

сколько важных аспектов распространения волн подразумеваются под этим простым результатом.

Например, если $\sqrt{\frac{g}{H_s}}$ изменяется с высотой, то волны постоянной частоты распространяются вдоль криволинейных траекторий. Частота волны не может быть больше, чем $\sqrt{\frac{g}{H_s}}$. Когда $\omega = \sqrt{\frac{g}{H_s}}$, то $\beta = 0$, значит, волна распространяется горизонтально, а частицы воздуха колеблются вертикально. Когда $\omega/\sqrt{\frac{g}{H_s}}$ очень малая величина, соответствующая сильному расслоению или длинным волнам, β приближается к $\pi/2$, волна распространяется почти вертикально, и частицы воздуха колеблются почти горизонтально. Мы видим, что спектр частоты гравитационных волн ограничен этими двумя пределами.

ВЫВОД

Частота колебаний по вертикали смещенных от положения равновесия частиц воздуха в устойчиво стратифицированной атмосфере равна частоте Брента – Вайсяля. Это резонансная (собственная) частота колебания воздуха, и даже если бы можно было вообразить некоторый процесс, который вызовет вертикальную вибрацию с частотой, большей, чем частота Брента – Вайсяля, то эта вибрация не будет подержана плавучестью атмосферы, и амплитуда колебания уменьшилась бы быстро с расстоянием от точки принуждения. Таким образом, максимальная частота гравитационных волн равна частоте Брента – Вайсяля; однако, существует широкий спектр волн, частоты которых меньше этого значения. Иногда ошибочно предполагается, что у гравитационных волн есть только частота, равная частоте Брента – Вайсяля. Ясно, что это не правильно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гилл А. Динамика атмосферы и океана / А. Гилл. М.: Мир, 1986, Т. 1, 399 с.; Т. 2, 416 с.
2. Закинян Р.Г. Изменение параметров поднимающегося подоблачного воздуха / Р.Г. Закинян, М.Д. Атабиев, М.А. Волочай, М.Н. Грицаева // Естественные и технические науки, 2010. №2. С. 297–303.
3. Holton J.R. An Introduction to Dynamic Meteorology. Forth edition / J.R. Holton. Elsevier, 2004, p. 540.

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ, №4, 2016

УДК 550.8:553.98

Петренко В.И. [Petrenko V.I.],
Петренко Н.Н. [Petrenko N.N.],
Петренко И.Н. [Petrenko I.N.]

ГАЗОЭВАПОРИГЕННАЯ ВЛАГА КАК ГЕОЛОГО ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ФЕНОМЕН ПЛАНЕТАРНОГО МАСШТАБА

Gasevaporated moisture as the geologic- geochtmical phenomenon of the planetary scale

Уже сам процесс образования газоэвапоригенной влаги (ГЭВ) является уникальным геохимическим явлением. Это наглядно доказывается присутствием водяного пара в газовых и газоконденсатных залежах в зонах земной коры, в которых из-за высокого флюидного давления вода может находиться только в жидкой фазе в пределах докритических температур для пресной воды (374 °С) и ее рассолов (500–700 °С). Появление в этой зоне, всегда водонасыщенной, свободного скопления газа, от зародышевых пузырьков до целых залежей, приводит к образованию двойной системы в виде парогазовой смеси. В последней всегда присутствует водяной пар, который следует называть газоэвапоригенной влагой (водяной пар, образовавшийся в результате испарения воды газом), что доказано многочисленными экспериментами в установках высокого давления и многолетней разработкой многочисленных отечественных и зарубежных газовых и газоконденсатных месторождений (сотни месторождений), а также газовых шапок нефтегазовых залежей. Влагосодержание парогазовых смесей зависит от природы газа (CH₄, CO₂, H₂S, N₂, CO, COS, H₂, NH₃, SO₂, SO₃, He, Ar, Xe и др.), термобарических параметров системы (в месторождениях углеводородов пластовые давление и температура), минерализации сопряженной с газом воды (в залежах остаточная вода). ГЭВ и её дериват в виде конденсационной воды участвует в проявлении многих геолого-геохимических процессов как в залежах углеводородов и в подземных хранилищах газа (ПХГ), так и в континентальной и океанической земных корах. Важной особенностью ГЭВ является массоперенос химических элементов, что позволяет предположить о возможном извлечении ряда химических элементов, включая редкие земли, из природных вод, включая морскую воду. Результатами данной работы являются многолетние кропотливые исследования по затронутой проблеме.

The process of forming the gasevaporated moisture is already being itself the unique geochemical phenomenon. This has visually been proved by the presence of aqueous vapour in the gas and gas-condensate deposits of the zones of the earth core in which owing to high fluid pressure the water can be present only in a liquid phase within the undercritical temperatures for fresh water (373 °C) and its brines (400–600 °C). The appearance in this zone, as a rule, always watersaturated, of the free gas accumulation, from nucleus bubbles to the whole deposits, leads to the formation of the double system as vapourgas mixtures. In the mentioned mixtures the aqueous vapor is always present of gasevaporated moisture (aqueous vapour formed as a result of the gas free accumulation which evaporated the liquid water). This had been proved by the nomerous experiments in the high pressure installations and by the development of numerous domestic and foreign gas and gas-condensate deposits and also the caps of oilgas deposits. The moisture content of the vapourgas mixtures depends on the gas ,moistures (CH₄, CO₂, H₂S, N₂ and so on), thermobaric parameters of the system (that is, pressure and temperature in the hydrocarbon deposits), mineralization of the water conjugated with gas) the residual water in the deposit. Gasevaporated moisture and its derivate as the condensational water takes part in the manifestation of a great number of geologic and geochemical processes both in the hydrocarbon deposits and in the earth core. The important peculiarity of the e gasevaporated moisture is mass transfer of chemical elements including rare earths. The results of the given work have been the laborious investigations on the mentioned problem for many years.

Ключевые слова: газ, вода, парогазовая смесь, химические элементы, массоперенос.

Key words: gas, water, vapourgas mixture, chemical elements, mass transfer.

ВВЕДЕНИЕ

Согласно представлениям С.Л. Шварцева [1], на планете Земля существуют четыре глобальных круговорота воды, к которым приурочены четыре генетические группы подземных вод (табл. 1).

В приведенной генетической классификации в климатическом круговороте воды выделены конденсационные воды. В данном случае речь идет о зоне аэрации, в которой в поры пород проникает водяной пар земной атмосферы, и конденсируясь превращается в конденсационную воду.

Среди специалистов газового профиля уже давно известны конденсационные воды другого генезиса. Это воды, как правило, получаемые в поверхностных сепарационных установках по подготовке газа к транспорту.

Еще в начале XX века (1919 г.) Р. Миллсом и Р. Уэллсом была обнаружена способность газов поглощать молекулярную влагу [2]. Позже способность газов растворять воду при различных термобарических условиях была детально изучена Р. Олдсом, В. Сейджем, У. Лесли (1942 г.) [2], Р. Кобаяши, Д. Катцем (1953 г.) [2], М.И. Гербер (1957 г.), Т.П. Жузе (1960 г.), Б.И. Султановым [3], А.Ю. Намиотом (1971 г.), и др.

В СССР конденсационные воды впервые были описаны Б.И. Султановым в 1961 г. [3]. В последующие годы генезису, ионному, солевому и микроэлементному составу конденсационных вод была посвящена обширная научная литература [4–7]. Уже тогда было обращено внимание на значительное отличие в минерализации конденсационных и пластовых вод, и впервые на Кубани это отличие было применено для обнаружения поступления законтурных и подошвенных пластовых вод в газовые и газоконденсатные скважины и залежи. Так появился гидрохимический метод контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин и залежей. В течение короткого периода на Ленинградском газоконденсатном месторождении Западного Предкавказья были уточнены все детали применения данного метода [4–7], и он, начиная с месторождений Кубани, сравнительно быстро распространился на все газодобывающие регионы СССР [8].

Обращает на себя внимание особый генезис газовой фазы (водяной пар) воды газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с газовой шапкой, а также газовой фазы воды любых по размерам гомогенных скоплений газов в земной коре. Заключается он в следующем.

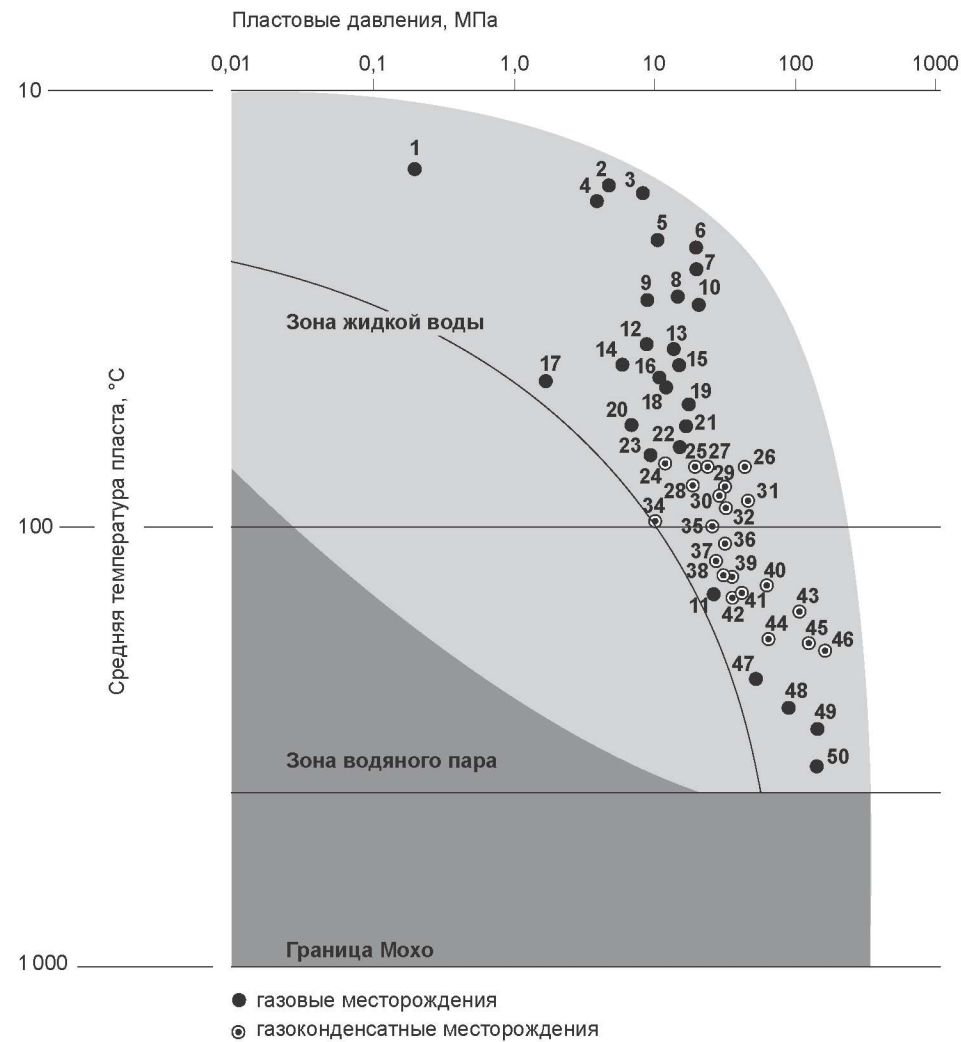
На Земле мало районов, в которых вода может присутствовать в виде пара. Известны немногочисленные геотермальные системы, такие как Камчатка в России, Лардерелло в Италии, Гейзеры в США, Мацукава в Японии и др., в которых из пробуренных на большой площади скважин получают пар при температурах от 100 до 200 °С. В большей части земной коры флюидное (в основном вода [9]) давление настолько значительно, что на любых отметках, вплоть до глубин распространения критической температуры для чистой воды (374 °С) и ее растворов (500–700 °С), вода может находиться только в виде жидкости [В.И. Смирнов, 1982]. Имеется, однако, удивительное исключение из этого «правила»: в случае наличия в земной коре газово-

Табл. 1. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД [1]

Круговорот воды	Генетическая группа подземных вод	Генетический тип воды
Климатический	Метеорные	Инфильтрационные Конденсационные
Геологический	Седиментационные	Погребенные Элизионные Возрожденные (синтезированные)
Мантийный	Ювенильные	Магматогенные Интрателлурические (сквозьмагматические)
Мантийно-океанический	Талассогенные	Литификационные Рифтогенные Субдукционные

го скопления любого размера, от критического пузырька до газовой залежи, сформированного любым газом, в нём присутствует водяной пар. Происходит интраиспарение воды в газ [9]. Газ «принудительно» осуществляет фазовый переход жидкой воды в пар в «запретной» для его присутствия зоне, охватывающей всю земную кору от глубин распространения критических температур для воды и ее растворов вплоть до земной поверхности (рис. 1). Из рисунка 1 видно, что все месторождения углеводородов расположены в земной коре в зоне распространения жидкой воды, однако удивительная способность газов растворять воду при любых термобарических условиях обуславливает её присутствие в этой зоне в газовой фазе. Поэтому образующуюся по данному механизму парообразную влагу следует называть газоэвапоригенной влагой, т.е. сформированной газом. Известно, что все породы земной коры насыщены водой [9], и её количества всегда достаточно для полного насыщения влагой любых по размерам гомогенных скоплений природных газов. Таким образом, все газовые скопления в земной коре, включая месторождения газообразных углеводородов (УВ), представлены парогазовыми смесями, состоящими из газа-растворителя и газоэвапоригенной влаги. Можно предполагать, что водяной пар в виде газоэвапоригенной влаги природных парогазовых смесей отличается по своим физико-химическим свойствам от водяного пара, находящегося в сопряжении с дистиллированной водой [10]. Можно также утверждать, что превращение части жидкой воды в пар в области земной коры, «запретной» для водяного пара, есть спонтанное стремление подземной флюидной системы перейти в состояние с большей энтропией [11].

Многочисленными анализами (десятки тысяч проб воды, отобранных из скважин газовых и газоконденсатных месторождений России и проанализированных на содержание химических элементов и ионов) доказано, что при сопряжении парогазовой смеси с водой любой минерализации, вплоть до рассолов, конденсационная вода, являющаяся дериватом сконденсиро-



1 – Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, 2 – Жуковское, 3 – Среднеямальское, 4 – Краснооктябрьское, 5 – Родинское, 6 – Совхозное, 7 – Кунакбаевское, 8 – Преображенское, 9 – Урицкое, 10 – Оренбургское, 11 – Мирненское, 12 – Анастасиевско-Троицкое, 13 – Рыбальское, 14 – Икибурульское, 15 – Куцевское, 16 – Бейсугское, 17 – Убеженское, 18 – Деминское, 19 – Первомайское, 20 – Безопасненское, 21 – Эрри, 22 – Каневское, 23 – Ладожское I, 24 – Расшеватское, 25 – Шарихан-Ходжабад, 26 – Машевское, 27 – Ленинградское, 28 – Сотэ-Юганское, 29 – Уренгойское, 30 – Надымское, 31 – Космачское, 32 – Хасси Р'Мель, 33 – Челбасское, 34 – Александровское, 35 – Калужское, 36 – Еланское, 37 – Майкопское, 38 – Майкопское, 39 – Русский Хутор Северный, 40 – Сундукли, 41 – Степное, 42 – Некрасовское, 43 – Малосса, 44 – Гомез, 45 – Томасвиль, 46 – Западный Пиней Вудс, 47 – Молв, 48 – Скважина 1 Смит Лиз, 49 – Скважина 1 Бенавадес, 50 – Гипотетическое.

Рис. 1.

Расположение газовых и газоконденсатных месторождений в земной коре в зависимости от термобарических параметров залежей.

Табл. 2. СОПОСТАВЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ В КОНДЕНСАЦИОННОЙ И ПЛАСОВОЙ ВОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАССИ Р'МЕЛЬ

Элемент	Содержание элементов в воде, мг/дм ³		Коэффициенты	
	пластовой	конденсационной	распределения	фракционирования
Na ⁺	105642	42,3	0,00040	1
K ⁺	2446	17,52	0,0072	18
Ca ²⁺	12652	34,52	0,0027	6,8
Mg ²⁺	540,8	3,37	0,0062	15,5
Cl ⁻	190544	138,45	0,00073	1,8
HCO ³⁻	227,3	22,39	0,098	245
SO ₄ ²⁻	2195	31,42	0,0143	35,8
Li	40,4	0,094	0,00233	5,8
Al	1,0	0,58	0,580	1450
Si	15,3	0,74	0,0484	121
Cr	0,97	0,069	0,0711	178
Mn	91,6	3,02	0,0330	82
Fe	155,1	98,63	0,636	1590
Co	2,57	0,10	25,7	64250
Ni	2,57	0,50	0,195	488
Cu	1,74	5,14	2,954	7385
Zn	83,6	4,37	0,0523	131
Ga	8,42	0,16	0,0190	48
Br	330	0,118	0,000358	0,90
I	3,0	0,00956	0,00387	7,97
Сумма главных ионов	314247,1	289,97	0,000923	3
Сумма микроэлементов	736,27	113,53056	0,154197	385
Сумма всех элементов	314983,37	403,50056	0,00128	3,20

вавшейся газозапаригенной влаги, всегда представлена низкоминерализованным раствором [11]. В качестве примера в таблице 2 приведено сопоставление содержания химических элементов и ионов в конденсационной и пластовой водах газоконденсатного месторождения Хасси Р'Мель.

Из приведенных данных видно, что для многих микроэлементов, от Mn до Zn, коэффициент распределения сравнительно высок. Если взять за основу коэффициент распределения хлорид-иона, то «летучесть» (коэффициент «фракционирования») тех же микроэлементов весьма значительна. Сопоставление коэффициентов распределения химических элементов между пластовой и конденсационной водами показывает, что переход микроэлементов в газозапаригенную влагу в среднем в 340 раз превышает переход в водяной пар макроэлементов.

Газозапаригенная влага в жидкой фазе (конденсационная вода) участвует в геологическом, мантийном и мантийно-океаническом круговоротах воды (см. табл. 1). В геологическом круговороте жидкая фаза ГЭВ выступает в виде седиментационных (погребенных) вод в виде составной части парогазовых смесей свободных газовых скоплений; в мантийном круговороте эти воды являются составной частью ювенильных вод, так как при температурах ниже критической для воды и её растворов соотношение водяного пара и газов в отделяющемся от магматического расплава флюиде контролируется влажностью [11]; в мантийно-океаническом круговороте эти воды выступают в роли субдукционных вод, так как в поддвигаемой плите сохраняются залежи природных газов, представленные парогазовыми смесями.

Обычно изучают конденсационную воду, представляющую собой дериват водяного пара сложной по составу парогазовой смеси (газ-носитель – пары высококипящих углеводородов – пары воды), в подавляющем большинстве случаев не предполагая об особой геолого-физической и геохимической роли газозапаригенной влаги. А роль эта весьма многообразна и значительна.

Наши тщательные многолетние исследования по рассматриваемой проблеме [11–25, 28] свидетельствуют о том, что ГЭВ влияет на проявления многих природных процессов как в месторождениях углеводородов и подземных хранилищах газа, так и за их пределами, т.е. в земной коре.

РЕЗУЛЬТАТЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБСУЖДЕНИЯ МАТЕРИАЛА

1. В месторождениях углеводородов газозапаригенная влага:

- влияет на подсчёт начальных и текущих запасов газа и конденсата, особенно в газовых и газоконденсатных месторождениях с повышенной температурой ($T > 150$ °C) (табл. 3).

Как следует из таблицы 3, в Мирненском ГКМ Центрального Предкавказья при начальных термобарических условиях

Табл. 3. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ГАЗА (W) РЯДА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ И МИРА К НАЧАЛУ И К КОНЦУ ИХ РАЗРАБОТКИ

Месторождение	Начальные условия			Конец разработки			Возрастание W, мол. доля
	T, °C	P, МПа	W, мол. доля	T, °C	P, МПа	W, мол. доля	
Ленинградское	72,5	22,14	0,0040	72,5	3,0	0,0147	0,0107
Каневское	80,0	18,44	0,0059	80,0	3,0	0,0197	0,0138
Крыловское	91,0	22,19	0,00761	91,0	3,0	0,0299	0,0223
Сердюковское	110,0	27,57	0,0125	110,0	5,0	0,0429	0,0304
Майкопское	127,9	29,68	0,0210	127,9	7,0	0,0607	0,0397
Митрофановское	149,0	36,20	0,0331	149,0	7,0	0,111	0,0779
Мирненское	142,0	24,98	0,0220	142,0	5,0	0,115	0,0765
Гомез	177,0	64,0	0,0457	177,0	10,0	0,175	0,129
Арун	178,0	49,0	0,0558	178,0	10,0	0,179	0,123
Мэри Энн	232,0	75,8	0,122	232,0	20,0	0,320	0,198
Берта Роджерс 1	250,0	140,0	0,112	250,0	20,0	0,423	0,311

($P = 24,98$ МПа, $T = 142$ °C) газозапаригенная влага в пластовом газе составляла 3,85 об %, а при понижении пластового давления до 5 МПа её доля возросла до 7,65 об %. Не учёт парообразной влаги ведет к ошибкам (в сторону завышения) при подсчете запасов УВ на величину, равную объёмной доли ГЭВ в пластовом газе.

В высокотемпературных газовых залежах даже при начальных термобарических условиях ошибка достигает значительных величин. Для месторождения Арун с температурой 178 °C и начальном давлении 49 МПа не учёт присутствия в пластовом газе парообразной влаги приведёт к завышению начальных запасов газа на 5,58 %. В залежи с температурой 280 °C, близкой к температуре газовой залежи Бенавадес (291 °C) [26], при подсчёте начальных запасов газа без учёта присутствия ГЭВ при давлении 30 МПа парообразная влага будет составлять более 40 об. % ($80 \cdot 10^9$ м³ метана и $76 \cdot 10^9$ м³ водяного пара). Следует напомнить, что при существующем методе подсчёта начальных запасов газа $76 \cdot 10^9$ м³ водяного пара могут быть ошибочно приняты в качестве метана. При длительной разработке подобной залежи пластовый газ из парогазовой смеси превратится в газопаровую систему, когда газозапаригенная влага будет превалировать в залежи. Так, при отборе пластового газа в количестве $40 \cdot 10^9$ м³ соотношение флюидов в залежи будет таково: $52 \cdot 10^9$ м³ метана и $80 \cdot 10^9$ м³ ГЭВ;

— **повышает флюидное давление в газовых и газоконденсатных залежах** и в газовых шапках нефтегазовых месторождений на величину парциального давления ГЭВ при существующих в залежах термобарических параметрах и минерализации остаточной воды.

— **обуславливает привнос энергии в пластовый газ** в результате испарения остаточной воды и образования паробразной влаги. При изотермическом снижении пластового давления в газовых и газоконденсатных месторождениях возрастает влагоёмкость пластового газа. Дефицит влаги компенсируется испарением остаточной воды.

Превращение части остаточной воды в пар и приобщение этого пара к пластовому газу адекватно закачке объёма газа в залежь, равного объёму вновь сформировавшейся ГЭВ. Кроме того, происходит привнос энергии в пластовый газ, которая, по-видимому, равна энергии, затраченной на испарение остаточной воды.

Наша оценка показала, что в 8 газовых и ГКМ России и Украины (Сенгилеевское, Мирненское, Крыловское, Березанское, Северо-Ставропольское, Вуктыльское, Оренбургское, Шебелинское) за 21 год разработки испарилось $2,51 \cdot 10^6$ м³ остаточной воды с образованием $3,31 \cdot 10^9$ м³ ГЭВ, и суммарный привнос энергии в пластовый газ составил $5,66 \cdot 10^9$ МДж.

— **влияет на состав пластовых парогазовых смесей.** Это обусловлено как различной растворимостью углеводородов в водяном паре, так и различным взаимодействием молекул воды с молекулами отдельных углеводородов. Экспериментальные исследования, выполненные С.Н. Белецкой [27] во ВНИГРИ (Санкт-Петербург) показали, что углекислый газ, пропущенный через влажный мергель, в значительно большем количестве в сравнении с «сухим» СО₂ извлекает хлороформенного битумоида, а в его составе ароматических углеводородов, и даже масел и асфальтенов.

Наш предварительный расчет показал, что в залежи Ленинградского ГКМ образовавшаяся в пластовом газе глобула газоконденсата размером 1 нм испытывает $1,97 \cdot 10^{39}$ с⁻¹ соударений с молекулами чистой воды, а с молекулами воды, имеющими связь с двумя ионами хлора, глобула газоконденсата соударяется $0,66 \cdot 10^{39}$ с⁻¹, или в три раза реже. Таким образом, в результате захвата глобулами газоконденсата в первую очередь молекул «чистой» ГЭВ создается представление, что происходит сопряженная ретроградная конденсация С_{5+В} и водяного пара.

— **способствует образованию в пласте обратной эмульсии** (вода в газоконденсате) при ретроградной конденсации С_{5+В}. Образование такой эмульсии было установлено на Ленинградском и Староминском ГКМ Западного Предкавказья: при прохождении вала газоконденсата через призабойные зоны скважин перед их обводне-

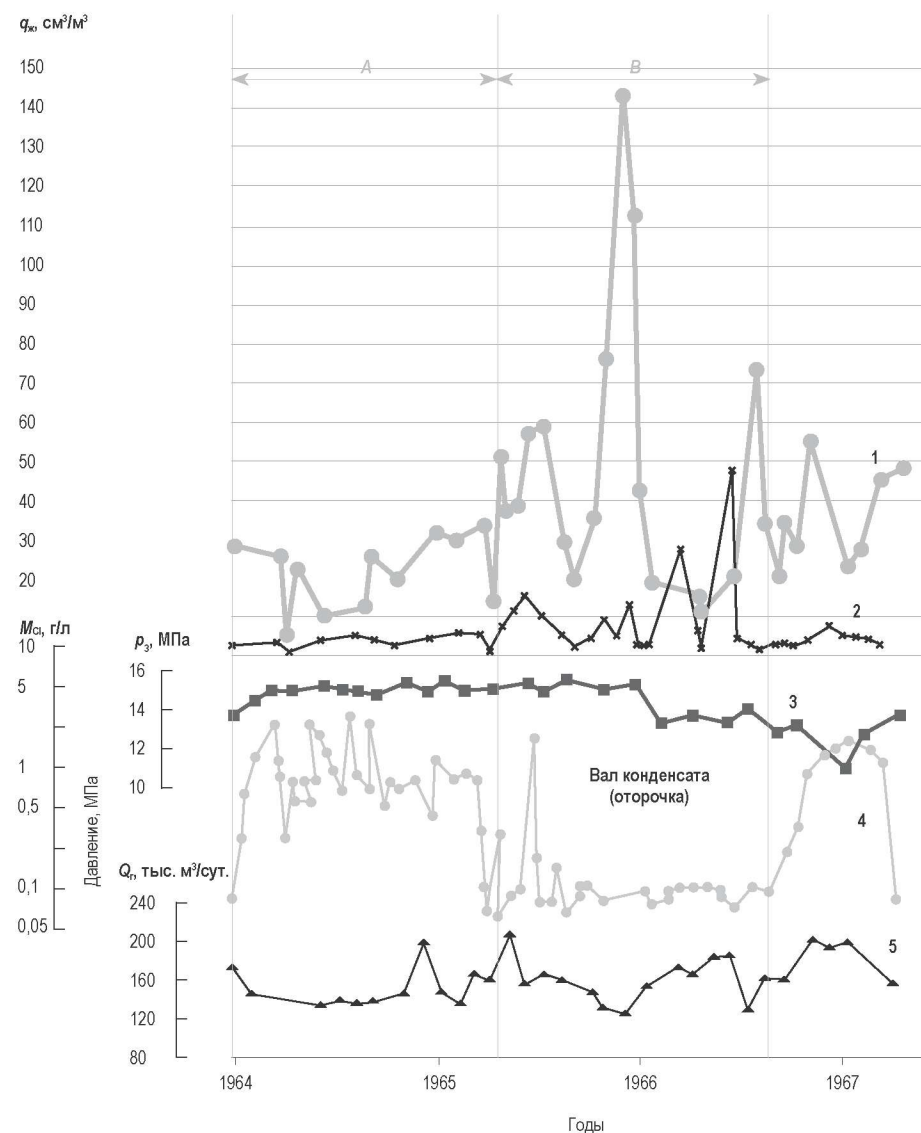


Рис. 2.

Основные показатели эксплуатации скважины 17 Староминского газоконденсатного месторождения:

- А, В – периоды эксплуатации до прохождения и при прохождении вала конденсата;
 1 – выход резервуарного конденсата;
 2 – выход воды;
 3 – давление в затрубном пространстве;
 4 – содержание хлорид-иона в воде;
 5 – дебит газа.

нием получали в повышенных количествах конденсационную воду пониженной минерализации [11]. Пониженная минерализация воды в эмульсии обусловлена более частым соударением молекул чистой воды, т.е. молекул, не отягощенных ионами, с образовавшейся критической глобулой газоконденсата.

— **ускоряет сегрегацию заземленного водой газа в обводненной зоне.** Чем выше пластовая температура и чем на большую величину снижено давление в зоне вытеснения, тем больший объём заземленного водой газа представлен газозапаригенной влагой, что ускоряет сегрегацию заземленного газа [21]. Ускоренная сегрегация газа в обводнившихся зонах залежей была отмечена на ряде газоконденсатных месторождений Западного Предкавказья.

— **повышает конденсатоотдачу при сайклинг-процессе** в результате растворения части высококипящих углеводородов не только в «сухом» газе-носителе, нагнетаемом в пласт, но и в газозапаригенной влаге, образующейся при испарении остаточной воды в нагнетаемый «сухой» газ [27]. Особенно заметное увеличение конденсатоотдачи будет наблюдаться в высокотемпературных газоконденсатных залежах.

— **повышает нефтеотдачу при нагнетании в нефтяную залежь CO_2 .** В сравнении с метаном углекислый газ обладает более высокой влагоёмкостью. При его закачке в пласт он в результате испарения остаточной воды насыщается газозапаригенной влагой, и часть нефти дополнительно испаряется в водяной пар. Высокая смесимость CO_2 с углеводородами нефтяного ряда в определенной мере обусловлена образованием в пласте углекислой парогазовой смеси.

— **способствует проявлению внутреннего флюидонапорного режима** (миграция флюидов из неколлекторов в коллекторы залежи). Большинство месторождений представлено переслаиванием пород различной пористости, проницаемости и флюидонасыщенности. Среди них выделяются кондиционные коллекторы, в которых ведётся подсчёт запасов нефти и газа, некондиционные коллекторы, в которых имеются ресурсы нефти и газа, но они не учитываются при подсчёте запасов углеводородов, а также неколлекторы, поровое пространство которых частично насыщено углеводородами при преобладающем содержании поровых вод. Отбор углеводородов из кондиционных коллекторов обуславливает возникновение перепада давления в среде флюидов, насыщающих породы-неколлекторы и кондиционные коллекторы. Площади сопряжения неколлекторов с коллекторами могут достигать огромных величин. Так, в месторождении Хасси Р'Мель в Алжире площадь сопряжения неколлекторов с коллекторами превышает $40 \cdot 10^3$ км² [12]. Поэтому даже при высоких значениях начальных градиентов давления незначи-

тельное снижение пластового давления обуславливает частичную миграцию флюидов из пород-неколлекторов в коллекторы [11].

— **обуславливает более быстрое проникновение газов к земной поверхности** над газо-водяными и водо-нефтяными контактами залежей углеводородов. Эмпирические данные свидетельствуют о наличии над залежами углеводородов газовых геохимических аномалий [С.Г. Саркисян, 1982 и др.], причем наиболее контрастными аномалии отмечаются над контактами углеводороды-вода. Механизм их образования не раскрыт. В нашем представлении при разрушении залежей УВ мигрирующий в окружающую водонапорную систему газ проходит в зоне контакта через пузырьковую стадию (энергетически выгодное образование). Критические пузырьки исчезают с проявлениями пневмоконденсационной кавитации [15, 17], при которой в кровельную часть пласта со скоростью в несколько десятков метров в секунду выбрасывается микроструя жидкости с растворенным в ней газом. Происходит своеобразное нагнетание газа в кровлю залежи и далее к земной поверхности.

— **формирует оторочки опресненных вод** под нефтяными оторочками нефтегазоконденсатных месторождений. На стадии разрушения залежей углеводородов поступающие в законтурную зону пузырьки газа, схлопываясь, сбрасывают газозапаригенную влагу, которая образует с нефтью эмульсию 2-го рода. Нефть, выступающая в роли дисперсионной среды, не позволяет контактировать опресненной воде с подстилающей залежью минерализованной водой. В месторождении Хасси Р'Мель обнаружена оторочка воды с минерализацией 25 г/дм³, подстилаемая рассолом с минерализацией 360–400 г/дм³ [12]. Эмульсии подобного рода не разрушаются благодаря спонтанному проявлению пневмоконденсационной кавитации [11, 15, 17].

— **ускоряет продвижение внедрившейся в газовую залежь пластовой воды** из зоны вытеснения в оставшуюся газонасыщенную область в случае снижения давления в зоне вытеснения. Это обусловлено увеличением объема заземленного газа в обводненной зоне по причине его расширения, а также возрастания его влагосодержания и наличием перепада давления, направленного от периферии залежи к ее центру. Чем выше температура в пласте, тем заметнее влияние газозапаригенной влаги на внедрение воды в залежь.

— **увеличивает объём внедряющейся в газовую залежь законтурной пластовой воды** на величину объема сжатой газозапаригенной влаги при текущих термобарических условиях в случае выделения водорастворенного газа в свободную фазу в приконтурной зоне. Как и в предыдущем случае, влияние газозапаригенной влаги зависит от пластовой температуры: чем выше температура, тем больший

объем законтурной воды внедряется в залежь из-за большего присутствия паробразной влаги в парогазовой смеси.

— **способствует выпадению солей в фонтанных трубах и установках по подготовке газа к транспорту** [А.А. Кутюва, 1973, В.С. Мерчева, 2004], в особенности в случае наличия в добываемом газе в виде примеси минерализованных пластовых вод. Значительное снижение давления при умеренном снижении температуры повышает влагоемкость поступающего по фонтанным трубам газа, в результате чего происходит испарение части пластовых вод, сопровождающееся концентрированием в них солей и их выпадением в виде осадка.

— **повышает конденсатоотдачу газоконденсатного месторождения при сайклинг-процессе** в результате растворения в повышенных количествах ретроградного конденсата в водяном паре, образуемом от испарения остаточной воды в нагнетаемый сухой газ. Результаты экспериментов, выполненных в Оренбурге под руководством В.Ф. Перепеличенко [11], показали, что в единице объема водяного пара растворяется большее количество углеводородов в сравнении с их растворимостью в газе. Следовательно, образующийся при сайклинг-процессе водяной пар в результате испарения остаточной воды вбирает в себя повышенное количество ретроградного конденсата, увеличивая его потенциальное содержание в пластовом газе.

— **обуславливает осушение призабойных зон скважин.** В месторождениях с газовым и упруговодонапорным режимами разработки в результате возрастающей влагоемкости поступающего к забоям скважин газа происходит испарение остаточной воды с образованием газозапарогенной влаги. При работе скважин с высокими дебитами газа, способствующими выносу капельной влаги из фонтанных труб, в призабойной зоне, а в дальнейшем и на некотором удалении от нее может произойти полное испарение остаточной воды. В месторождении Хасси Р'Мель при сайклинг-процессе остаточная вода полностью испарилась в среднем на расстоянии 60 м от нагнетательных скважин (56 скважин). Следовательно, на таком расстоянии от скважин в поровом пространстве произошло выпадение солей.

2. В подземных хранилищах газа газозапарогенная влага:

— **увеличивает объем закачиваемого в ПХГ газа на объем газозапарогенной влаги, образующейся в результате испарения остаточной воды в нагнетаемый сухой газ.** Испарение остаточной воды обуславливает некоторое повышение проницаемости пласта-коллектора, и как следствие этого увеличение дебита газа. Однако в

случае высокой пластовой температуры возрастание дебита пластового газа может происходить не за счет увеличения в нем доли углеводородной фракции, а за счет увеличения доли газозапарогенной влаги. Как и в газовых залежах, в ПХГ, созданных в выработанных газовых залежах с высокопроницаемыми коллекторами и эксплуатируемых при газовом режиме (хадумский горизонт Северо-Ставропольского ПХГ) может происходить полное осушение призабойных зон скважин, а также частичное осушение их депрессионных воронок.

— **способствует проявлению пневмоконденсационной кавитации.** В процессе отбора газа в ПХГ, эксплуатирующемся при газовом или упруговодонапорном режиме, происходит выделение из остаточной воды водорастворенного газа в виде парогазовых пузырьков, часть из которых (примерно 50%), достигнув раздела «остаточная вода–пластовый газ», схлопывается с выделением энергии. Газозапарогенная влага повышает энергию схлопывания пузырьков. Фронт схлопывания перемещается по пласту от скважин вглубь залежи по мере снижения пластового давления. Если при нагнетании газа пластовое давление превышает давление насыщения, то должна наблюдаться пневмоконденсационная кавитация оставшихся парогазовых пузырьков [15, 17]. В этом случае фронт схлопывания газовых пузырьков также движется от скважин вглубь залежи.

3. В земной коре газозапарогенная влага:

— **ускоряет миграцию газа из области его генерации.**

Чтобы образовавшееся из ОВ гомогенное скопление газа мигрировало по пласту-коллектору, требуется некоторый критический объем этого скопления. Уже на стадии зарождения критического газового пузырька он заполняется не «чистым» газом, а парогазовой смесью. По мере роста газового пузырька в нем из-за снижения лапласова давления увеличивается доля газозапарогенной влаги, которая, в свою очередь, приводит к более быстрому росту пузырька и ускорению его всплытия.

— **обуславливает газофазный массоперенос химических элементов** через земную кору и способствует формированию стратиформных рудных месторождений [14]. Газофазный массоперенос элементов подтверждается многочисленными анализами конденсационных вод [11]. В конденсационной воде месторождения Хасси Р'Мель обнаружено 20 элементов и ионов (см. табл. 2), в конденсационной воде Астраханского ГКМ – 21 элемент (табл. 4).

Для конденсационных вод ряда газоконденсатных месторождений характерно относительное обогащение микроэлементами. Для пластового газа Астраханского ГКМ со значительным содержанием в нем углекислого газа и сероводорода коэффициенты распределе-

Табл. 4. КОЭФФИЦИЕНТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ В СИСТЕМЕ «ВОДА КОНДЕНСАЦИОННАЯ – ВОДА ПЛАСТОВАЯ» АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Элементы	Содержание ионов и микрокомпонентов в воде		Коэффициенты	
	пластовой	конденсационной	распределения	фракционирования
Cl ⁻	42223,2	148,0	0,00351	1,00
HCO ₃ ⁻	27,3	19,7	0,722	205,9
SO ₄ ²⁻	301,8	16,8	0,0557	15,9
Ca ²⁺	2802,1	42,8	0,0153	4,36
Mg ²⁺	259,1	4,08	0,0157	4,49
Na ⁺	24023,7	65,5	0,00273	0,778
K ⁺	370,9	2,60	0,00701	2,00
Al	0,150	0,0633	0,422	120,4
Fe	0,134	0,150	1,12	319,4
Mn	0,0330	0,237	7,18	2048,9
Ni	0,0113	0,323	28,6	8154,8
Co	0,00500	0,410	82,0	23393,9
Ti	0,00500	0,497	99,4	28358,0
V	0,00150	0,583	388,7	110883,4
Cr	0,0356	0,670	18,8	5369,3
Mo	0,00567	0,757	133,5	38089,2
Zr	0,00467	0,843	180,5	51499,2
Cu	0,0140	0,930	66,4	18951,5
Pb	0,0245	1,02	41,6	11877,5
Zn	0,340	1,28	3,76	1074,0
Ba	6,44	2,06	0,320	91,3
Все элементы	70015,3	309,3033	0,00414	1,182
Макроэлементы	70008,1	299,48	0,00400	1,141
Микроэлементы	7,20424	9,8233	1,36	389,0

ния в системе «газоэвапоригенная влага – пластовая вода» очень значительны: от 7,18 для Mn до 389 для V. В рассматриваемом случае очень важно, что в конденсационных водах коэффициент распределения для микроэлементов в 340 раз превышает таковой для макроэлементов. При вычислении нормированной по хлорид-иону «летучести» ионов и микроэлементов в системе «конденсационная вода Астраханского ГКМ – океаническая вода» также обнаруживается высокая «летучесть» многих элементов, включая редкие земли.

Нам представляется, что транспортирующая роль газоэвапоригенной влаги доказана также при анализе выделений из хвойных деревьев в виде испарений, в которых было обнаружено 28 элементов (Li, Be, B, Na, Mg, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Sr, Y, Zr, Mo, Ag, Pb, Bi, Cd, Sn, Sb, Ba, La) [Брукс Р.Р., 1986].

Известно, что скорость газофазного массопереноса на порядок выше массопереноса в жидкой фазе. Следовательно, в докритической зоне земной коры для воды углеродистые газы транспортируют огромные объемы газоэвапоригенной влаги с растворенными в ней веществами [11, 14]. По мере миграции через земную кору и снижении давления и температуры происходит конденсация разнообразной влаги парогазовой смеси, что приводит к образованию железомарганцевых конкреций и металлоносных осадков [20, 21].

— **влияет на газонасыщенность подземных вод**, уменьшая количество водорастворённых газов в единице объёма воды по мере роста температуры с глубиной. Известно, что давление насыщения жидкости газом представляет сумму парциальных давлений отдельных газов, находящихся в равновесии с жидкостью. Поскольку над жидкостью всегда присутствуют её пары, то парциальное давление этих паров также входит в сумму парциальных давлений газов над жидкостью. В газовом пузырьке, образующемся в подземной воде, обязательно присутствует газоэвапоригенная влага с присущим ей парциальным давлением, причем по мере увеличения температуры парциальное давление парообразной влаги возрастает. Следовательно, критический пузырек газа образуется в подземной воде при флюидном давлении, превышающем сумму парциальных давлений чистых газов на давление насыщенного пара в пузырьке при данных термобарических условиях. По мере роста пузырька парциальное давление газоэвапоригенной влаги возрастает и достигает как минимум давления насыщенного пара при данных температуре и давлении. Парообразная влага «вытесняет» водорастворенные газы из воды, способствуя более ранней её дегазации [12]. Все это обуславливает не только более раннее формирование критических парогазовых пузырьков, но и более раннее перемещение газового скопления в водонасыщенном поровом пространстве пород.

— обуславливает обезвоживание пород с высоким содержанием ОВ. Высокое содержание ОВ в породах, погружившихся в главную зону газообразования, приводит к формированию огромных объемов газа, который за счет испарения поровой воды мгновенно превращается в парогазовую смесь. Баженины Западной Сибири в ряде районов были обезвожены образовавшимися в больших количествах газами, которые в результате испарения поровых вод превращались в парогазовые смеси, способствовавшие возникновению сверханомальных давлений, что приводило к газогидроразрывам и миграции газов в виде парогазовых смесей с большим содержанием газозапаригенной влаги.

— в субдуцирующей плите повышается влагосодержание с возрастанием температуры (еще до ее критических значений для воды и ее высокоминерализованных растворов) за счет испарения поровых вод пород как ранее образовавшимися газами, так и вновь образующимися газами из органического вещества. Нами для случая постепенного прогрева газового месторождения (от 120 до 360 °С) выполнены расчеты возрастания давления в залежи от расширения газа-растворителя (CH_4), а также от все увеличивающегося влагосодержания пластового газа (рис. 3).

Полученные данные показывают, что эндогенный прогрев газовой залежи приводит к значительному изменению соотношения метана и водяного пара в связи с увеличением объемов метана из-за его температурного расширения, а водяного пара в связи с испарением остаточной воды.

Прогрев залежи обуславливает значительное возрастание пластового давления (рис. 3). Так, при начальных термобарических параметрах залежи ($P = 27,20$ МПа, $T = 120^\circ\text{C}$) влагосодержание пластового газа было равным 0,0118 мол. д., при этом парциальные давления CH_4 и водяного пара ($\text{H}_2\text{O}^{\text{пар}}$) составляли соответственно 26,54 и 0,66 МПа. При возрастании температуры в закрытой залежи до 360°C пластовое давление достигнет 122,23 МПа, т.е. возрастёт в 4,5 раза. При этом парциальное давление CH_4 составит 67,30 МПа, а парциальное давление $\text{H}_2\text{O}^{\text{пар}}$ достигнет 54,93 МПа.

В действительности подобного возрастания в газовой залежи пластового давления не будет наблюдаться, так как неизбежны газогидро-разрывы покрышки или подошвы газонасыщенного резервуара с переток-ом парогазовой смеси в соседние водонасыщенные пласты.

4. О роли газозапаригенной влаги в гидротермальном процессе

Влияние газозапаригенной влаги на гидротермальный процесс, наблюдаемый в океанической и континентальной корках, практически никем в достаточной степени не исследован, поэтому на данной проблеме остановимся несколько подробнее.

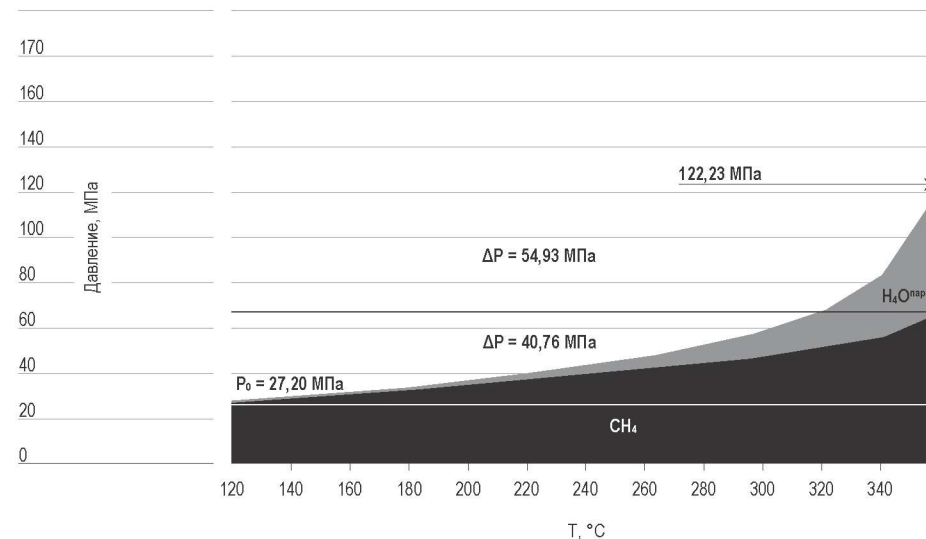


Рис. 3. Динамика возрастания парциального давления метана и водяного пара.

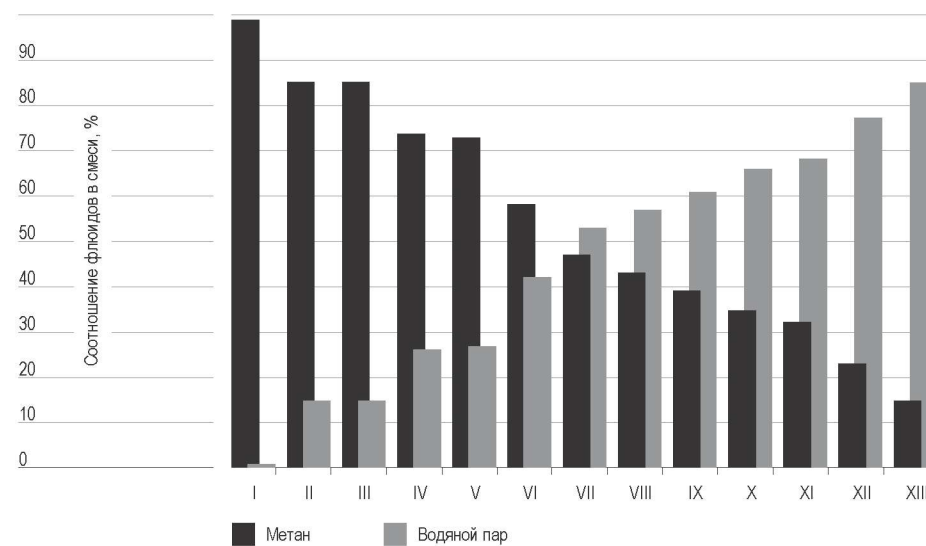


Рис. 4. Соотношение метана и водяного пара в гидротермах на выходе источника на океанское дно.

Большинство исследователей, изучающих океанический гидротермальный процесс, считает, что доставка химических элементов к океаническому дну осуществляется с помощью циркуляционной системы. Согласно этой теории, морская вода опускается от океанического дна к магматической камере, где она частично насыщается химическими элементами, нагревается и из-за пониженной плотности поднимается через породу, из

которой дополнительно извлекает элементы, и транспортирует их в повышенных количествах к океанскому дну, где они выпадают в виде руд.

Не отрицая доставки рудных элементов к океанскому дну по указанному механизму, мы хотим обратить внимание на возможность массопереноса химических элементов из магматического очага к океанскому дну парогазовыми смесями. К настоящему времени дегазация недр планеты признается большинством геологов [30, 31]. Отделяющийся от магматического очага высокотемпературный гомогенный флюид в газовой фазе по мере снижения температуры до критических значений вначале для высокоминерализованного раствора (500–700 °С), а затем и для пресной воды (374 °С), разделяется на две фазы: жидкую и газовую. Последняя представлена парогазовой смесью с очень высоким содержанием газоэвапоригенной влаги с растворенными в ней химическими элементами. Эта смесь опережает жидкий флюид и быстрее достигает океанского дна (табл. 5), где при снижении температуры сбрасывается большая часть химических элементов, формирующих рудные залежи. Рисунок 4 наглядно демонстрирует влияние температуры на влагосодержание гидротерм на выходе на океанское дно.

Если в бассейне Манус в источнике DESMOS на выходе на океанское дно при давлении 29,87 МПа и температуре 120 °С содержание газоэвапоригенной влаги в гидротерме будет составлять всего лишь 1,03 об. % (I в табл. 5), то при том же давлении, но при температуре на выходе на дно

Табл. 5. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ РЯДА МЕТАНОВЫХ ГИДРОТЕРМ НА ВЫХОДЕ ИСТОЧНИКА НА ОКЕАНСКОЕ ДНО

Район	Гидротермальная система	Источник	L до дна, м	P на дне, МПа	T на дне, °С	W. мол. доля	Номера для рисунка 4
Восточно-Тихоокеанское поднятие (ВТП)		–	2600	26,78	273	0,288	–
		OBS	2600	26,78	350*	0,743	–
		SW	2600	26,78	*355	0,743	–
		HG	2600	26,78	*351	0,743	–
		Бассейн Гуаймас	3	2000	20,60	285	0,419
Южная часть ВТП		4	2000	20,60	315	0,606	IX
	17°25' ю. ш.	Nadir		20,60	340	0,767	XII
	18°15' ю. ш.	Akorta		20,60	305	0,534	VII
	Хребет Эксплорер	Vent 12d	1850	19,06	306	0,566	VIII

Подводный хребет Хуан-де-Фука	Сегмент Эндевор, 47°57' с. ш.	Hulk	1850	19,06	*353	0,842	–	
		Lobo	1850	19,06	346	0,822	–	
		Peanut	1850	19,06	350	0,842	–	
		North	1850	19,06	*356	0,842	–	
		Infemo	1850	19,06	328	0,727	–	
		Hell	1850	19,06	301	0,530	–	
		Crack	1850	19,06	217	0,152	III	
		Virgin Mound	1850	19,06	299	0,517	–	
		Хребет Хуан-де-Фука, южная часть, сегмент Cleft, 45° с.ш.	Plume	2190	22,56	224	0,151	II
			Vent 1	2190	22,56	285	0,397	–
Pipe Organ	2190		22,56	262	0,280	–		
Monolith	2190		22,56	327	0,664	–		
Срединно-Атлантический хребет	ТАГ, 26° с. ш.	Black smokers	3640	37,49	*363	0,684	XI	
		White smokers	3655	37,65	260	0,193	–	
			3655	37,65	270	0,230	–	
			3655	37,65	280	0,266	V	
			3655	37,65	290	0,303	–	
			3655	37,65	300	0,339	–	
		MARK, 23° с. ш.	I	3500	36,05	350	0,690	–
			Snake Pit	3500	36,05	345	0,655	X
		Broken Spur, 29° с. ш.	4	3250	33,48	*364	0,700	–
			Поле Хине Хина	2000	20,60	40	0,00065	–
Поле Ваи Лили	1600		16,48	342	0,848	XIII		
Басс. Сев. Фиджи	Вайт Леди	2015	20,76	285	0,417	VI		
Басс. Манус	Венский лес	2900	29,87	275,7	0,264	IV		
Басс. Манус	Вост. DESMOS	2900	29,87	88	0,0039	–		
		2900	29,87	100	0,0055	–		
		2900	29,87	110	0,0079	–		
		2900	29,87	120	0,0103	I		

* Влагосодержание определено для температуры 350 °С.

275,7 °С содержание газозапаригенной влаги достигнет 26,4 об. % (IV в табл. 5). В источнике же Nadir при давлении 20,60 МПа и температуре 340 °С гидротермальный раствор будет состоять на 23,3% из газа-растворителя (метан) и на 76,7% из водяного пара (газоэвапаригенной влаги).

При составлении таблицы 6 глубина моря до дна, температура гидротермального источника при выходе на океанское дно заимствованы из работы [29].

Данные табл. 5 и рис. 4 свидетельствуют о значительном диапазоне термобарических параметров поступающих на океанское дно гидротермальных растворов, которые обуславливают как массоперенос химических элементов в парообразной влаге, т.е. в газовой фазе, так и масштабы их концентрирования на океанском дне в виде руд в результате резкого изменения температуры раствора, обуславливающего конденсацию газозапаригенной влаги с содержащимися в ней химическими элементами.

В заключение данной работы доводим до сведения коллег, что авторами создана новая программа расчета влагосодержания природных газов с относительной плотностью от 0,6 до 1,8, в пределах давлений от 0,1 до 140 МПа, температуры от -40 до 350 °С, минерализации сопряженной с газом воды от 0 до 500 г/дм³.

В качестве примера в таблице 6 приведены результаты расчета влагосодержания метановой парогазовой смеси в сопряжении с водой минерализации 150 г/дм³.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газозапаригенная влага – это глобальное явление на планете Земля. В докритических условиях по температуре для воды любой минерализации сопряжение в земной коре свободного скопления газа от зародышевого пузырька до гигантских газовых залежей с жидкой водой приводит к формированию парогазовой смеси, состоящей из газа-растворителя и водяного пара (газоэвапаригенной влаги).

Газозапаригенная влага влияет практически на все процессы, протекающие в разрабатываемых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях, в подземных хранилищах газов и в земной коре.

В месторождениях углеводородов газозапаригенная влага влияет на подсчет начальных и текущих запасов газа и конденсата, повышает флюидное давление в газовых и газоконденсатных залежах, привносит энергию в пластовый газ, влияет на состав углеводородной части смесей, способствует образованию обратной эмульсии, ускоряет сегрегацию заземленного водой газа в обводненной зоне, повышает конденсатоотдачу и нефтеотдачу, способствует проявлению внутреннего флюидонапорного режима, обуславливает более быстрое проникновение газов к земной поверхности, формирует оторочки опресненных вод, ускоряет продвижение внедрившейся в газовую залежь пластовой воды, увеличивает объем внедряющейся в газовую залежь законтурной воды, обуславливает осушение призабойных зон скважин. Газозапаригенная влага увеличивает объем

Табл. 6. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ CH₄ И МЕТАНОВОЙ ПАРОГАЗОВОЙ СМЕСИ В СОПРЯЖЕНИИ С ВОДОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ 150 г/дм³

T, °C	P, МПа	Влагосодержание газа			T, °C	P, МПа	Влагосодержание газа		
		мол. д.	г/м ³				мол. д.	г/м ³	
			CH ₄	смесь				CH ₄	смесь
150	20	0,0245	18,8	18,3	250	20	0,1911	177,0	143,1
	30	0,0182	13,8	13,6		30	0,1402	122,2	105,0
	40	0,0144	11,0	10,8		40	0,1165	98,8	87,3
	50	0,0122	9,2	9,1		50	0,0996	82,9	74,6
200	20	0,0733	59,3	54,9	300	20	0,4549	624,9	340,7
	30	0,0527	41,6	39,5		30	0,3394	384,8	254,2
	40	0,0435	34,0	32,5		40	0,2806	292,0	210,1
	50	0,0374	29,1	28,0		50	0,2542	255,3	190,4
225	20	0,1203	102,4	90,1	350	20	0,8733	5159	654,0
	30	0,0877	72,0	65,7		30	0,7092	1826	531,1
	40	0,0729	58,9	54,6		40	0,6591	1448	493,6
	50	0,0605	48,2	45,3		50	0,6252	1249	468,2

закачиваемого в ПХГ газа, способствует проявлению пневмоконденсационной кавитации, ускоряет миграцию газа из области его генерации, обуславливает газофазный массоперенос химических элементов через земную кору и способствует формированию стратиформных рудных месторождений. Парогазовые смеси осуществляют транспорт пресных вод в виде газозапаригенной влаги через зоны земной коры, насыщенных подземными водами любой минерализации.

Имеющийся эмпирический материал и результаты выполненных авторами расчетов свидетельствуют о том, что весьма значительна роль газозапаригенной влаги в формировании аномально высоких давлений в газовых залежах в субдуцирующей плите. Несомненно, весьма высока роль газозапаригенной влаги в переносе химических элементов в гидротермальном процессе от магматической камеры к океанскому дну.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ
СПИСОК**

1. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. М.: Недра, 1996. 425 с.
2. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши Р. и др. М.: Недра, 1965. 676 с.
3. Султанов Б.И. Глубинные конденсатные воды газоконденсатных месторождений и условия их формирования // Докл. АН Азерб. ССР. 1961. Т. XVII. № 12. С. 1165–1167.
4. Петренко В.И., Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за обводнением газоконденсатных скважин с помощью наблюдений за минерализацией пластовых вод // Газовое дело. 1966. № 2. С. 10–16.
5. Контроль за процессом обводнения газовых и газоконденсатных месторождений по гидрохимическим показателям / И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин и др. / Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1967. 48 с.
6. 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.
7. Взаимосвязь природных газов и воды / В.И. Петренко, Н.В. Петренко, В.Г. Хадыкин, В.Д. Щугорев. М.: Недра, 1995. 279 с.
8. Гидрогеологический контроль за разработкой газовых месторождений / А.Л. Козлов, А.С. Тердовидов, Н.Е. Чупис, В.А. Терещенко. Обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1978. Вып. 8. 52 с.
9. Вернадский В.И. Очерки геохимии. 7-е (4-е русское) издание. М.: Наука, 1983. 422 с.
10. Мартынова О.И. Некоторые вопросы растворимости малолетучих неорганических соединений в водяном паре при высоких температурах и давлениях // Физическая химия. 1964. Т. XXXVIII. № 5. С. 1065–1075.
11. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ / В.И. Петренко, В.В. Зиновьев, В.Я. Зленко и др. М.: Недра, 2003. 511 с.
12. Geodynamique des fluides dans le cadre du gisement de Hassi R'Mel / T. Ghalem, M. Terkmani, V. Petrenko, V. Potukaev // 4-eme Seminaire National des Science de la Terre, Alger, 5-7 Juin 1982: Resumes. Alger: Centre National de Recherches et d'Applications des Geosciences (C.R.A.G.), Institut des Sciences de la Terre (I.S.T.), 1982. P. 46.
13. Петренко В.И., Заводнов С.С. Роль фазовых переходов в системе углеводороды–вода в формировании оторочек маломинерализованных вод // Доклады АН СССР. 1984. Т. 278. № 5. С. 1196–1199.
14. Петренко В.И., Заводнов С.С. Роль докритического пара воды в вертикальном массопереносе (на примере парогазовых смесей газоконденсатных месторождений) // Доклады АН СССР. 1986. Т. 291. С. 454–457.
15. Петренко В.И., Доготь А.Я. Механизм пневмогидравлической квазикавитации // Советская геология. 1987. № 3. С. 115–118.
16. Петренко В.И. О формировании гидротерм из глубинных парогазовых смесей // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Технические науки. 1987. № 3. С. 6–10.
17. Петренко В.И., Доготь А.Я., Петренко Н.В. Диффузионно-квазикавитационный процесс в газовой залежи // Термогазодинамические процессы и системы их контроля при разведке, транспортировке и добыче нефти и газа. Харьков, 1989. С. 125–128.
18. Petrenko V.I., Dorogochinskaya V.A., Savenkov U.I., Kapitonova G.V., Fadeev V.S. Some physico-chemical peculiarities of oils from argillaceous reservoirs in the eastern near-caucasus district // International conf. on petroleum chemistry, 1–4 oct. 1991, Tomsk, USSR. Tomsk, 1991. P. 237–238.
19. Petrenko V.I., Dorogochinskaya V.A. Role of natural gases in the formation of microelemental composition of crude oils // International conf. on petroleum chemistry, 1–4 oct. 1991, Tomsk, USSR. Tomsk, 1991. P. 326–327.
20. Петренко В.И., Петренко Н.В. О роли эндогенных газов в формировании океанических железомарганцевых конкреций // Доклады АН Украины. 1991. № 11. С. 82–85.
21. Петренко В.И., Петренко Н.В. О роли природных газов в формировании океанических железомарганцевых конкреций // Геологический журнал. 1992. № 2. С. 45–54.
22. Petrenko V., Vershovski V., Petrenko N. Geologo-Physical and Geochemical Results of Natural Gases and Water global connection // Abstracts of 30th International Geological Congress, 4–14 August 1996, Beijing, China. Beijing: IGC, 1996. Vol. 2. P. 186.
23. Petrenko V., Geresh P., Vershovski V. To the Problem of Gas phase transport of Chemical Elements in Earth's Crust // Abstracts of 30th International Geological Congress, 4–14 August 1996, Beijing, China.– Beijing: IGC, 1996. Vol. 2. P. 891.
24. The Role of Water Vapor of Gas-Vapor Mixtures in Geological-Physical and Geochemical Processes in Hydrocarbon Accumulation and in the Earth's Crust / V. Petrenko, R. Gasumov, N. Petrenko, S. Ostroukhov // "Problem of Water Resources, Geothermics and Geoecology". Proceedings of the International Scientific Conference devoted to the 100th anniversary of academician G.V. Bogomolov. Minsk, June 1–3, 2005. Minsk: IG&G NAS of Belarus, 2005. Vol. II. P. 209–211.

25. Петренко В.И. Пространственно-генетическая связь природных газов и воды и роль парообразной влаги в проявлении геолого-геохимических процессов в месторождениях углеводородов и земной коре // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых / Тез. Междунар. конфер. М.: ГЕОС, 2006. С. 206–208.
26. Черных В.А., Шмыгля П.Т. Опыт освоения глубокозалегающих газовых месторождений сложного состава с аномально высоким пластовым давлением // Газовая промышленность, серия: Передовой производств. опыт в газовой промышленности. Обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1985, вып. 2. 52 с.
27. Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990. 288 с.
28. Mechanism of Liquid Hydrocarbon Gas-phase Transfer / V.I. Petrenko, V.D. Schugorev, N.V. Petrenko, S.N. Beletskaya // Abstracts of 18th International Organic Geochemistry. Amsterdam: Pergamon, 1997. P. 169–170.
29. Гурвич Е.Г. Металлоносные осадки Мирового океана. М.: Научный Мир, 1998. 340 с.
30. Харченко В.М., Домарева А.Е. Тектоно-физические условия образования структур центрального типа, закономерности распространения залежей углеводородов и очагов землетрясений // Наука. Инновации. Технологии. 2016. № 2. С. 117–130.
31. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли». Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции, 22–25 апреля 2008 г. М.: ГЕОС, 2008. С. 3–6.

УДК 502.64

Подосян А.А. [Potosyan A.H.]

СЕЛЬСКИЕ МЕСТНОСТИ КАК ПРЕДПОСЫЛКА ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРРИТОРИЙ ГОРНЫХ РЕГИОНОВ

(на примере Республики Армения)

Rural areas as a prerequisite for the efficient
use of the territories of mountainous regions
(on the pattern of the Republic of Armenia)

Ограниченность территориальных ресурсов Республики Армения диктует необходимость более эффективного и целенаправленного использования земельных ресурсов, что особенно важно в условиях сложного политико-географического положения, в котором находится страна. Поскольку большая часть территории и более половины населенных пунктов республики находятся на высоте выше 1500 м над у.м., относительно равномерная и устойчивая заселенность и рациональное использование земельных ресурсов является актуальной проблемой. На основе анализа и обобщения фактического и статистического материала, в статье обосновывается точка зрения относительно того, что в горных странах вообще, и в Республике Армения в частности, эффективность использования земельных и территориальных ресурсов находится в непосредственной зависимости от плотности поселений и степени заселенности. Развитие сельских местностей и расселения, укрупнение малых и небольших сел, сохранение существующей сети поселений, восстановление и заселение покинутых сел является одной из важнейших задач социально-экономического развития страны.

Scarcity of territorial resources in the Republic of Armenia forces more efficient and targeted usage of land. This is even more important taking into consideration complicated political and geographic position of the country. For the reason the prevailing part of the country and most of the settlements are located on altitudes higher than 1500 over sea level, relatively monotonic and stable resettlement and rational usage of natural resources are an urging problem. The article is stating the point of view that effectiveness of use of land and territory resources in mountainous countries at all and particularly in Armenia directly correlates with the density and level of population, statement is based on analysis and summarizing of actual and statistical material. Development of rural areas and resettlement, agglomeration of medium and small villages, preserving existing network of settlements as well as reconstruction and repopulation of abandoned ones is one of the most important objectives of social-economic development of country.

Ключевые слова: сельская местность, сельские поселения, переселение, сельское расселение, горные регионы, территориальные ресурсы, Республика Армения.

Key words: rural area, rural settlements, resettlement, rural population settlement, mountainous regions, territorial resources, Republic of Armenia.

Введение. Основная функция большей части (более 90 %) сельских поселений Республики Армения (РА) заключается в сельскохозяйственном производстве, а в остальных поселениях сельское хозяйство играет значительную роль. Кроме этого, несмотря на то, что уровень