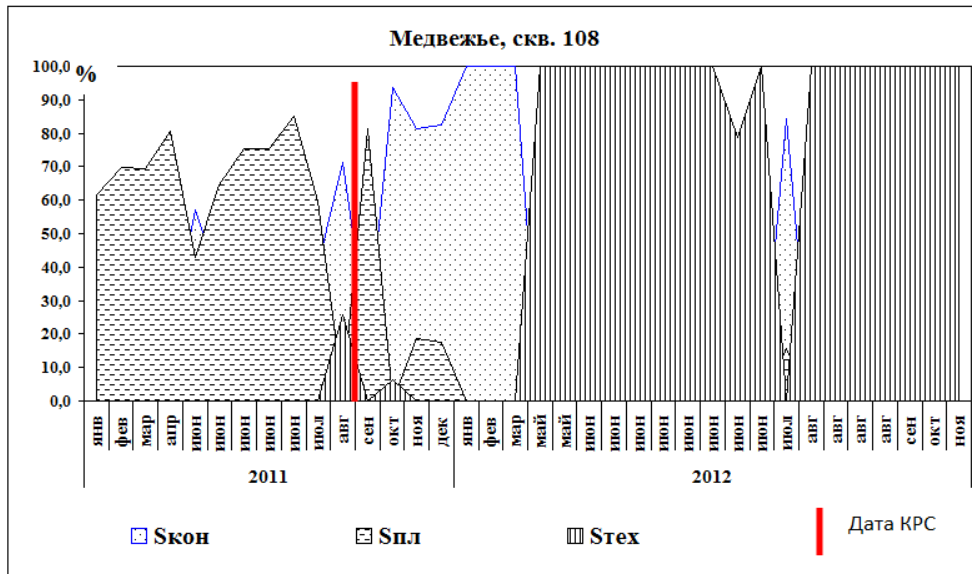


Рис. 4. Изменение долевого участия конденсационных, пластовых, технических вод в скважине 108 месторождения Медвежье (до и после КРС)