

А. Н. ВОРОНОВ

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

(Представлено академиком А. А. Трофимуким 26 III 1974)

Узловое положение Оренбургского газоконденсатного месторождения в зоне сочленения юго-восточного склона платформы, Прикаспийской впадины и Предуральяского прогиба делает весьма важным изучение состава его природных газов. В течение ряда лет в нашем институте проводились исследования инертной части природных газов Оренбургского месторождения, что позволяет осветить некоторые геохимические особенности его газов. Анализы были выполнены в газовой лаборатории, изотопный анализ аргона сделан Э. М. Прасоловым, гелия — И. Л. Каменским.

Основная газоконденсатная залежь расположена на глубине 1200—1900 м и приурочена к толще известняков и доломитов пермско-каменноугольного возраста, образующих вал значительных размеров. Протяженность его составляет около 100, а ширина — более 20 км, этаж газоносности превышает 500 м. Региональной покрывкой служат каменные соли и ангидриты кунгурского яруса мощностью от 400 до 1200 м. Выше основной залежи находятся небольшие залежи филипповского горизонта, запечатанные в пластах плотных ангидритов. Выделяются небольшая залежь, вскрытая скв. № 15, находящаяся на глубине около 1440 м в верхней части горизонта на востоке месторождения, и более крупная залежь, связанная с пloyчатými доломитами в западной части месторождения (¹, ²).

Дисперсионный анализ показал, что несмотря на значительные размеры залежи, геохимическая дисперсия для большинства газовых компонентов по площади не выявляется. То же в общем отмечают Р. Г. Панкина и др. (³). По имеющимся данным, небольшая геохимическая дисперсия выделяется только для концентраций азота. По А. В. Овчаренко, М. С. Гуревичу, Р. Г. Панкиной и др., в восточной части залежи увеличивается содержание сероводорода.

Если изменения состава газа по площади носят для большинства компонентов нечеткий характер, то между составом газа основной залежи и составом газа залежей филипповского горизонта расхождения весьма значительны. Наиболее резкое различие отмечается между основной и залежью филипповского горизонта, вскрытой скв. № 15. Оно заключается в резком снижении концентрации инертных: He в 10 раз, Ar и N — в 6 и 4 раза соответственно. В газе отсутствует сероводород и значительно повышается концентрация тяжелых углеводородов. Менее отличается газ, заключенный в пloyчатých доломитах, хотя и в нем резко снижается концентрация инертных.

Представляется сомнительным, что разница в составе двух столь близко расположенных залежей была первичной. Наиболее вероятно, что генератором огромных масс углеводородов месторождения является Прикаспийская впадина, при этом первоначально содержание инертных компонентов в поступающем газе было минимальным и разница в составе основной и филипповских залежей отсутствовала. Последние были запечатаны и изолированы солью еще на первых этапах своего существования.

Состав газа Оренбургского газоконденсатного месторождения

Залежь	Число анал.	Состав газа, об. %										Ar, ат.	(He/He ⁺)·10 ⁻⁶	
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂			Ar
Основная залежь	36	84,2	3,3	1,7	0,4	0,6	0,3	0,5	1,6	1,6	5,8	0,022	28	1,2
Площчатые доломиты филипповского горизонта	189,5	3,5	1,5	0,4	0,8	0,5	0,6	—	1,3	1,3	0,013	5	—	
Залежь филипповского горизонта, вскрытая скв. № 15	6	76,6	12,0	6,3	0,8	1,1	0,2	0,2	—	0,5	2,3	0,011	4	0,9

Процесс же метаморфизации газа основной залежи продолжался. В частности, происходило насыщение ее газа инертными компонентами из окружающей среды, в то время как зачехатанные залежи, в силу большой изолирующей способности соли, состав не меняли или меняли в меньшей степени. Поэтому максимальная разница установилась по гелию, как по наиболее подвижному компоненту.

В пользу такого предположения свидетельствуют следующие факты. Состав основной залежи практически не отличается от состава газа соседних газоносных районов, т. е. залежей Оренбургского, Жигулевско-Пугачевского сводов и Предуральяского прогиба. Так, в Совхозном месторождении концентрация азота составляет около 4%, в Ивановском (восточном) 6%. Средняя концентрация аргона в рифовых залежах Предуральяского прогиба 0,015, а в нижнепермских отложениях Жигулевско-Пугачевского свода 0,026%. Близки и величины концентраций гелия. Залежи же филипповского горизонта в региональном плане представляются аномальными.

Содержание инертных компонентов в основной залежи более равномерно с окружающей средой. Так, упругость азота в законтурных водах Оренбургского месторождения составляет около 30 ат, в основной залежи 12, в филипповской залежи 3. Упругость гелия в законтурных водах 0,200, в основной залежи 0,124, в филипповской 0,01 ат. Интересно отметить, что упругость гелия гораздо ближе к равновесной, чем упругость азота.

В силу огромных запасов и сравнительно большой изолированности процесс метаморфизации газа не зашел так далеко, как на некоторых соседних залежах Оренбургского и Жигулевско-Пугачевского сводов (4). Однако направленность процесса метаморфизации — увеличение концентрации инертных, уменьшение содержания углеводородов и изменение их соотношений, изменение содержания кислых газов — является общей с другими залежами района. Механизм метаморфизации представляется достаточно сложным и включает в себя как процессы разубоживания углеводородной части, так и процессы насыщения залежи инертными компонентами из окружающей среды. Кислые газы являются продуктом взаимодействия углеводородов с вмещающими породами и свидетельствуют об активности процессов метаморфизации.

Поведение инертных компонентов Оренбургского месторождения подтверждает общие закономерности их распределения в природных газах (5). Источником гелия и аргона служат как вмещающие, так и подстилающие породы, генерирующая мощность которых вместе с положением залежи в осадочной толще в системе фундамента — атмосфера регулирует концентрации инертных компонентов. Газ месторождения по сравнению с пластовыми водами несколько недосыщен гелием и в меньшей степени аргоном.

Изотопный состав аргона и гелия Оренбургского месторождения

№ скв.	Залежь	Аргон		Гелий	
		число определ.	ср. содерж. Ar, м. д.	число определ.	ср. знач. (He ³ /He ⁴) · 10 ⁻⁸
7	Основная	5	29	2	0,90
14	»	4	28	2	1,05
18	»	3	30	2	0,95
20	»	3	28	1	1,10
24	»	1	24	—	—
32	»	2	25	2	1,10
33	»	1	31	1	1,50
35	»	3	25	—	—
37	»	2	32	—	—
41	»	2	25	1	1,50
52	»	1	35	1	1,30
23	Площатые до- ломиты	1	5	—	—
15	Филипповский горизонт	3	4	3	0,93

Подтверждением высказанных положений служат и данные по изотопному составу аргона и гелия. Содержание радиогенного аргона колеблется в газах основной залежи от 25 до 35, в среднем составляя 28 м.д. (табл. 2). При этом дисперсионный анализ концентраций Ar_r показал, что геохимическая дисперсия по площади основной залежи не выявляется, так как ее подавляет дисперсия воспроизводимости:

Общая дисперсия S_0^2 ($n = 26$)	66 м.д.
Дисперсия различий между скважинами S_1^2 ($n = 10$)	25 м.д.
Дисперсия воспроизводимости S_2^2 ($n = 16$)	91 м.д.

Доля Ar_r в общем аргоне составляет 13–16%. Содержание Ar_r основной залежи соседних газоносных провинций весьма близко. Так, для залежей рифовой зоны Предуральяского прогиба среднее содержание Ar_r составляет 26 м.д. В то же время, в залежах филипповского горизонта содержание Ar_r снижается в 5–6 раз, а доля его составляет 4–5%.

Изотопное соотношение гелия — легкого и тяжелого изотопов ((He³/He⁴) · 10⁻⁸) — составляет 0,9–1,5 и характерно для палеозойских отложений Русской платформы. Средние величины отношения для основной залежи составляют 1,2, а для залежи, вскрытой скв. № 15, 0,9.

Таким образом, данные по изотопному составу инертных компонентов подтверждают мысль о том, что залежи филипповского горизонта являются своеобразными геохимическими останцами. Состав же основной залежи Оренбургского месторождения является закономерной ступенью метаморфизации газа по пути его миграции от генератора углеводородов, каким является Прикаспийская впадина, к зонам накопления и рассеяния. При этом процесс формирования состава газа месторождения может быть представлен как взаимодействие двух систем — системы мигрирующего конденсата с минимальными концентрациями инертных компонентов и системы вмещающих и подстилающих отложений, в водорастворенных газах которых преобладают азот и инертные газы.

Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский
геологический институт
Ленинград

Поступило
4 III 1974

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ И. А. Шпильман, С. П. Максимов, Геол. нефти и газа, т. 7, 1 (1968). ² А. В. Овчаренко, Реф. сб.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, т. 6, 3 (1969). ³ Р. Г. Панкина, С. П. Максимов и др., Геология нефти и газа, т. 1, 11 (1971). ⁴ А. Н. Воронов, Геол. нефти и газа, № 12, 34 (1967). ⁵ А. Н. Воронов, В. В. Тихомиров, В. П. Якуцени, Сов. геол., № 1, 5 (1974).