

ФОРМИРОВАНИЕ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖИ НА ПРИМЕРЕ АСТРАХАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Б. Петраш
МГУ им. М.В. Ломоносова

Цель работы – оценка преобразования химического состава внутриконтурных подземных вод Астраханского нефтегазоконденсатного сероводородсодержащего месторождения (АНГКСМ), ухудшающих компонентный состав залежи.

Продуктивным пластом месторождения являются известняки башкирского яруса верхнего карбона, входящие в состав подсолевого структурно-тектонического этажа. Башкирский ярус имеет мощность от 50 до 150 м и расположен на глубине 4100–4250 м. В верхней части месторождение ограничено слабопроницаемыми галогенно-сульфатно-карбонатными отложениями кунгурского яруса, а снизу подстилается карбонатно-терригенными отложениями нижнего карбона и девона [1].

Рассматриваемое месторождение – газоконденсатное, сероводородсодержащее. Состав газов залежи преимущественно метановый; среди сопутствующих газов большое место занимают углекислый газ ($\approx 12\%$) и сероводород ($\approx 25\%$). Сероводород является сырьем для производства комовой серы. Количество конденсационных вод, добываемых вместе с газом, составляет до 15 м^3 на 1 млн м^3 газа, ежегодно вместе с газом добывается до 100 тыс м^3 попутных вод конденсационного генезиса. Температура в залежи $\approx 110 \text{ }^\circ\text{C}$, пластовое давление 61.6 МПа [2].

В процессе работы решались следующие задачи:

- определение современного состояния химического состава подземных вод и компонентов залежи;
- выявление природного фонового химического состава подземных вод и компонентов залежи;
- оценка гидрогеохимических процессов, преобразующих состав подземных вод и компонентов залежи в условиях эксплуатации месторождения;
- выделение среди выявленных процессов группы процессов, отрицательно влияющих на качество залежи;

– разработка рекомендаций по мероприятиям, способствующим снижению негативного воздействия гидрогеохимических процессов при эксплуатации залежи на её компонентный состав.

В пределах продуктивного пласта месторождения выделяются внутриконтурные (*конденсационные; подошвенные воды* (под залежью); *поровые воды*, называемые так же остаточными, связанными и т.д.) и законтурные (*пластовые законтурные* (фоновые); *краевые* (приконтурные); *промежуточные*) воды [3].

Природный (фоновый для периода эксплуатации) состав конденсационных вод приведен в Таблице [2].

Таблица

№ скв.	Дата отбора проб	Σм, мг/л	Содержание ионов, %-экв					
			Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
73	31.08.85 г.	780.8	37.60	12.4	-	35.70	1.90	12.40
8Э	03.07.87 г.	1412	13.83	27.66	8.51	39.58	1.06	9.36
83	08.07.87 г.	890.0	16.89	29.43	3.68	30.90	0.70	18.40

Суммарная минерализация преимущественно находится в пределах до 1 г/л.

В формировании состава конденсационных вод значительную роль играют процессы смешения этих вод с более минерализованными поровыми водами, а также процессы взаимодействия парообразной конденсирующейся влаги с углекислым газом и карбонатными породами, путем ее углекислотного выщелачивания, что приводит к формированию в водах гидрокарбоната и кальция. Смешение этих вод со связанными водами и ионно-солевым комплексом пород способствует увеличению их минерализации и обуславливает присутствие в них хлора и натрия. Вышеперечисленные процессы в природных условиях проявляются незначительно, так как конденсационные воды обладают малой подвижностью.

Высокие температуры существенно снижают растворимость гидрокарбонатов кальция, а также магния, что вызывает процесс кристаллизации CaCO₃, CaMgCO₃ из конденсационных вод, способствующий закупорке пор и трещин в подошве залежи.

Подошвенные (внутриконтурные) воды развиты в подошвенной части АНГКСМ. Воды этой зоны малосульфатные, вследствие чего тип вод нередко меняется с хлориднокальциевого на гидрокарбонатнонатриевый. Минерализация вод колеблется в пределах 60–90 г/л.

Поровые воды имеют минерализацию более 10–20 г/л, с главными компонентами, представленными Cl и Na, и второстепенными, представленными SO₄ и Mg.

Пластовые законтурные (фоновые) воды приурочены к водоносным известнякам башкирского яруса. Фоновые воды имеют минерализацию до 150 г/л и выше (r_{Na}/r_{Cl} менее 0.7–0.8) и характеризуются пониженным количеством гидрокарбонатов (HCO_3^-/SO_4^{2-} менее 5).

Краевые (приконтурные) воды распространены в приконтурных частях залежи и представляют переходный гидрохимический тип от подошвенных к пластовым фоновым водам. Воды имеют минерализацию 100–110 г/л. Эти воды хлориднокальциевого типа, основными их компонентами являются натрий и хлор, доля кальция составляет от 1 до 5 %-экв, концентрация сульфатов – до 0,5 %-экв, гидрокарбонатов – до 2 %-экв.

Промежуточные воды занимают расположенные внутри продуктивной залежи прослой, линзы, карсты и пр. По составу эти воды сходны с фоновыми пластовыми водами законтурных зон.

В условиях эксплуатации АНГКСМ под влиянием добычи компонентов залежи возникли и интенсифицировались процессы внедрения пластовых вод в залежь, сопровождавшиеся их смешением с конденсационными водами.

В результате сформировались конденсационные воды-смеси с минерализацией до 40–50 г/л и с преобладанием хлора над гидрокарбонатом.

Формирование конденсационных вод-смесей выявлено нами посредством установления прямой взаимосвязи суммарной минерализации подземных вод (до 40–50 г/л) с дебитами добываемого газа (рис. 1).

В подземных водах, суммарная минерализация которых превышает 40–50 г/л, связи между суммарной минерализацией и дебитами газа весьма слабые.

Таким образом, к настоящему времени в пределах Астраханского месторождения конденсационные воды образуют:

- а) группу природных фоновых вод с минерализацией до 1 г/л;
- б) группу собственно конденсационных вод-смесей с минерализацией до 10–12 г/л и изначальной неоднородностью в компонентном составе;
- в) конденсационные воды-смеси с минерализацией от 10 до 40–50 г/л.

Минерализация конденсационных вод-смесей при возрастании дебита газа увеличивается, но компоненты ведут себя относительно Q газа неоднозначно.

Нами установлена зависимость распределения компонентов от суммарной минерализации в конденсационных водах-смесях (рис. 2).

Распределение от суммарной минерализации идентифицируется с распределением от дебита газа, поскольку величины суммарной минерализации вод-смесей возрастают с увеличением дебита газа.

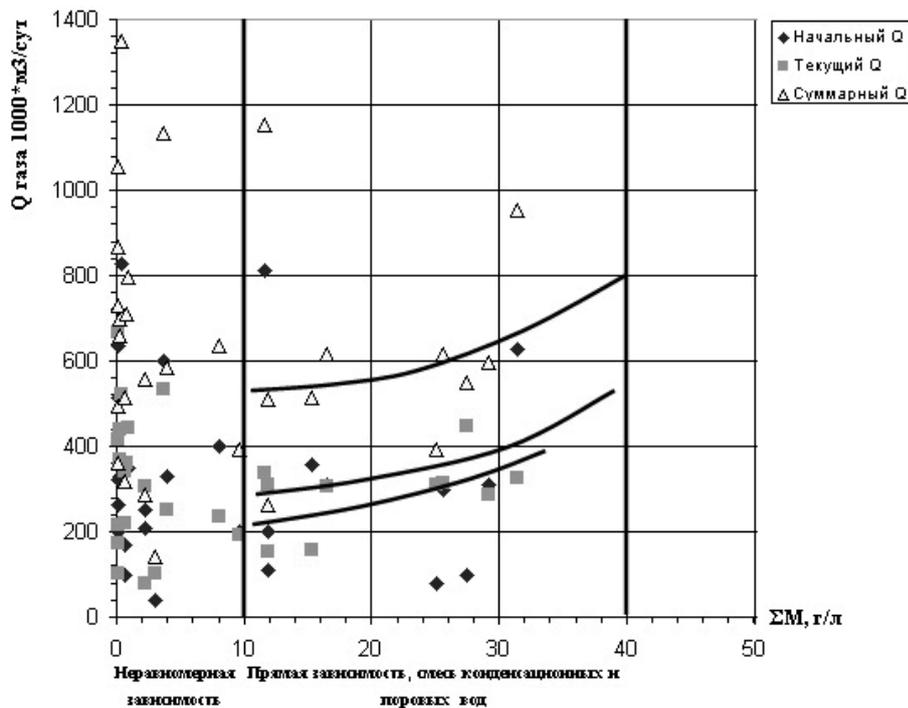


Рис. 1. Зависимость суммарной минерализации подземных вод от дебита газа (по состоянию на 2000 год)

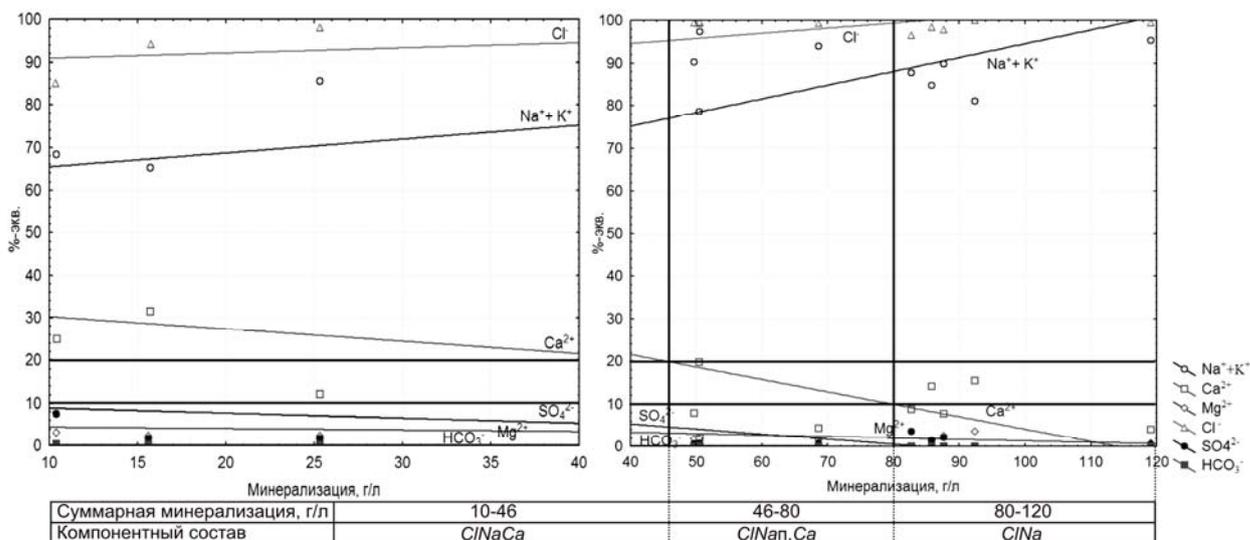


Рис. 2. Изменение компонентного состава подземных вод в зависимости от степени их минерализации

Установленные закономерности заключаются в следующем.

а) Cl, Na обладают нейтральными геохимическими свойствами; накапливаются вследствие высокой растворимости; поступают в конденсационные воды в результате добычи газа, имеют прямую связь с дебитом газа и контролируются процессом смешения с поровыми, остаточными и пластовыми законтурными водами;

б) HCO_3 , Ca, Mg характеризуются растворимостью, низкой в стандартных термодинамических условиях и понижающейся при высоких температурах продуктивного пласта; частично осаждаются из конденсационных вод при достижении перенасыщения. Вторичные минералы представлены преимущественно доломитом. Количественно процесс осаждения определяется дебитами газов и воды и изучен нами посредством термодинамического моделирования.

Распределение компонентов в пластовых водах, подтягиваемых в пределы внутриконтурных вод, идентично распределению в конденсационных водах-смесях, но более резко отражено возрастанием Cl и Na и осаждением CaSO_4 .

Это подтверждается характером распределения H_2S и макрокомпонентов конденсационных вод, собственно конденсационных вод и вод-смесей.

Путем построения графика в программе Statistica были установлены: прямой характер распределения H_2S залежи – с Ca, Mg, Cl и обратный – с SO_4 , HCO_3 , Na (рис. 3).

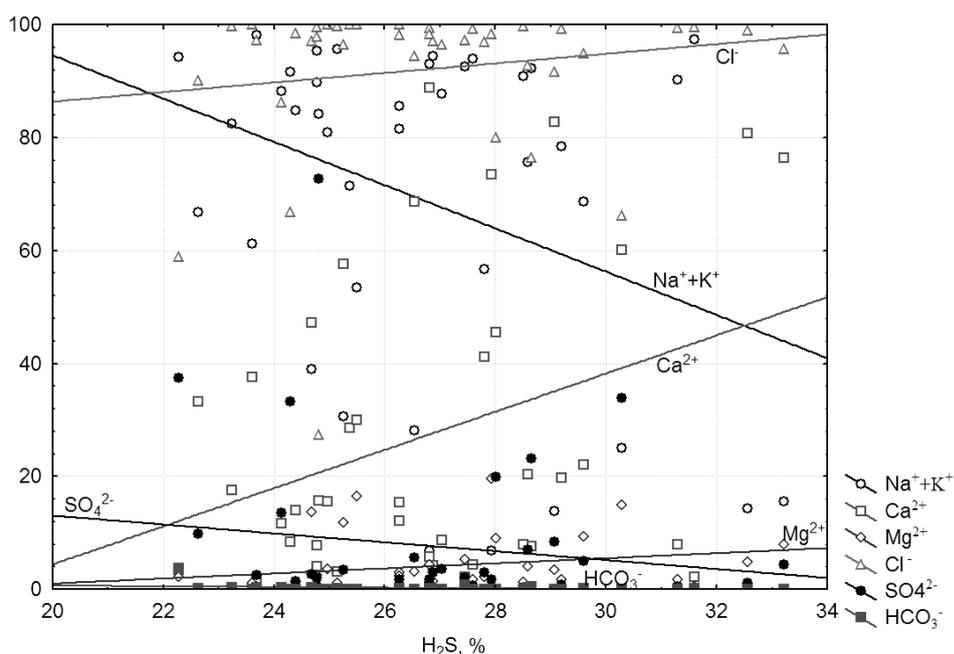


Рис. 3. Распределение макрокомпонентов в конденсационных водах залежи при возрастании концентрации H_2S

Посредством оценки коэффициента корреляции H_2S с макрокомпонентами выявлены высокие корреляционные связи с SO_4 , Na, Mg, Cl и незначительные корреляционные связи с остальными компонентами (рис. 4).

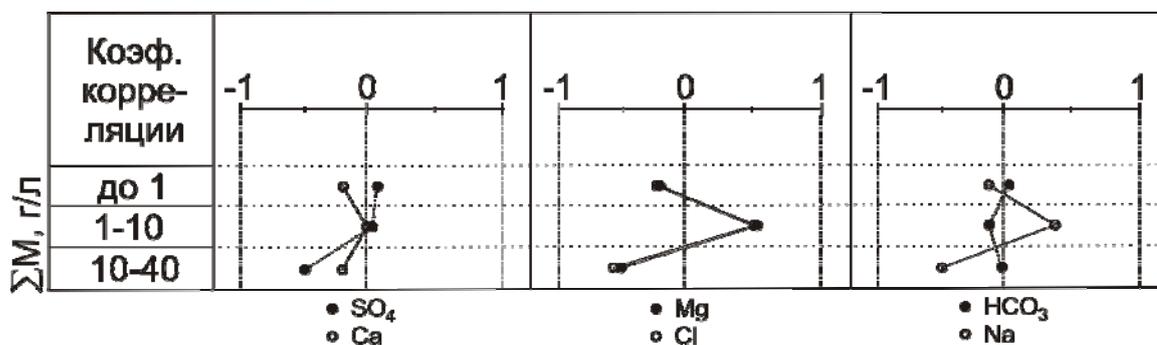


Рис. 4. Изменение корреляционных связей H_2S с макрокомпонентами при увеличении степени минерализации

Установлено (пока предварительно) влияние разработки газовой залежи на концентрацию в ней H_2S , а именно ее уменьшение за счет ряда процессов преобразования состава подземных конденсационных вод-смесей.

Это явление может объясняться тем, что в ходе эксплуатации месторождения происходят следующие процессы:

1) окисление H_2S залежи. Окислители: кислород, поступающий в пределы залежи вследствие нарушения ее сплошности при добыче сероводород-углеводородных компонентов; кислород вод, связанный коллоидными соединениями и минералами пород. В результате окисления в конденсационных водах формируются ионы SO_4 ($H_2S + 2O_2 \rightarrow H_2SO_4$);

2) вывод из залежи сульфата с конденсационными водами, сопутствующими добыче газовых компонентов залежи;

3) частичный вывод из удаляемых из залежи конденсационных вод сульфата в виде гипса, имеющего невысокую (около 2.0 г/л) растворимость.

Процессы окисления H_2S (а также углеводородов) и кристаллизацию $CaSO_4$ определяет, главным образом, неравномерность добычи газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ильченко В.П.* Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1998.
2. *Ильченко В.П.* и др. Технология промысловых гидрогеологических исследований на сероводородосодержащих объектах // Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М., 1997.
3. *Питьёва К.Е., Гоман А.В., Серебряков А.О.* Геохимия подземных вод в условиях освоения нефтегазовых месторождений. Астрахань, 2006.