

О РОЛИ ГАЗОВ В ОКЕАНСКОМ ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ РУДОГЕНЕЗЕ

© **Петренко В.И.**, ²Остроухов С.Б., ¹Петренко Н.Н.

¹Институт нефти и газа

Северо-Кавказского Федерального университета, г. Ставрополь

²ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», г. Волгоград

Показаны результаты исследований взаимодействия газов и воды в газовых и газоконденсатных месторождениях. Обнаружен вымыв ретроградного газоконденсата внедряющейся пластовой водой. На газоконденсатном месторождении обнаружено формирование эмульсии второго рода. Рассмотрены некоторые варианты участия газов в океанском гидротермальном процессе. Показано, что поступающий от магматического очага высокотемпературный газовый флюид разделяется на два потока различной минерализации, которые несут определенное сочетание газов и воды, ионов и микроэлементов.

Ключевые слова: газ, вода, газоконденсат, разработка месторождений, эмульсия второго рода, океанский гидротермальный процесс, ионы и микроэлементы.

1. Газовая и газоконденсатная залежи как саморегулирующиеся равновесные термобарические системы

1.1. Газовая залежь на естественном режиме

В земной коре все нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения расположены в водоносной зоне, в которой пластовое давление значительно выше давления фазового перехода воды (рис. 1). Оказалось, что газ обладает уникальной способностью при сопряжении с водой любой минерализации и любых термобарических параметрах образовывать водяной пар, т.е. парогазовую систему. Количество водяного пара в парогазовой смеси месторождения зависит от термобарических условий и минерализации остаточной воды (рис. 2).

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).

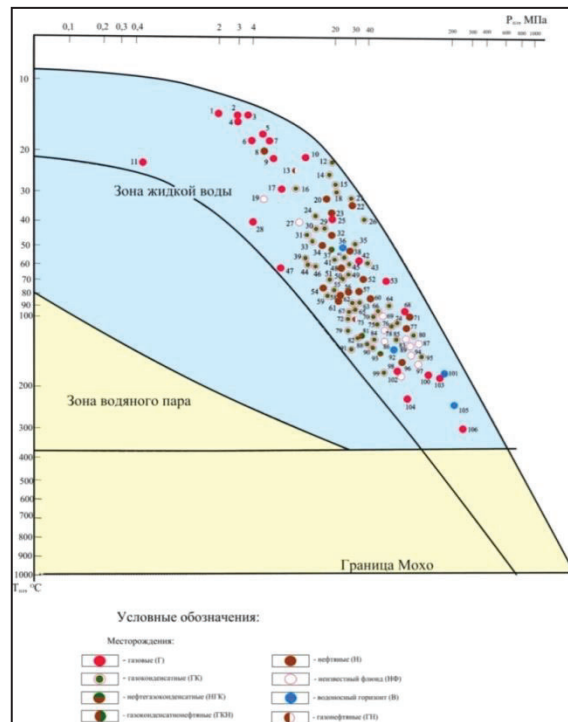


Рис. 1. Расположение нефтегазовых месторождений в земной коре

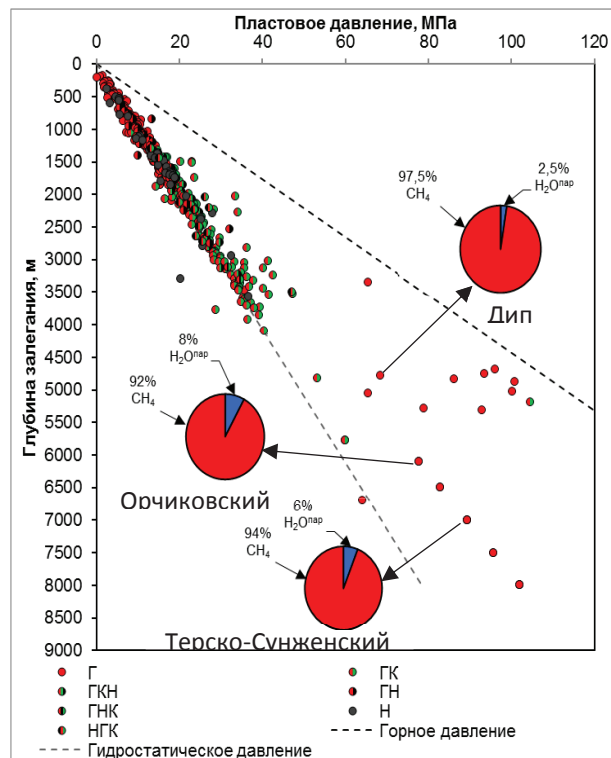


Рис. 2. Зависимость между глубиной расположения газовых и газоконденсатных месторождений и пластовым давлением
(Месторождения: Г– газовые; ГК– газоконденсатные; ГКН– газоконденсатонефтяные; ГН– газонефтяные; ГНК– газонефтеконденсатные; Н– нефтяные; НГК– нефтегазоконденсатные)

Таблица 1

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

Период разработки	Добыча газа за период, млрд. м ³	Пластовое давление, МПа	Влагосодержание пластового газа, мольная доля	Накопленный отбор конденсационной воды		Накопленный объем испарившейся остаточной воды, тыс. м ³
				жидкость, тыс. м ³	газовый эквивалент, 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.

1.2. Газоконденсатная залежь на естественном режиме разработки

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. 3). Постоянное присутствие растворенных

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

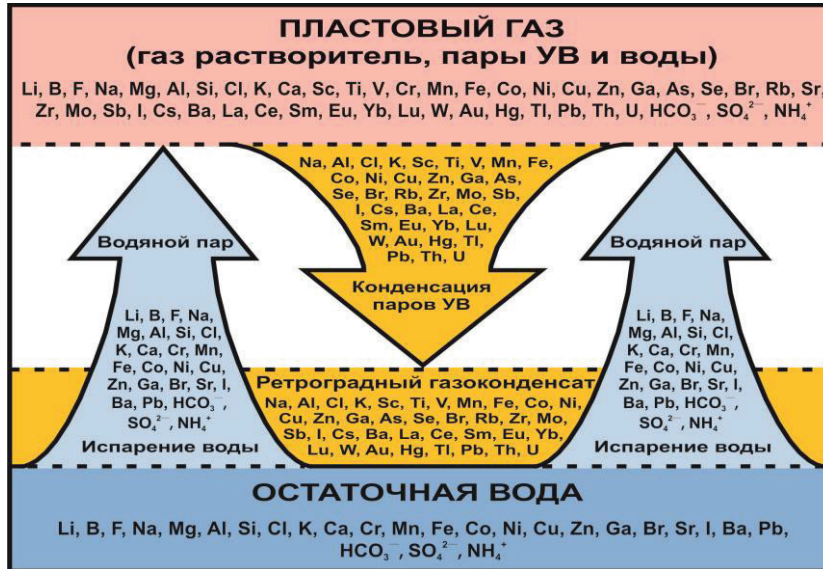


Рис. 3. Фазовые переходы в газоконденсатной залежи при разработке на естественном режиме при снижении пластового давления

1.3. Газоконденсатная залежь с применением сайклинг-процесса. Мгновенно-последовательные фазовые переходы флюидов в газоконденсатной залежи при сайклинг-процессе

Весьма сложные фазовые переходы флюидов наблюдаются в газоконденсатных залежах с применением сайклинг-процесса (обратная закачка сухого газа в газоконденсатную залежь), 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 воды. 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, 5, 6]. 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 подниматься 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 [5]. 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 превалирующего присутствия тех или иных химических элементов, растворенных в водяном паре малых по размерам парогазовых системах (рис. 6). 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 [5]. Превалирующий 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 [1].

2. Ионный состав конденсационных вод

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 ионами и микроэлементами (табл. 2).

Таблица 2

Ионный и микроэлементный состав (в мг/дм³) конденсационных и пластовых вод ряда газоконденсатных месторождений России

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}
1	2	3	4	5	6
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

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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
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	-

3. Некоторые важные результаты многолетних исследований взаимодействия газов и воды в разрабатываемых газоконденсатных залежах

В течение нескольких десятилетий осуществлялись детальные исследования взаимодействия газов и воды в разрабатываемых газоконденсатных месторождениях. По скважинам газовых и газоконденсатных месторождений Западного Предкавказья были отобраны десятки тысяч проб конденсационных и пластовых вод. Только по двум месторождениям (Ленинградское и Староминское) было отобрано 5669 проб конденсационных и пластовых вод. Были обнаружены и определены размеры формирующихся валов, флюидов перед внедряющейся в газоконденсатную залежь пластовой воды (рис. 4, 5).

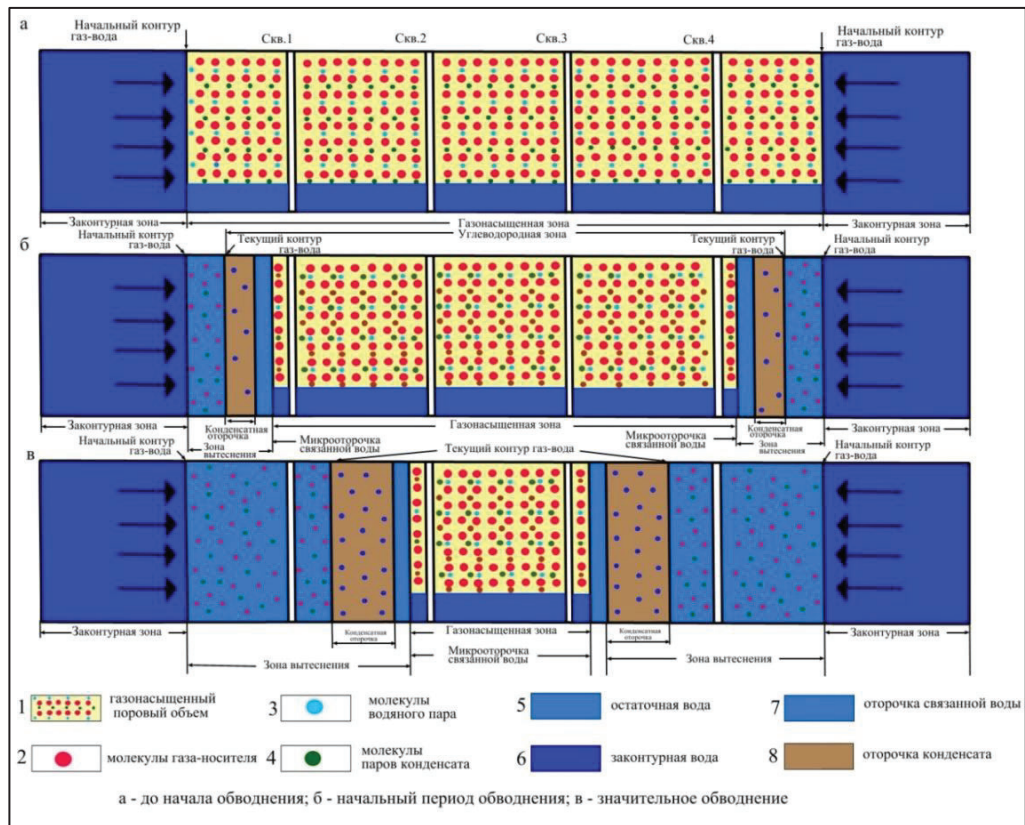


Рис. 4. Схема движения флюидов в газоконденсатной залежи при упруговодонапорном режиме

Для газовых и газоконденсатных залежей основной вывод заключается в том, что при сопряжении газа парогазовой смеси с водой любой минерализации конденсационные воды всегда являются пресными, что свидетельствует о переходе в газовую фазу залежи пресной влаги. Коэффициенты фракционирования свидетельствуют о способности перехода ионов и микроэлементов в парогазовую систему в сравнении с переходом иона, выбранного в качестве иона сопоставления [12]. На рис. 6 показана схема раздвоения при определенной температуре гомогенного потока, покидающего магматический очаг, при котором облегченный парогазовый поток опережает высоко минерализованный раствор, постепенно увеличиваясь в размере. При пересечении океанского дна облегченным парогазовым потоком образуются черные курильщички. Иногда магматический очаг покидает поток, в котором присутствует огромное количество облегченной парогазовой смесью, при пересечении океанского дна этим потоком может сформироваться гигантский океанский гидротермальный плюм с растворенными в нем ионами и микроэлементами. Он в состоянии пересечь морское дно и подняться на определенную высоту над океанским дном, и из него в течение некоторого времени выпадают химические элементы.

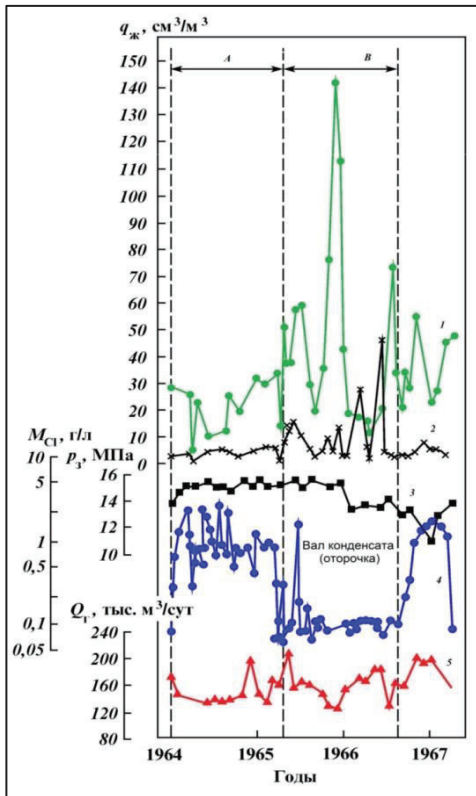


Рис. 5. Формирование эмульсии второго рода при обводнении скв. 17 Староминского газоконденсатного месторождения

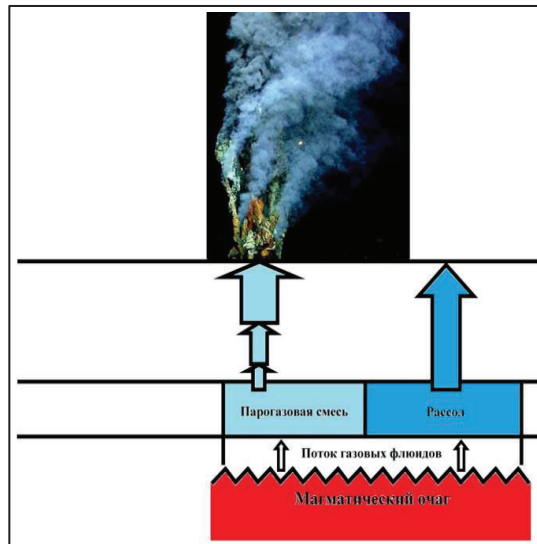


Рис. 6. Формирование двух парогазовых потоков флюидов

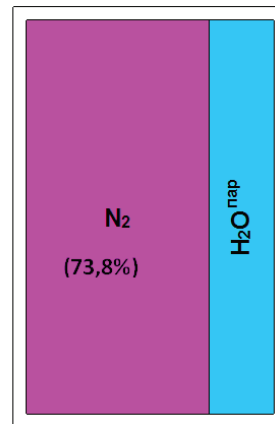
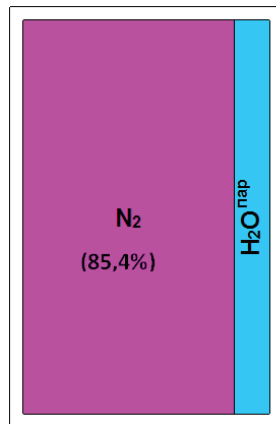
4. О возможном участии газов в работе океанского гидротермального процесса

Магматический очаг покидает высокотемпературный гомогенный газовый поток, состоящий из газов различного состава и водяного пара. При уменьшении температуры потока формируются два потока, один из которых имеет очень высокую минерализацию и представлен рассолом, второй представлен более подвижной парогазовой системой, в которой повышенное содержание газа-растворителя и пресной влаги. В большинстве случаев последний при малом своем объеме при пересечении морского дна полностью сбрасывает водяной пар с химическими элементами и все это выглядит в виде черных курильщиков (рис. 6). Как уже отмечалось, соотношение газа и водяного пара в парогазовой смеси, поступающей к океанскому дну, зависит от термобарических условий и минерализации сопряженной с газом воды.

Используя термобарические условия ряда гидротерм в виде парогазовых смесей, поступающих к океанскому дну [1], было рассчитано в них [6] соотношение газа-растворителя и водяного пара в парогазовых смесях на океанском дне (рис. 7). Как видно из приведенных данных, при очень высоких температурах поступающего из недр к океанскому дну в парогазовой системе содержание водяного пара может превалировать над содержанием газа-растворителя.

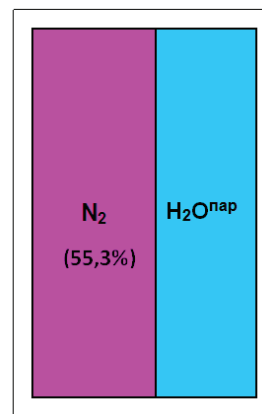
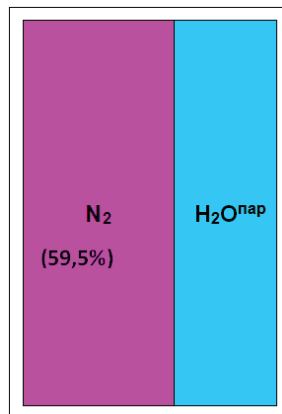
Cleft, 45° с. ш., Plume

Cleft, 45° с. ш., Pipe Organ



Бассейн Гуаймас, 4

21° с. ш., OBS



ТАГ, 26° с. ш., black smokers

Broken Spur, 29° с. ш., 4

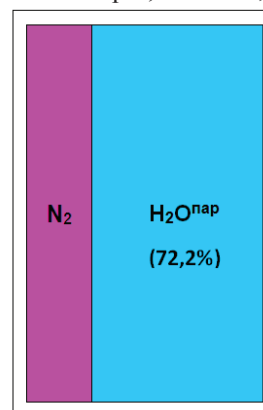
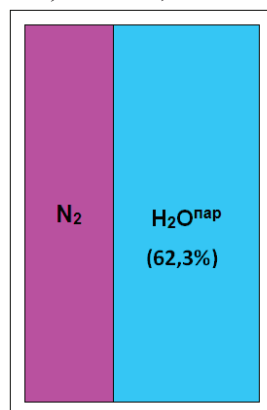


Рис. 7. Соотношение азота и водяного пара в гидротермах

На рис. 8 схематически показано формирование гидротермального плюма из парогазовой смеси.

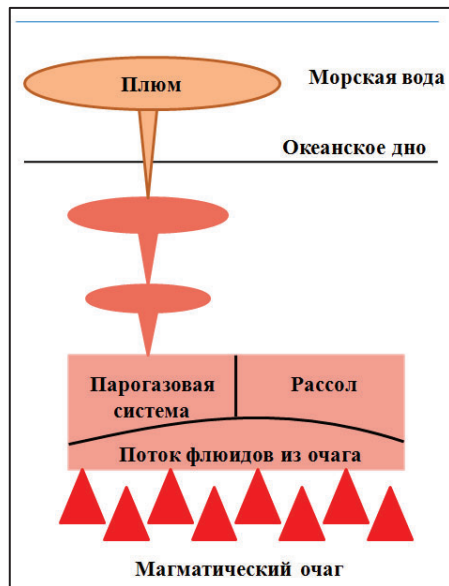


Рис. 8. Схема формирования гидротермального плюма из парогазовой смеси

В связи с высокими давлениями на выходе источников коэффициенты объема газа на океанском дне малы и составляют от 0,00333 до 0,00900 м³/нм³, или 1 м³ азотной парогазовой смеси в стандартных условиях при термобарических параметрах на океанском дне занимает объем от 5,1 до 10,1 л. Весьма значительны объемы азотных парогазовых и газопаровых смесей в 1 м³ сжатого газа, которые достигают от 111,1 до 300,5 м³, что обуславливает значительную массу химических элементов, растворенных в водяном паре смесей, составляющую в источниках от 1,17 до 21,39 г/ м³. Результаты подтверждают выводы авторов [1-13].

Литература

1. Гричук Д.В. Термодинамические модели субмаринных гидротермальных систем. М.: Научный мир, 2000. 304 с.
2. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтегазопромысловая гидрогеология. М.: Недра, 1983. 199 с.
3. Контроль за процессом обводнения газовых и газоконденсатных месторождений по гидрохимическим показателям / И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин и др. / Обзорная информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1967. 48 с.
4. Взаимосвязь природных газов и воды / В.И. Петренко, Н.В. Петренко, В.Г. Хадыкин, В.Д. Щугорев. М.: Недра, 1995. 279 с.
5. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ / В.И. Петренко, В.В. Зиновьев, В.Я. Зленко и др. М.: Недра, 2003. 511 с.
6. Петренко В.И., Зленко В.Я., Петренко Н.Н. Геолого-геохимическая роль газоэвапоригенной влаги природных парогазовых систем // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами. Труды Всероссийской конференции с участием иностранных учёных. Томск: Изд-во НТЛ. 2012. С. 409–413.
7. Петренко В.И., Соломахин В.И. Организация и методика проведения комплексного исследования газоконденсатных скважин (на примере Ленинградского месторождения Краснодарского края) // Газовые и газоконденсатные месторождения / Обзор. М.: ЦНИИТЭИнефтегаз, 1963. С. 23–65.

8. *Петренко В.И.* О формировании гидротерм из глубинных парогазовых смесей // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Технические науки. 1987. № 3. С. 6–10.
9. *Петренко В.И.* Оценка масштабов переноса металлов углеродистыми газами через океаническую кору // Третье Всесоюз. совещ. по геохимии углерода. Тез. докл. (Москва, 9–10 дек. 1991 г.). Т. 2. М.: Ин-т геохимии и аналит. химии, 1991. С. 324–325.
10. *Петренко В.И., Петренко Н.В.* О роли природных газов в формировании океанических железомарганцевых конкреций // Геологический журнал, 1992. № 2. С. 45–54.
11. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку / *Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др.* М.: Недра, 1973. 264 с.
12. *Султанов Б.И.* Глубинные конденсатные воды газоконденсатных месторождений и условия их формирования // Докл. АН Азерб. ССР, 1961. Т. XVII. № 12. С. 1165–1167.
13. *Шварцев С.Л.* Общая гидрогеология. М.: Недра, 1996. 425 с.