

Список литературы

1. Еронин, В. А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В. А. Еронин, И. В. Кривоносов, А. Д. Ли и др. // М.: Недра, 1973. 200 с.
2. Васильев, В.А. Особенности заводнения залежи фундамента месторождения Белый Тигр / В.А. Васильев, А.Н. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 68-69.
3. Васильев, В. А. Новый подход к оценке остаточных запасов нефти / В. А. Васильев, А. С. Николайченко, А. С. Кутовой. // Материалы всероссийской научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтяной отрасли». – 2017. – С. 176-178.
4. Базив, В. Ф. Вопросы отбора жидкости при разработке нефтяных месторождений / В. Ф. Базив, Н. Н. Лисовский. // Материалы научно-практической конференции «Проектирование и разработка нефтяных месторождений». – 1999. – С. 67-84.

О роли газов в океанском гидротермальном рудогенезе

Петренко В. И., Петренко Н. Н.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Рассмотрены некоторые варианты участия природных газов в океанском гидротермальном процессе. Показано, что поступающий от магматического очага флюид разделяется на два потока, каждый из которых несет определенное сочетание химических элементов.

Как правило, большинство газовых и газоконденсатных месторождений разрабатывается на естественном режиме. Поровое пространство газовой залежи заполнено газом-растворителем, остаточной водой и водяным паром, в котором растворены химические элементы. При снижении пластового давления возникает дефицит водяного пара в залежи и с целью сохранения термобарически устойчивой саморегулирующейся системы она осуществляет испарение остаточной воды.

В качестве примера можно привести объемы испарения остаточной воды при разработке хадумской залежи Северо-Ставропольского месторождения, разработанной при режиме, близком к газовому (табл. 1).

Таблица 1

**Энергетический вклад фазовых переходов воды
в разработку хадумской залежи Северо-Ставропольского
газового месторождения**

Период разработки	Добыча газа за период, млрд. м ³	Пласт- товое дав- ле- ние, МПа	Влагосо- держание пласто- вого газа, мольная доля	Накопленный от- бор конденсацион- ной воды		Накоп- ленный объем испарив- шейся остаточ- ной воды, тыс. м ³
				жид- кость, тыс. м ³	газовый экви- валент, млн. м ³	
01.01.1957–20.12.1957	1,76	6,47	0,00437	5,755	7,689	4,382
21.12.1957–15.06.1958	1,54	6,44	0,00440	10,822	14,459	10,906
16.06.1958–10.10.1958	1,67	6,39	0,00442	16,350	21,843	19,541
11.10.1958–25.12.1958	1,01	6,36	0,00444	19,703	26,323	25,977
26.12.1958–10.08.1959	3,40	6,26	0,00448	31,093	41,540	30,223
11.08.1959–05.12.1959	2,00	6,20	0,00453	37,873	50,598	40,704
06.12.1959–20.02.1960	2,26	6,14	0,00456	45,602	60,924	46,929
21.02.1960–20.06.1960	1,83	6,09	0,00460	51,897	69,334	59,256
21.06.1960–15.09.1960	1,59	6,04	0,00464	57,446	76,747	73,517
16.09.1960–15.03.1961	4,30	5,92	0,00469	72,539	96,911	77,533
16.03.1961–20.09.1961	4,06	5,81	0,00477	87,033	116,28	89,330
21.09.1961–10.03.1962	5,53	5,62	0,00487	107,162	143,17	102,757
11.03.1962–15.09.1962	4,28	5,55	0,00497	123,084	164,44	117,710
16.09.1962–15.03.1963	7,08	5,36	0,00506	149,917	200,29	130,396
16.03.1963–15.04.1963	3,09	5,28	0,00517	161,875	216,26	144,488
16.04.1963–15.09.1963	2,61	5,22	0,00523	172,080	229,90	151,420
16.09.1963–20.09.1963	3,73	5,08	0,00531	186,925	249,73	163,329
21.09.1963–10.03.1964	3,36	5,00	0,00541	200,533	267,91	174,990
11.03.1964–15.06.1964	3,14	4,93	0,00548	213,438	285,15	184,790
16.06.1964–20.09.1964	3,34	4,86	0,00554	227,299	303,67	191,194
21.09.1964–10.12.1964	3,69	4,74	0,00564	242,871	324,47	202,154
11.12.1964–15.03.1965	4,15	4,63	0,00576	260,757	348,37	215,893
16.03.0965–16.12.1965	10,05	4,37	0,00595	305,580	408,25	239,726
17.12.1965–12.02.1966	3,16	4,28	0,00616	320,148	427,72	260,568
13.02.1966–12.06.1966	4,24	4,17	0,00628	340,076	454,34	272,740
13.06.1966–20.09.1966	3,33	4,07	0,00642	356,060	475,70	285,886
21.09.1966–10.12.1966	3,87	3,93	0,00659	375,139	501,19	302,508
11.12.1966–15.03.1967	3,93	3,82	0,00676	395,025	527,75	318,623
16.03.1967–15.06.1967	3,54	3,73	0,00690	413,327	552,20	331,848
16.06.1967–15.09.1967	3,33	3,66	0,00703	430,843	575,61	342,360
16.09.1967–15.12.1967	4,02	3,52	0,00722	452,551	604,61	358,197
16.12.1967–15.03.1968	4,00	3,41	0,00746	474,871	634,43	377,837

16.03.1968–15.06.1968	3,56	3,31	0,00766	495,270	661,68	393,637
16.06.1968–15.09.1968	3,30	3,19	0,00789	514,773	687,74	411,979
16.09.1968–15.12.1968	3,60	3,10	0,00815	536,733	717,08	430,685
16.12.1968–15.03.1969	3,54	2,96	0,00843	559,070	746,92	450,610

С 01.01.1957 г. по 15.03.1969 г. испарилось 450,610 тыс. м³ остаточной воды, газовый эквивалент которой составил 657,89 млн. м³. За весь период разработки залежи испарилось 576,916 тыс. м³, газовый эквивалент которой составил 842,30 млн. м³. Таким образом, из залежи было извлечено на 842,30 млн. м³ больше, чем общепринято считать накопленную добычу пластового газа.

При снижении пластового давления в процессе разработки газоконденсатной залежи на естественном режиме в саморегулирующейся термодинамической системе возникает дефицит водяного пара и избыток паров углеводородов. Система восполняет дефицит влаги испарением остаточной воды и избавляется от избытка паров углеводородов их конденсацией (рис. 1).

Постоянное присутствие растворенных химических элементов в парах углеводородов и воды сопровождается их массопереносом при любых фазовых переходах в газовых и газоконденсатных залежах.

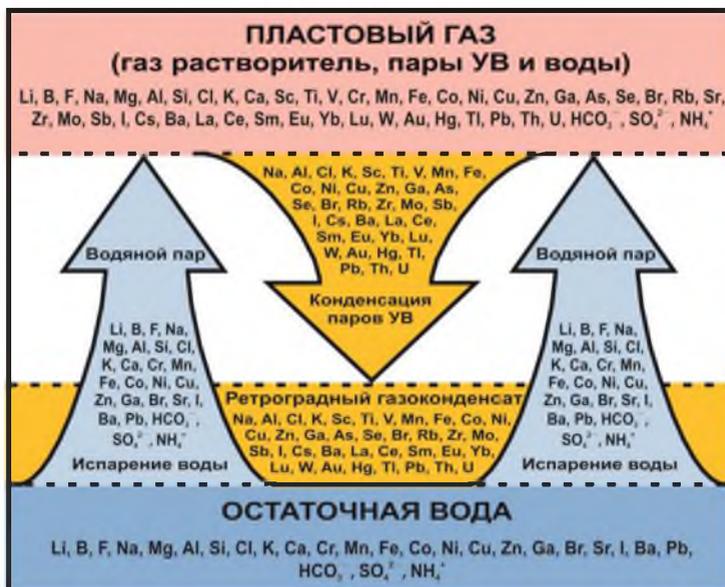


Рисунок 1. Фазовые переходы в газоконденсатной залежи при снижении пластового давления

Весьма сложные фазовые переходы флюидов наблюдаются в газоконденсатных залежах с применением сайклинг-процесса, как это наблюдалось при разработке газоконденсатного месторождения Хасси Р'Мель в Алжире.

При нагнетании сухого газа в газоконденсатную залежь возникающий дефицит паров углеводородов в газоконденсатной системе восполняется испарением ретроградного конденсата, а дефицит водяного пара одновременным испарением остаточной воды. Последняя, превратившись в водяной пар, обладает удивительной способностью растворять ретроградный конденсат в таких же объемах, как и нагнетаемый сухой газ. Естественно, все эти фазовые переходы, происходящие в газоконденсатной залежи одновременно, сопровождаются массопереносом химических элементов.

В рассматриваемом случае описываемые процессы происходят в гигантской парогазовой или парогазоконденсатной системах. При этом следует помнить, что в этих системах всегда присутствуют малые по размерам саморегулирующиеся парогазовые системы. Выделяющиеся из остаточной воды пузырьки газа всегда представлены парогазовыми системами, в которых соотношение газа-растворителя и паров воды зависят от термобарических условий и минерализации остаточной воды. Каждый парогазовый пузырек представляет собой саморегулирующуюся термобарическую систему, которая мгновенно видоизменяется при изменении термобарических условий и минерализации окружающей среды. За последние 50 лет написаны тысячи статей и сотни книг, посвященных океанскому гидротермальному рудогенезу, но практически отсутствуют работы, в которых рассматривалась бы роль газов в океанском гидротермальном процессе [1-3]. А эта роль может быть главенствующей. Даже в континентальных гидротермальных системах типа Северо-Кавказского, Забайкальского, Камчатского газы способствуют подъему вод к поверхности, где даже гидрогеологи называют гидротермальные воды по присутствующим в них газам (углекислые воды, азотные воды, метановые воды).

Большинство гидрогеологов мира придерживается рециклинговой системы поступления океанских гидротерм к океанскому дну. Согласно этой концепции, океанская вода поступает к магматическому очагу по трещинам. В магматическом очаге вода нагревается, плотность ее уменьшается, что позволяет ей подни-

маться к океанскому дну. Однако, есть исследователи, которые считают, что за геологическое время поступление воды с меньшей плотностью через одни и те же трещины не могут выносить к океанскому дну порции новых по составу гидротермальных флюидов.

В нашем понимании в течение геологического времени от магматического очага постоянно поступают новые по составу объемы высокотемпературных парогазовых систем. Непосредственно от магматического очага поднимается условно гомогенный высокотемпературный парогазовый раствор. При снижении температуры поднимающегося потока примерно до 350-370 °С происходит разделение потока на высокоминерализованный рассол (500 г/дм³) и более облегченный и подвижный парогазовый поток, который опережает рассол. Именно из этого более легкоподвижного потока при пересечении океанского дна формируются плюмы, цвет которых зависит от преобладающего присутствия тех или иных химических элементов, растворенных в водяном паре малых по размерам парогазовых системах. Плюм, состоящий из огромного числа малых парогазовых термодинамически устойчивых систем, при пересечении океанского дна из-за резкого снижения температуры сбрасывает большую часть водяного пара с растворенными в нем химическими элементами. Происходит процесс конденсации водяного пара, аналогичный процессу конденсации водяного пара в газовых и газоконденсатных залежах. Преобладающий цвет растворенных химических элементов дает цвет самому плюму. Плюм сбрасывает растворы химических элементов на сотни и даже тысячи квадратных километров океанского дна, из которых формируются металлоносные осадки [4,5].

За время развития газовой отрасли СССР и России были отобраны сотни тысяч проб конденсационных вод из газовых и газоконденсатных месторождений, и из всех них были получены воды, насыщенные химическими элементами (табл. 2).

Таблица 2

**Ионный состав (в мг/дм³) конденсационных и пластовых вод
некоторых газоконденсатных месторождений**

Ленинградское месторождение					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 8 (вода пластовая), C _{пл}	Скв. 33 (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	37969,2	12,5	3038	0,000329	1
HCO ₃ ⁻	524,6	134,2	3,9	0,255814	777
SO ₄ ²⁻	19,7	2,5	7,9	0,126904	386
Ca ²⁺	3766,2	25,2	149	0,006691	20
Mg ²⁺	127,1	2,6	49	0,020456	62
Каневское месторождение					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 34 (вода пластовая), C _{пл}	Скв. 35 (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	15760,8	17,7	890	0,001123	1
HCO ₃ ⁻	1073,6	91,5	11,7	0,085227	76
SO ₄ ²⁻	14,8	1,6	9,2	0,108108	96
Ca ²⁺	616,3	3,8	162	0,006166	5,5
Mg ²⁺	119,8	1,1	109	0,009182	8,2
Староминское месторождение					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 20 (вода пластовая), C _{пл}	Скв. 56 (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	33545,2	177,3	189	0,005285	1
HCO ₃ ⁻	122	73,2	1,7	0,600000	114
SO ₄ ²⁻	64,2	12,3	5,2	0,191589	36
Ca ²⁺	1933,7	25,7	75	0,013291	2,5
Mg ²⁺	468,9	3,5	134	0,007464	1,4
Майкопское месторождение (III горизонт)					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 15 (вода пластовая), C _{пл}	Скв. 28 (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	14530	180	81	0,012388	1
HCO ₃ ⁻	440	70	6,3	0,159091	12,8
SO ₄ ²⁻	68	31	2,2	0,455882	37
Ca ²⁺	440	8	55	0,018182	1,5
Mg ²⁺	72	1,2	60	0,016667	1,3

Южно-Советское месторождение					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 23 (вода пластовая), C _{пл}	Скв. 5 (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	21985,2	461	48	0,020969	1
HCO ₃ ⁻	780,8	170,8	4,6	0,218750	10,4
SO ₄ ²⁻	56	28,8	1,9	0,514286	24,5
Ca ²⁺	636,1	231,6	2,7	0,364094	17,4
Mg ²⁺	66,8	13,5	4,9	0,202096	9,6
Месторождение Медвежье					
Ионы, мг/дм ³	Скв. 100 (вода пластовая), C _{пл}	Состав средней пробы (вода конденсационная), C _{конд}	Кратность ионного состава, C _{пл} /C _{конд}	Коэффициент распределения, K _{рас} = C _{конд} /C _{пл}	Коэффициент фракционирования, K _{фр}
Cl ⁻	12436,1	50,5	246	0,004061	1
HCO ₃ ⁻	31,7	89	0,36	2,807571	691
SO ₄ ²⁻	18,1	9	2,0	0,497238	122
Na ⁺	6888	48,5	142	0,007041	1,73
K ⁺	34	3,1	11	0,091176	22,4
Ca ²⁺	803,9	11,7	69	0,014554	3,58
Mg ²⁺	143,1	2	72	0,013976	3,44
Br	53,2	1,5	35	0,028195	6,94
I	16,1	0,3	54	0,018634	4,59
HBO ₂	8,6	3	2,9	0,348837	86
Минерализация	20432,8	218,6	93	0,010698	–

Основной вывод заключается в том, что при сопряжении водяного пара парогазовой смеси с водой любой минерализации конденсационные воды всегда являются пресными. Коэффициенты фракционирования свидетельствуют о способности перехода их в парогазовую систему в сравнении с переходом иона, выбранного в качестве иона сопоставления [6]. На рисунке 2 показана схема раздвоения при определенной температуре гомогенного потока, покидающего магматический очаг, при котором облегченный парогазовый поток опережает высоко минерализованный раствор, постепенно увеличиваясь в размерах. При пересечении океанского дна формируется океанский гидротермальный плюм с растворенными в нем химическими элементами.

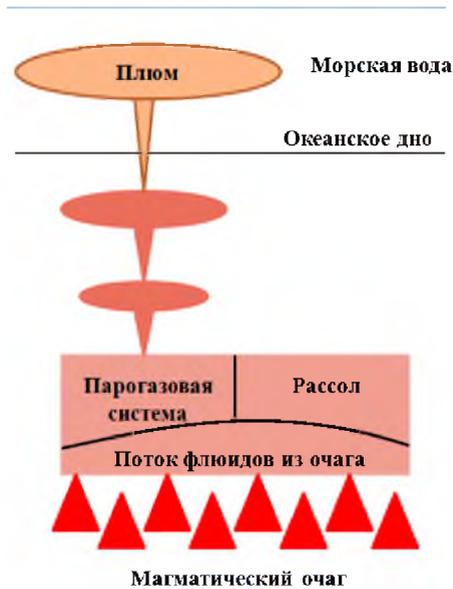


Рисунок 2. Схема формирования гидротермального плюма из парогазовой смеси

Список литературы

1. Батурин Г.Н., Коченков А.В., Дубинчук В.Т. Уран и торий в железомарганцевых конкрециях океана // Литология и полезные ископаемые. 1986. № 6. С. 19-27.
2. Гричук Д.В. Термодинамические модели субмаринных гидротермальных систем. – М.: Недра. 2000. – 304 с.
3. Исраилов М.И., Абдурахманов И.М.. Условия формирования термических аномалий в осадочных бассейнах // Советская геология. 1984. № 9. С. 106-112.
4. Петренко В.И. О формировании гидротерм из глубинных парогазовых смесей // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Технические науки. 1987. № 3. С. 6–10.
5. Петренко В.И., Белецкая С.Н., Петренко Н.В. О растворимости углеводородов в водяном паре углекислой парогазовой смеси // Комплексное изучение и моделирование сложных углеводородных систем / Науч.-техн. сем., 21–25 окт. 1996 г., Ухта: Тез. докл. – Ухта: СеверНИПИгаз, 1996. С. 18.
6. Петренко В.И., Заводнов С.С. Роль докритического пара воды в вертикальном массопереносе (на примере парогазовых смесей газоконденсатных месторождений) // Докл. АН СССР. 1986. Т. 291. С. 454–457.