

УДК 551.21

ГАЗОВЫЙ РЕЖИМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ МУТНОВСКОЙ ГЕОЭС (июнь-декабрь 2004 г.)

А.П. Максимов¹, П.П. Фирстов¹, И.И. Чернев²

¹*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, Петропавловск-Камчатский, 683006, maximov@kcs.iks.ru*

²*ОАО «Геотерм»*

Введение

Мутновское месторождение парогидротерм расположено на северном склоне Мутновского вулкана в труднодоступной пересеченной местности с абсолютными отметками высот 700-1000 метров на водоразделе рек Фальшивая и Жировая у подножия вершин Скалистая и Двугорбая. Мутновская геотермальная электростанция (ГеоЭС) мощностью 50 МВт располагается в центре месторождения. Сбор теплоносителя для работы ГеоЭС осуществляется с центральной части участка «Дачного» [3].

Мониторинг состава газов в пароводяной смеси скважин Мутновского месторождения проводился с целью изучения изменений состава газа во времени и исследования возможной связи газового режима с динамикой параметров скважин. Отбор газа осуществлялся на 13 скважинах:

- 016, 24, 26, 5Э, 029W, А-2, 4Э, 037 - добычные скважины участка «Дачного»;
- 048, 049, 055, А4, 013 - добычные скважины участка «Верхняя Мутновка».

Авторы полагают, что мониторинг газового состава теплоносителя скважин (анализ его вариаций во времени, взаимосвязь с другими термогидродинамическими параметрами скважин) может служить дополнительным источником информации об изменениях термогидродинамических параметров геотермального резервуара, за чем чрезвычайно важно наблюдать с целью контроля и прогноза отбора количества пара для Мутновской ГеоЭС.

Методика

Методика отбора газа. Отбор газа проводился по методике, описанной в работе [2], которая применяется для отбора вулканических газов и позволяет в одной пробе определять абсорбированные и неабсорбированные компоненты газовой смеси. Для отбора использовались вакуумированные барботеры из тугоплавкого стекла емкостью 270-300 мл, заполненные щелочным поглотителем. В качестве поглотителя использовался 4М раствор КОН с добавлением гидроксида кадмия. Барботеры вакуумировались через выход № 1 за 1-2 дня перед отбором (рис. 1).

Перед началом отбора газа к выпускному патрубку скважины подсоединялся миниатюрный циклонный пробоотборочный сепаратор и система прогревалась не менее 5 минут. Затем, согласно схеме, показанной на рис. 1, к боковому отводу сепаратора через капилляр подсоединялся барботер. Длительность отбора газа на каждой скважине подбиралась эмпирически, исходя из условия, что количества конденсата должно было быть не менее чем залитой щелочи (50-100 мл).

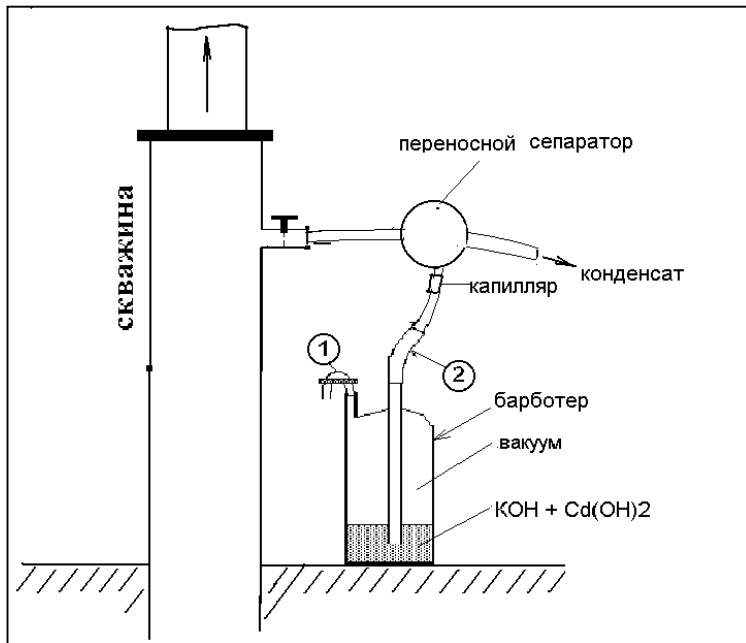


Рис. 1. Схема отбора газов теплоносителя на скважинах Мутновского геотермального месторождения.

Методы анализа.

Анализируемые компоненты: H_2O , H_2S , CO_2 , CO , He , H_2 , N_2 , O_2 , Ar , метан, этан и другие углеводороды. В процессе отбора H_2S и CO_2 абсорбировались поглотителем, там же конденсировался и водяной пар, который составлял подавляющую долю прибавки в весе. Все остальные компоненты газовой смеси относятся к неабсорбированным газам.

Для определения концентраций неабсорбированных

компонентов газовой пробы использовался газохроматографический метод анализа. Определение H_2S проводилось йодометрическим методом анализа осадка CdS . Определение CO_2 производилось потенциометрическим титрованием.

Расчет состава газа проводился по схеме, изложенной в работе [1]. Содержания углеводородов, кроме CH_4 и C_2H_6 , составляли незначительную долю смеси неабсорбированных газов (обычно тысячные - сотые доли об.%). Эти компоненты суммировались и в дальнейших расчетах не учитывались.

При расчете составов вулканических газов обычно из них вычитается воздушная составляющая путем удаления всего кислорода, а также азота и аргона в пропорции, соответствующей концентрации последних в атмосфере. В наших расчетах мы вынуждены были отказаться от этой процедуры, т.к. выяснилось, что в целом ряде проб доля O_2 относительно N_2 оказалась выше, чем в воздухе. Причина этого обстоятельства обсуждается ниже.

Результаты анализов представлялись в объемных процентах компонентов сухого газа (т.е., газовой смеси за вычетом воды) и массовой доли сухого газа в целом. В качестве примера эти данные по скважинам за декабрь 2004 г. представлены в таблице.

Обсуждение результатов

Вода является резко преобладающим компонентом газовой смеси, суммарное содержание всех остальных газов, как правило, составляет десятые – сотые доли процента по массе. Наибольшая концентрация газа наблюдалась для скважины 049 в августе и октябре - 1.19 и 0.94 % соответственно. Тем не менее, несмотря на низкую долю газов, для каждой скважины прослеживается определенная тенденция в динамике концентрации газа и его состава. При анализе поведения вулканических газов в целях прогноза ослабления или усиления вулканической активности используется отношение концентраций газов, отличающихся по геохимическим свойствам, например, по растворимости в магмах. По аналогии с методикой анализа вулканических газов для характеристики поведения газов скважин нами использовались отношения CO_2/H_2S и O_2/N_2 . Предполагается, что отношение CO_2/H_2S может отражать поведение эндогенной, а отношение O_2/N_2 - метеорной составляющей газовой смеси. Ниже описаны некоторые подмеченные закономерности.

1. В течение наблюдаемого периода наблюдается снижение доли газа для отдельных скважин и в среднем по всем скважинам (рис. 2 а,б). При этом можно выделить группу скважин с более низким и более стабильным содержанием газа (0.07-0.24 масс.%) - скважины 24, 5Э, 048, 055 и 013. Остальные скважины отличаются более высокими долями газа и, как правило, более заметными их вариациями. Следует заметить, что данная

закономерность осложняется рядом отклонений. Например, в ряде декабрьских проб наблюдалось повышение доли газа.

Результаты анализа проб газов Мутновского геотермального месторождения (декабрь 2004 г.)

Объемн. %											
Компонент/Скв.	4-Э	А-2	029W	5Э	016	037	24	26	049	055	013
He	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
H ₂	0.415	0.533	0.825	0.156	0.102	1.409	0.143	2.158	0.254	0.066	1.201
O ₂	0.620	0.564	6.749	4.462	0.255	1.281	1.042	0.798	0.675	0.871	0.414
Ar	0.082	0.033	0.309	0.247	0.016	0.119	0.112	0.093	0.224	0.062	0.035
N ₂	4.484	1.536	26.549	20.413	1.818	6.248	5.859	5.179	15.891	2.934	1.872
CO	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000
CH ₄	0.208	0.115	0.084	0.057	0.025	1.209	0.208	0.499	0.137	0.141	0.183
C ₂ H ₆	0.002	0.000	0.001	0.000	0.000	0.005	0.001	0.003	0.001	0.001	0.001
CO ₂	89.018	84.114	58.185	66.047	87.874	82.109	81.338	80.858	77.115	85.113	87.263
H ₂ S	5.170	13.104	7.300	8.617	9.910	7.620	11.297	10.411	5.704	10.812	9.031
CO ₂ /H ₂ S	17.22	6.42	7.97	7.66	8.87	10.78	7.20	7.77	13.52	7.87	9.66
O ₂ /N ₂	0.138	0.368	0.254	0.219	0.140	0.205	0.178	0.154	0.042	0.297	0.221
O ₂ /N ₂ :O ₂ /N ₂ возд.	0.515	1.370	0.948	0.815	0.523	0.764	0.663	0.575	0.158	1.107	0.824

Мас. %											
Компонент/Скв.	4-Э	А-2	029W	5Э	016	037	24	26	049	055	013
He	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00
H ₂	0.020	0.025	0.044	0.008	0.005	0.069	0.007	0.106	0.013	0.00	0.06
O ₂	0.467	0.429	5.706	3.637	0.191	0.995	0.800	0.623	0.531	0.66	0.31
Ar	0.077	0.032	0.326	0.252	0.015	0.116	0.107	0.090	0.220	0.06	0.03
N ₂	2.958	1.021	19.651	14.564	1.194	4.252	3.936	3.538	10.946	1.94	1.24
CO	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.00	0.00
CH ₄	0.079	0.044	0.036	0.023	0.009	0.471	0.080	0.195	0.054	0.05	0.07
C ₂ H ₆	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.004	0.001	0.002	0.001	0.00	0.00
CO ₂	92.249	87.851	67.663	74.035	90.667	87.784	85.838	86.790	83.455	88.57	90.99
H ₂ S	4.149	10.598	6.574	7.480	7.918	6.309	9.232	8.654	4.780	8.71	7.29
% H ₂ O	99.770	99.839	99.784	99.860	99.783	99.734	99.908	99.758	99.747	99.918	99.767
% газов	0.230	0.161	0.216	0.140	0.217	0.266	0.092	0.242	0.253	0.082	0.233

2. Снижение во времени отношения CO₂/H₂S как для индивидуальных скважин, так и в среднем по всем скважинам (рис. 3 а,б). Поведение этого параметра как для индивидуальных скважин, так и его общая тенденция также осложняется отклонениями, особенно заметными в декабрьских пробах. Здесь также можно выделить группу скважин с более устойчивыми отношениями CO₂/H₂S: скважины 016, 048 и 055.

В целом наблюдается тенденция одновременного снижения концентрации газа и отношения углекислоты к сероводороду во времени (рис. 2, 3) и, соответственно, определенная корреляция этих параметров (рис. 4). По-видимому, тенденции к понижению доли газов и снижению отношения CO₂/H₂S отражает уменьшение в составе теплоносителя доли эндогенной составляющей. Возможно, также поведение отношения CO₂/H₂S отражает характер дегазации магматического тела (тел), под влиянием которого сформировалось геотермальное месторождение. Как предположение, можно указать на различие растворимостей углекислоты и сероводорода в магмах. Углекислый газ имеет более низкую

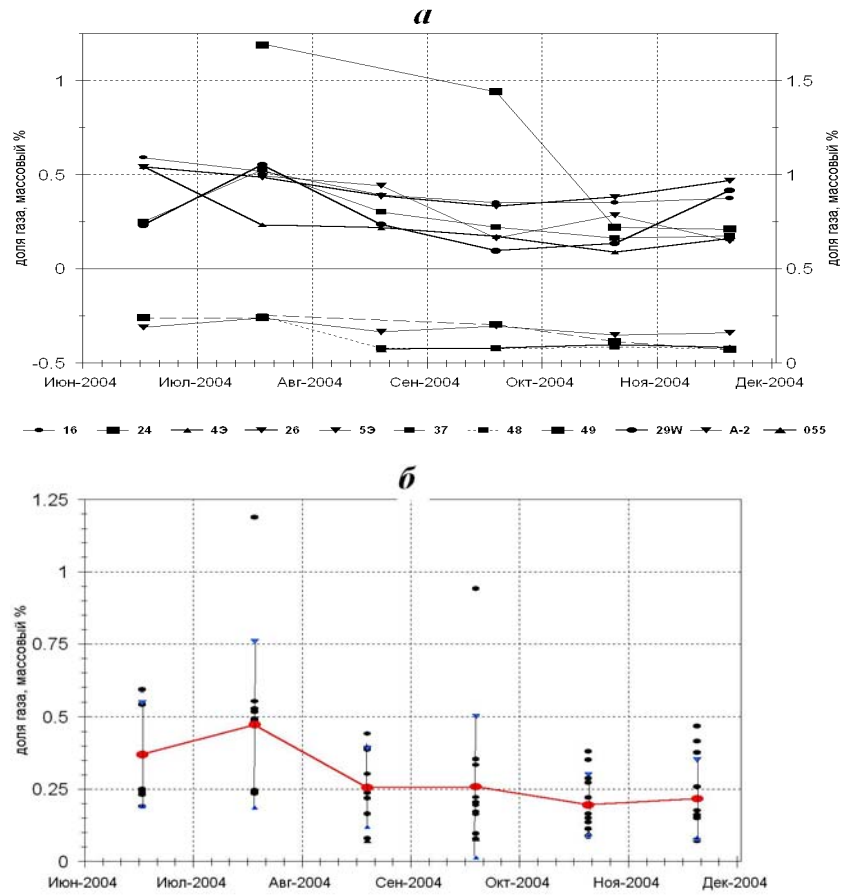


Рис. 2. Изменение во времени доли газа (массовый %) в теплоносителе контролируемых скважин Мутновской ГеоЭС для отдельных скважин (а) и ее общая тенденция (б).

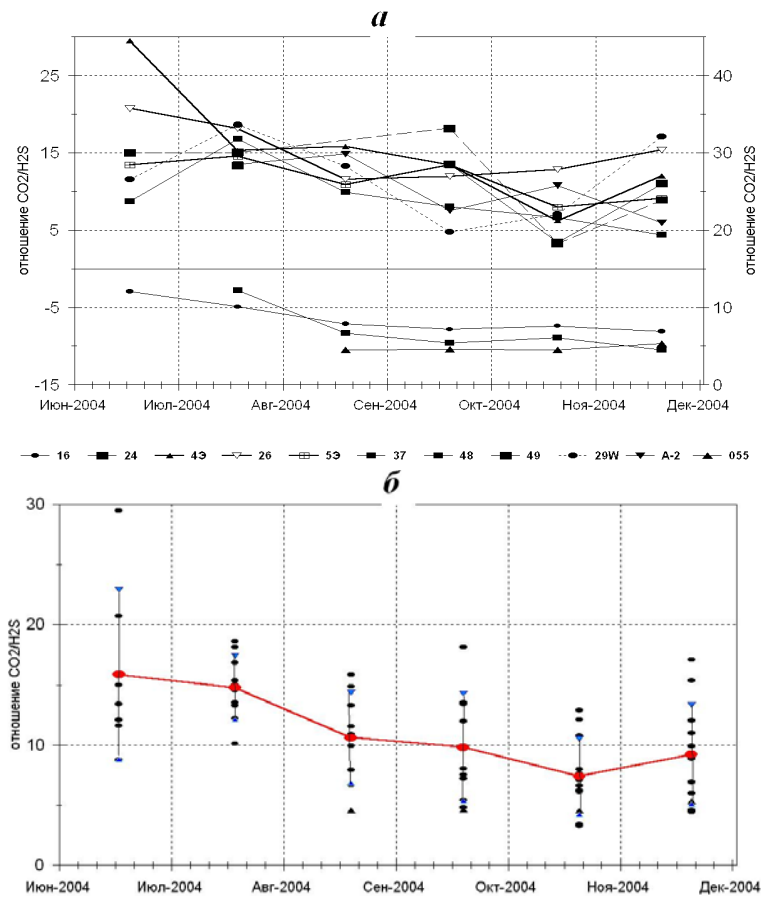


Рис. 3. Изменение во времени отношение CO_2/H_2S в газе теплоносителя контролируемых скважин (а) и его общая тенденция (б).

растворимость в магматических расплавах, и его отделение наиболее активно происходит на ранних стадиях дегазации при становлении интрузивов.

Роль сероводорода, как относительно более растворимого летучего, возрастает на более поздних стадиях охлаждения и кристаллизации интрузивов. Таким образом, при отделении летучих от остывающего интрузива можно ожидать понижения во флюиде отношения $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ во времени. Однако ввиду кратковременности периода наших наблюдений такое объяснение вызывает сомнения. Вероятно, что определенную роль здесь играет интенсивная эксплуатация месторождения и реинжекция отработанного теплоносителя. Как видно на рис. 2б и 3б наблюдается тенденция к снижению как общей доли всех компонентов газа относительно воды в теплоносителе, так и уменьшение в нем отношения $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$.

На рис. 4 показано поле рассеяния точек состава газа в отдельных скважинах в координатах $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ (K) - доля газа (N) в билогарифмическом масштабе. Коэффициент корреляции $r = 0,68$ при $0,42$ для 95% уровня доверия. Наблюдается линейная зависимость между $\lg K$ и $\lg N$, которая рассчитана методом наименьших квадратов и имеет вид $\lg K = (0.49 \pm 0.07)\lg N + (1.30 \pm 0.16)$.

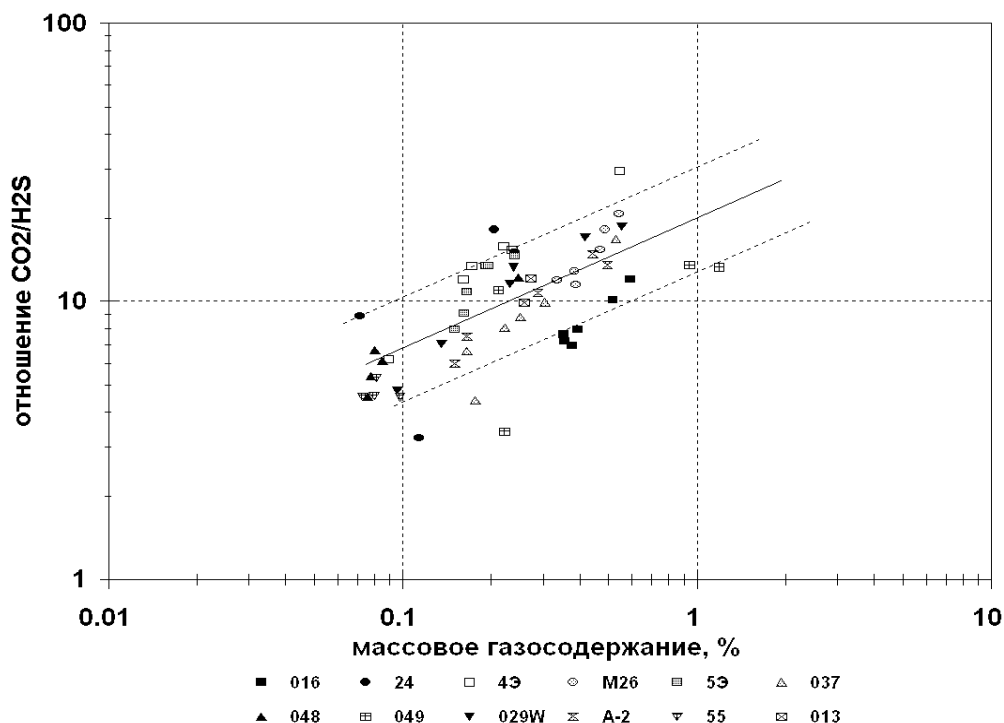


Рис. 4. Зависимость отношения $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ от доли газа (без H_2O) в теплоносителе в скважинах Мутновского геотермального месторождения.

Следует отметить, что тенденции изменения газового состава теплоносителя закономерно коррелируются с падением гидродинамического давления, мониторинг которого ОАО «Геотерм» проводит на участке «Дачном». На рис. 5 приведено изменение гидродинамического давления, измеряемого в наблюдательной скважине №12 на глубине 800 м с помощью системы «капиллярная трубка» производства Pruet Inc [3].

3. *Вариации отношения O_2/N_2 в газе скважин относительно атмосферного* представлены на рис. 6. Из графика следует, что во многих пробах это отношение выше, чем в воздухе. Так как содержания кислорода в эндогенных газах чрезвычайно низки, а смешение глубинного газа с воздухом не может привести к повышению отношения $[\text{O}_2/\text{N}_2]_{\text{газ}} : [\text{O}_2/\text{N}_2]_{\text{воздуха}}$ до 1 и тем более выше, данное обстоятельство требует специального объяснения.

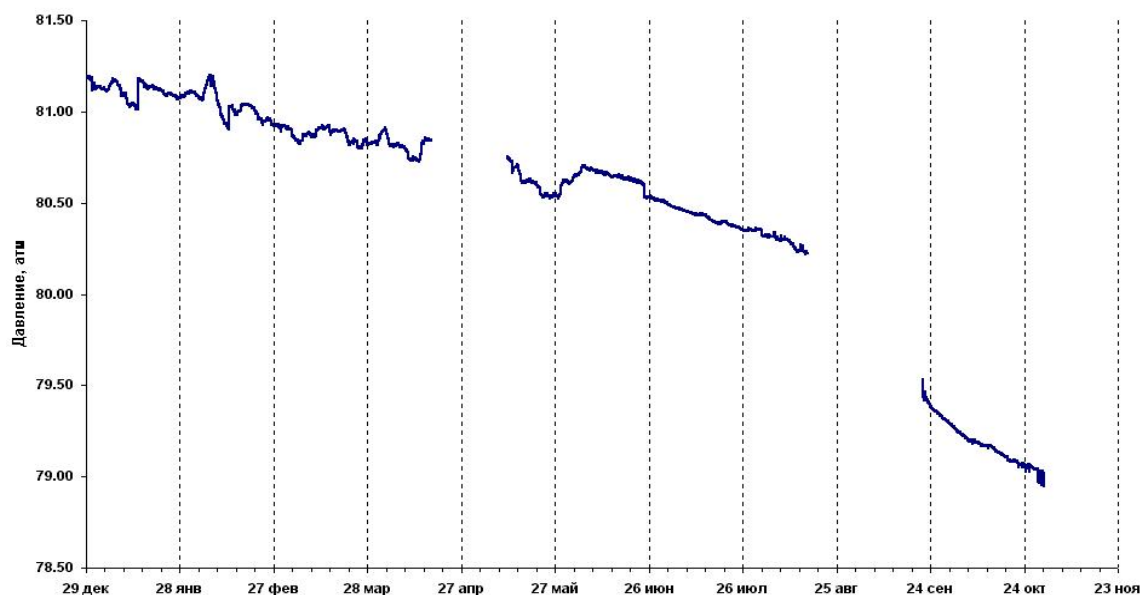


Рис. 5. Полу часовые данные изменения гидродинамического давления в скв. 012, полученные с помощью системы «капиллярная трубка».

Большое число анализов, где данное отношение ≥ 1 , не может быть вызвано аналитическими и методическими ошибками. Единственное приемлемое объяснение – это поступление воздушных газов в теплоноситель вместе с метеорными водами. Растворимость кислорода (а также аргона) в воде выше, чем азота. Соответственно доля кислорода относительно азота в растворенном газе выше, чем в воздухе. При 0°C отношение O_2/N_2 в воде более, чем в 2 раза выше, чем в воздухе. На рис. 6 видно, что точки составов газов в отдельных случаях приближаются к линии отношения для растворенного воздушного газа, но никогда не достигают его. При смешении метеорных вод с горячим глубинным флюидом (теплоносителем), растворенные воздушные компоненты переходят в газовую фазу из-за падения растворимости газов с повышением температуры.

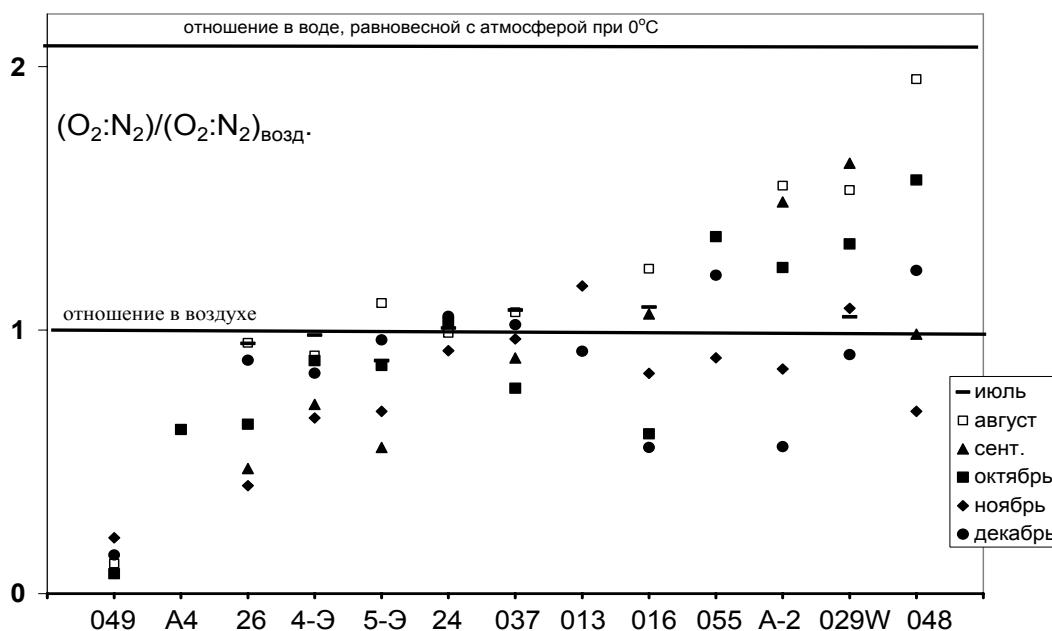


Рис. 6. Колебания отношения $(\text{O}_2 : \text{N}_2) / (\text{O}_2 : \text{N}_2)_{\text{возд.}}$ в газе скважин Мутновской ГеоЭС.

Таким образом, отношение O_2/N_2 может служить показателем (и мерой) поступления метеорной воды в отдельные скважины и геотермальный резервуар. Примечательно, что здесь выделяются скважины, для которых характерны отношения $[\text{O}_2/\text{N}_2]_{\text{газ}} : [\text{O}_2/\text{N}_2]_{\text{воздуха}} >$

1, и скважины с более низкими значениями данного отношения. Так, к первым можно отнести скважины 055, А-2, 029W, 048. Скважина 049 отличается наиболее низкими отношением $[O_2/N_2]_{\text{газ}} : [O_2/N_2]_{\text{воздуха}}$ и для нее же присущи наиболее высокие величины содержания газа. Это можно интерпретировать как подавляющее влияние эндогенной составляющей в формировании газового состава теплоносителя данной скважины. Приуроченность к определенным скважинам определенного уровня колебаний величины $[O_2/N_2]_{\text{газ}} : [O_2/N_2]_{\text{воздуха}}$ служит дополнительным подтверждением реальности процесса взаимодействия вод разного происхождения и указывает на влияние гидрогеологической обстановки или качества обсадных колонн на формирование состава газа в каждой скважине.

В работе [1] по данным изотопных исследований, показано, что вероятным источником метеорной воды может служить ледник Мутновского вулкана.

Выводы

В целом, при однотипном составе газа теплоносителя, среди скважин Мутновской ГеоЭС выделяются группы, различающиеся особенностями состава газа. В течение изученного периода как на индивидуальных скважинах, так и в среднем по всем скважинам наблюдались тенденции в поведении газовой составляющей теплоносителя во времени: снижение доли газов и понижения в нем отношения CO_2/H_2S . Вероятно, комплекс этих данных отражает уменьшение доли эндогенной составляющей в теплоносителе. Однако короткий период наблюдений состава газа не позволяет сделать более определенные выводы.

Наблюдающиеся существенные вариации отношения $[O_2/N_2]_{\text{газ}} : [O_2/N_2]_{\text{воздуха}}$ в газах как между скважинами, так и во времени отражают поступление метеорных вод в геотермальный резервуар: более высоким отношениям соответствует увеличение метеорной составляющей.

Таким образом, изучение газового режима скважин может служить дополнительным источником информации о гидрогеологической обстановке месторождения, что требует более продолжительного мониторинга состава газов и его увязки с другими параметрами (давлением на скважинах, температурой теплоносителя, структурным положением скважин и др.).

Список литературы

1. *Кирюхин А.В., Такахаши М., Поляков А.Ю.* Исследование условий водного питания Мутновского геотермального месторождения с использованием данных по изотопии кислорода (^{18}O) и водорода (D) // Вулканология и сейсмология. 1998. № 4-5. С. 54-62.
2. *Никитина Л.П., Меняйлов И.А., Шапарь В.Н.* Модифицированные методы отбора и анализа вулканических газов // Вулканология и сейсмология. 1989. № 4. С. 3-15.
3. *Чернев И.И.* Результаты первого года (2003) эксплуатации Дачного участка Мутновского месторождения парогидротерм // Международный Геотермальный Семинар. МГС-2004. Петропавловск-Камчатский, 2004. С. 36.