

# ГИДРОТЕРМЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

Т. А. ИМАМОВА

Бакинский Государственный Университет,  
Институт физических проблем  
Баку / АЗЕРБАЙДЖАН

## РЕЗЮМЕ

В статье приведена информация об условиях формирования, распространении и гидрогеохимическом составе высокотемпературных минеральных и термальных водных источников Самур-Атачайской низменности нашей республики.

**Ключевые слова:** гидротермы, минеральные и термальные воды

## HIDROTHERMS OF THE NEAR-CASPIAN LOWLAND (THE REGION BETWEEN SAMUR-ATACHAY RIVERS)

### ABSTRACT

In this article informations on origin, spreading areas and hydrochemical composition of high temperature mineral and thermal waters of Samur-Atachay region of our Republic have been presented.

**Key words:** hidroterms, mineral and thermal waters

В образовании месторождений полезных ископаемых в вулканических областях очень большая роль принадлежит горячим водным растворам - гидротермам. Гидротермы разлагают лавы и туфы, выносят из них одни составные части и приносят другие. А в ряде случаев они таким путем образуют скопления ценных минералов. Откуда же берутся гидротермы?

Долгое время считалось, что гидротермы образуются за счет паров и газов, выделившихся из магмы, что в них нет веществ, заимствованных из поверхностных слоев Земли. Но, работы известного вулканолога С. И. Набоко показали, что происхождение гидротерм более сложное. Эти горячие воды часто возникают за счет циркулирующих в вулканических постройках обычных подземных вод, которые растворяют пар и различные

газы, поступающие из глубже залегающего магматического очага и нагреваются его теплом. Значит, **гидротермы** - это своего рода «активизированные» подземные воды, которые приобретают свои характерные черты под влиянием магмы.

Температура подземных минеральных и термальных вод является одним из основных показателей для их бальнеологического применения и использования в курортном деле, а также характеристика ее солевого и газового составов.

Кроме того, следует отметить, что температура воды фактор относительный и определяется местными условиями окружающей среды и географическим положением региона.

За последнее десятилетие появилось ряд классификации минеральных и термальных вод предложенных различными исследователями по их температуре.

Термальные и минеральные воды междуречья Самур - Атачай до сих пор слабо изучены и ныне не существует сколько-нибудь совершенной классификации этих вод по их температуре.

В целях рационального использования ценнейших гидротермальных и минеральных ресурсов междуречья Самур - Атачай классификация этих вод по температуре имеет немаловажное значение.

Н.И.Толстихин [2, 3], А.М.Овчинников [4] и др. по температурным признакам различают минеральные источники:

А. Холодные:

1. весьма холодные (ниже 4 С);
2. холодные (от 4 до 20 ).

Б. Термальные:

1. теплые (субтермальные - от 20 до 37 С);
2. горячие (термальные - от 37 до 42 С);
3. очень горячие (гипотермальные-свыше 42 С);

В бывшем союзе по температурному признаку минеральные лечебные воды подразделялись на три основные группы:

- А)холодные - с температурой до 20 С;  
 Б) теплые - с температурой от 20 до 37 С;  
 В) горячие (термальные) - с температурой более 37 С.

Таблица 1

Категория	Группа	Температура
1. Холодные	1. Очень холодные	От 0 до 7 С
	2. Холодные	От 7 до 12 С
2. Умеренно теплые	3. Умеренные	От 12 до 20 С
	4. Теплые	От 20 до 37 С
3. Термальные	5. Горячие	От 37 до 42 С
	6. Очень горячие	От 42 до 100 С

4. Кипящие	7. Паровыделяющие	Свыше 100 С
------------	-------------------	-------------

А.Г.Аскеров [1], с целью удобства практического применения минеральных вод с лечебной целью с учетом восприятия человеческим организмом тепловых свойств воды, подразделил минеральные источники по температурному признаку на следующие категории и группы (таб. 1).

Международная бальнеологическая классификация различает минеральные воды по их температуре следующим образом:

- А) холодные (ниже 20 С)  
 Б) субтермальные (от 20 до 37 С)  
 В) термальные (от 37 до 42 С)  
 Г) гипотермальные (выше 42 )

Минеральные и термальные воды междуречья Самур-Атачай имеют температуру, колеблющуюся от 22 - 85 С. При классификации исследуемых вод по температурному признаку мы приняли критерии существующие в Европейских странах и классификации стран СНГ или бывшего Советского Союза. Учитывая, что средняя многолетняя температура воздуха в нашей республике в среднем доходит до 20 С, мы выделили 2 категории и 4 группы термальных вод (таб. 2).

Таблица 2. Классификация минеральных и термальных вод междуречья Самур-Атачай по температуре.

Категория	Группы	Температура воды, С
Умеренно-теплые	Гипотермы (умеренные)	10-20
	Мезотермы (теплые)	20-37
Термальные	Ортотермы (горячие)	37-42
	Гипотермы (очень горячие)	42-100

К первой группе отнесены месторождения минеральных вод с умеренной тем-

пературой, т.е. температурой 10-20 С. По их рН характеристике они относятся к нейтральным (рН 6, 4-7, 5) и слабощелочным (рН до 8,5) водам и выделяют значительное количество азотно-метанового и метано-азотного газа.

Термальные воды второй группы умеренно - теплых вод имеют температуру от 20 до 37 С, отнесены к мезотермам. Они связаны с глубокими разломами типа сбросов, сдвигов и надвигов, рассматриваемого региона и установлены путем бурения глубоких гидрогеологических скважин.

К числу таких скважин и установленных в них вод относятся воды с разным газовым составом: метан, азот, сероводород скв. №14 (t=22 С); скв.№23 (t=27 С); скв.№30 (t=27 С); скв.№33 (t=26 С); скв.№15 (t=25 С); скв.№54 (t=30 С); скв.№35 (t=30 С); скв.№5 (t=32 С); скв.№113 (t= 33 С).

На первом ряду с содержанием ценных терапевтических ингредиентов и микроэлементов (Zn, Cu, Fe, Sr, Br, I), по радиоактивным свойствам эти воды обладают благоприятными качествами и температурой, позволяющей принимать ванны без искусственного нагревания вод.

Минеральные воды этой группы разгружаются главным образом в тектонически нарушенных районах. Они обладают дебитами от 0,1 скв.45 (пл.Дивичи) до 6967 м<sup>3</sup>/с (пл. Худат) скв.11.

Минеральные и термальные воды третьей группы обладают высокой температурой от 37 -до 42 С. Воды этих скважин тесно связаны с глубокими тектоническими разрывами общекавказского северо-запад-юго-восточного направления. Число месторождений этой группы в регионе доходит до 15. Дебит вод изменяются в пределах от 5,0 м/с скв.№4 (пл. Худат) до 6967 м<sup>3</sup>/с скв.№11 (пл.Худат) и

степень минерализации варьирует в пределах от 3,3 г/л до 109,7 г/л скв.№112 (пл.Худат).

Минеральные и термальные воды четвертой группы обладают температурой от 42 до 100 С и отнесены к гипотермам. Эти воды имеют сравнительно широкое распространение. Они встречаются и разгружаются по разломам чаще всего в районах молодых тектонических движений альпийского орогенеза. К таким водам - гидротермам относятся воды скважины (скв.№115 – t 80,5 С; скв.№111 - t 43 С; скв.№10 - t 64 С; скв.№112 - t 85 С; скв.№4 – t 82 С; скв.№55 – t 60 С). Они обычно имеют большие дебиты от 0,21 м<sup>3</sup>/с (скв.№55) до 960 м<sup>3</sup>/с (скв.№115). Степень минерализации их составляет от 8,7 до 65,5 г/л. Такие воды – гипотермы из скважин содержат огромное количество тепловой энергии. Вместе с тем, они выделяют азот, метан и сероводородные газы.

Из вышеизложенного следует, что температура термальных вод междуречья Самур-Атачай является весьма характерным их свойством. В большинстве скважин исследуемого региона, где выявлены термальные воды уже известны температурные режимы, за исключением некоторых отнесенных к гипотермам. Воды скважин обычно имеют температуру от 22 до 85 С, и пригодны для использования в деле теплофикации жилищ и общественных объектов и сооружений.

Установлено, что изучаемое междуречье Самур - Атачай весьма богат минеральными и термальными водами. Большинство минеральных и термальных вод встречаются здесь в предгорной части равнины. Причем, они приурочены к крупным тектоническим разломам и трещинам. Эти воды особенно часто накапливаются в местах пересечения тек-

тонических разломов, а также в пониженных частях рельефа местности. Они имеют региональное и локальное распространение.

Месторождение минеральных и термальных вод в основном приурочено к водоносным комплексам мезокайнозойских (юр, мел, неоген, продуктивной толще среднего плиоцена) отложений.

Термальные воды исследуемого региона в основном расположены в 5-ти месторождениях: Ялама - Набрань, Худат, Хачмас, Кусар и Дивичи. В этой связи, для изучения многочисленных разнообразных по солевому и газовому составу, дебиту и температуре термальных вод и освоения месторождений в исследуемом регионе было пробурено около 50 глубоких разведочных скважин.

Ниже приводится геолого – структурные особенности размещения месторождений и краткая геолого – геохимическая характеристика термальных вод по данным наиболее перспективных скважин.

### 3.3.1. Яламинское месторождения

На Яламинском месторождении пробурено 10 скважин (скв. №№ 5, 6, 7, 9, 10, 12, 1/80, 14, 110, 111), с целью получения термальных вод.

Скважина № 5-расположена на северо-восточном крыле Яламинской складки. Глубина-1530 м. Термальная вода данной скважины приурочена к песчанкам и алевролитам Продуктивной толщи  $N_2^2 P_r$ ; температура воды -34°C; дебит скважины составляет 460,5 м<sup>3</sup>/сут; минерализация термальной воды равна 3,54 г/л.

После бурения скважины статистический уровень воды составил +199 м. Водопроницаемость 0,7 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже проводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 3,54 \frac{Cl 67 SO_4 17 HCO_3 16}{(Na+K)} t 34^0 C Q 460 i^3 / \tilde{n} \delta \delta \acute{I} 8,6$$

Воды скважины по ионно-солевому составу относятся к хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатно-натриевому типу. Имеется ощутимый запах сероводорода. Из микроэлементов в воде присутствуют йод - 0,86 мг/л; бром - 7,2 мг/л.

Скважина № 6 - расположена на северо-восточном крыле Яламинской складки. Глубина скважины составляет 1530 м. При бурении скважины были вскрыты отложения (Продуктивная толща и ачкагыльский, апшеронский ярусы). Водо-вмещающие породы сложены из песков и песчаников Продуктивной толщи ( $N_2^2 P_r$ ). Температура воды – 43°C; Дебит - 112,8 м<sup>3</sup>/сут; Степень минерализации 44,5 г/л; Статистический уровень воды составляет +50 м; Водопроницаемость 0,96 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 44,5 \frac{Cl 98}{(Na+K)} t 43^0 C Q 112,8 i^3 / \tilde{n} \delta \delta p H 7,6$$

Таким образом, вода скважины относится к хлоридно-натриевому типу.

Из микроэлементов в воде присутствуют: бром - 108,1 мг/л; и йод - 25,91 мг/л.

Скважина № 7 (участок Набрань) – расположена на расстоянии 5 км к югу от скважины № 6 (Ялама) глубина скважины - 1245 м. Температура воды составляет 48 С; Дебит воды - 304,4 м<sup>3</sup>/сут; Водопроницаемость - 3,52 м<sup>2</sup>/сут;

По солевому составу вода скважины № 7 относится к сульфатно-хлоридно – натриево - кальциевому типу.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 3,3 \frac{SO_4 62 Cl 28}{(Na+K) 71 Ca 2} t 48^0 C Q 304,4 i^3 / \tilde{n} \delta \delta \acute{I} 7,0$$

В воде обнаружены в незначительном количестве йод - 0,65; и бром - 8,78 мг/л. Водовмещающие породы сложены из алевролитов неогенового возраста.

Скважина № 9 (участок Набрань) – Глубина скважины 1852 м. Водовмещающие породы состоят из глин, песков и песчаников Продуктивной толщи ( $N_2^2 Pr$ ). Температура воды составляет 45 С; Дебит воды - 261 м<sup>3</sup>/сут; Степень минерализации 5,1 г/л.

По ионно-солевому составу термальная вода этой скважины имеет по Курлову следующий вид:

$$M 5,1 \frac{Cl^{59}SO_4^{34}}{(Na+K)81Ca14} t45^0 CQ261i^3 / \text{ñòð} \delta I 7,4$$

Вода данной скважины относится к хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевому типу. В воде обнаружены в незначительном количестве йод - 1,4 мг/л; и бром - 7,5 мг/л. Водопроницаемость составляет 3 м<sup>2</sup>/сут.

Скважина № 1/80 (участок Набрань) - глубина скважины 1205 м. Водовмещающими породами являются глины, с включениями песков из балаханской свиты палеоцена. Температура воды составляет 40 С; Дебит воды - 216 м<sup>3</sup>/сут; Степень минерализации 24,5 г/л.

По химическому составу термальная вода этой скважины относится к хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевому типу.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 24,5 \frac{Cl^{87}SO_4^{12}}{(Na+K)93} t40^0 CQ216i^3 / \text{ñòð} \delta I 7,4$$

Вода описываемой скважины содержит растворенный газ азотно-кислородного состава, где азот составляет 55,47%; кислород - 42,52 % и метан - 2,01 %. Газонасыщенность равна - 12,44 мг/л. Кроме этого, из микроэлементов присутствуют йод - 16 мг/л; бром - 64,5 мг/л. Вода сква-

жины прозрачна, безцветна и без запаха, на вкус - соленая.

Скважина № 14 - Глубина этой скважины - 1165 м. Водовмещающие породы сложены из песков, глин и песчаников. Продуктивной толщи среднего палеоцена ( $N_2^2 Pr_1$ ). Температура воды - 32 С; Дебит воды - 54,0 м<sup>3</sup>/сут; Степень минерализации 7,6 г/л. По химическому составу термальная вода этой скважины относится к хлоридно – сульфатно – натриево - магниевому типу.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 7,6 \frac{Cl^{65}SO_4^{33}}{(Na+K)72Mg23} t32^0 CQ54i^3 / \text{ñòð} \delta I 8,1$$

В воде этой скважины обнаружены в незначительном количестве йод - 1,78 мг/л, и бром - 19,1 мг/л.

Скважина № 12 - глубина этой скважины составляет 1925 м. Водовмещающие породы скважины сложены из гравия, песков и песчаников продуктивной толщи ( $N_2^2 Pr_2$ ). Температура воды - 50 С; дебит воды - 549 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации - 6,1 г/л.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 6,1 \frac{Cl^{85}SO_4^{10}}{(Na+K)85Ca11} t50^0 CQ549i^3 / \text{ñòð} \delta I 8,4$$

Как видно из этой формулы по химическому составу, термальная вода скважины № 12 относится к хлоридно – сульфатно - натриево - кальциевому типу.

В воде скважины обнаружены йод - 4,6 мг/л; бром - 11,7 мг/л.

Скважина № 110 - эта скважина расположена на северо - западном крыле Яламинской площади. Глубина этой скважины - 3005 м. Водовмещающие породы сложены из песчаников, алевролитов и известняков средней юры (J<sub>2</sub>).

Температура воды - 82 С; дебит воды -

456 м<sup>3</sup>/сут;. Степень минерализации - 15,1 г/л.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 15,1 \frac{Cl^{96}}{(Na+K)^{88}Ca^{10}} t82^0 CQ456i^3 / \tilde{n}\acute{o}\grave{o} \acute{d}\acute{I} 8,2$$

По химическому составу термальная вода этой скважины относится к хлоридно - натриево - кальциевому типу. В воде обнаружены в значительном количестве бром - 38,5 мг/л и йод, который составляет здесь - 5,25 мг/л..

Скважина № 111 - расположена в пределах северо - восточного крыла Яламинской складки, на расстоянии 1,4 км западнее от ранее пробуренной скважины № 22. Глубина - 1140 м. Водовмещающими породами этой скважины являются песчаники и пески продуктивной толщи (N<sub>2</sub><sup>2</sup> Pr) чередующиеся с глинами. Температура воды - 41 С; дебит - 100,6 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации 36,9 г/л. По химическому составу вода скважины № 111 относится к хлоридно - натриевому типу.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для этой скважины:

$$M 36,9 \frac{Cl^{98}}{(Na+K)^{94}} t41^0 CQ1006,6i^3 / \tilde{n}\acute{o}\grave{o} \acute{d}\acute{I} 7,7$$

В воде этой скважины обнаружены в значительном количестве йод - 13,22 мг/л; бром - 141,47 мг/л. Вода описываемой скважины содержит растворенные газы следующего состава: метан 56,96%, кислород - 27,64 %; азот 15,40 % Вода этой скважины относится к метано-кислородно-азотному составу. Газонасыщенность составляет - 394 мг/л.

На этом участке (Ялама - Набрань) обычно не встречаются изверженные породы, и формирование вод тесно связано с осадочными отложениями Продуктивной толщи среднего плиоцена.

Вместе с тем гидрогеологические условия залегания и размещения гидротерм Яламинского месторождения тесно связаны с историей геологического развития района.

Возможно, что формирование этих своеобразных акротерм, в провинции происходит в одной и той же фациальной среде на глубинах 2500 - 3500 м.

Местное население и приезжающие сюда туристы и гости из других районов республики или города Баку, водой этих скважин пользовались в лечебных целях.

### 3.3.2. Худатское месторождение

Скважина №11 - глубина скважины-1196м. Водовмещающие породы состоит из конгломератов, песчаников и гравеллитов Продуктивной толщи (N<sub>2</sub><sup>2</sup> Pr). Температура воды составляет 56 С; дебит воды - 6967 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации - 3,08 г/л.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 3,08 \frac{Cl^{79}HCO_3,16}{(Na+K)^{80}} t56^0 CQ6967i^3 / \tilde{n}\acute{o}\grave{o} \acute{d}\acute{I} 7,8$$

По ионно - солевому составу вода этой скважины относится к хлоридно - гидрокарбонатно - натриевому типу. В воде скважины обнаружены в незначительном количестве йод - 0,98 мг/л, бром - 4,96 мг/л.

Скважина № 20 - глубина - 2740 м. Водовмещающие породы состоят в основном из глин и известняков. Температура воды - 64 С; дебит воды - 432 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации - 15,1 г/л.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 15,1 \frac{Cl^{96}}{(Na+K)^{80}Ca^{16}} t64^0 CQ432i^3 / \tilde{n}\acute{o}\grave{o} \acute{d}\acute{I} 7,7$$

В воде этой скважины обнаружены йод - 8,6 мг/л, бром - 40,7 мг/л. По химичес-

кому составу вода этой скважины относятся к хлоридно-натриево-кальциевому типу. По органолептическим показателям это бесцветная прозрачная вода, без посторонних включений и запаха, соленая на вкус. Состав растворенного газа азотно - метановый: где метана (CH<sub>4</sub>) - 75,89%; азота (N) - 20,56%. Газонасыщенность составляет 16,88 мг/л.

Скважина № 112 - глубина скважины - 2877 м. Водовмещающие породы этой скважины сложены из песчаников и алевролитов средней юры чередующихся с известняками. Температура воды этой скважины составляет 82 С; дебит воды - 2160 м<sup>3</sup>/сут; Водопроницаемость 3,55 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 100,2 \frac{Cl_{99}}{(Na+K)_{85}Ca_{12}} t_{82}^0 CQ_{2160} i^3 / \tilde{n} \ddot{o} \acute{d} \acute{I} 7,4$$

По ионно - солевому составу воды этой скважины относится к хлоридно-натриево-кальциевому типу. В воде скважины № 112 обнаружены в значительном количестве йод - 7,6 мг/л; бром - 276,6 мг/л.

Скважина № 113 - Глубина скважины 1895 м. Термальная вода этой скважины приурочены к глинам Продуктивной толщи (N<sub>2</sub> Pr) и переходящимися к песчаникам и алевролитам. Температура воды - 50 С; дебит воды - 234,7 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации 8,8 г/л. После бурения скважин статистический уровень воды составил +287 м. Водопроницаемость 1,68 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже приводим формулу А.М.Курлова для воды этой скважины:

$$M 8,8 \frac{Cl_{84}SO_{4,13}}{(Na+K)_{81}Ca_{14}} t_{50}^0 CQ_{234,7} i^3 / \tilde{n} \ddot{o} \acute{d} \acute{I} 8,1$$

По ионно - солевому составу вода этой скважины относится к хлоридно - сульфатно-натриево-кальциевому типу. В воде обнаружены йод - 1,36 мг/л, бром -

20,7 мг/л. Состав растворенного газа углекисло-азотный с заметной примесью метана, т.е. в составе воды азота (N<sub>2</sub>) - 63,32%, углекислового газа (CO<sub>2</sub>) - 27,48%, метана (CH<sub>4</sub>) - 9,20%. Газонасыщенность составляет - 7,17 мг/л.

Скважина № 116 - Глубина скважины 3125 м. Водовмещающие породы этой скважины приурочены к известнякам, песчаникам и алевролитам, чередующихся с аргиллитами и мергелями верхнего мела (K<sub>2</sub>). Температура воды 85 С; Дебит воды - 6000 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации 66,7 г/л; Водопроницаемость - 20,3 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M 66,7 \frac{Cl_{97}}{(Na+K)_{93}} t_{85}^0 CQ_{6000} i^3 / \tilde{n} \ddot{o} \acute{d} \acute{I} 7,4$$

Как видно из формулы по химическому составу вода этой скважины относится к хлоридно-натриево-кальциевому типу. Из микро-элементов в воде присутствуют в значительном количестве бром - 137,1 мг/л; йод - 16,96 мг/л.

### 3.3.3. Хачмасское месторождение

Скважина № 4 - Глубина этой скважины - 3671 м. Расположена в 1,3 км к юго-западу от ст. Набрани. Температура воды - 82 С; дебит воды - 5,0 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации 65,5 г/л.

Ниже приводим формулу Курлова для воды скважины № 4:

$$M 65,5 \frac{Cl_{99}}{(Na+K)} t_{82}^0 CQ_{5,0} pH_{6,8}$$

По ионно - солевому составу вода этой скважины относится к хлоридно-натриево-кальциевому типу. В воде скважины обнаружены в значительном количестве бром - 203,3 мг/л, йод - 15,8 мг/л. Вода описываемой скважины содержит растворенный газ. По газовому составу вода относится к азотно-метановому. Азот (N<sub>2</sub>) состав-

ляет - 73,8 %; метан (CH<sub>4</sub>) - 5,4%.

Скважина № 115 - Глубина скважины - 2500 м. Водовмещающими породами являются галечники Продуктивной толщи (N<sub>2</sub><sup>2</sup> Pr) чередующиеся с песками и песчаниками. Температура воды скважины № 115 составляет 59 С; Дебит воды - 960 м<sup>3</sup>/сут; Статистический уровень воды +392 м от поверхности земли. Водопроницаемость 1,2 м<sup>2</sup>/сут.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M\ 8,3 \frac{Cl\ 73SO_4\ 23}{(Na+K)\ 84Ca\ 11} t59^0\ CQ960i^3 / \text{нóò ðí} 7,9$$

По ионно - солевому составу вода этой скважины относится к хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевому типу. В воде из микроэлементов присутствуют бром - 19,9 мг/л; йод - 0,74 мг/л. Вода скважины № 115 содержит растворенный газ, состав которого преимущественно азотный (N<sub>2</sub>) - 90 %; метан (CH<sub>4</sub>) - 6,04%; углекислый газ - 4,44%. Газонасыщенность составляет 32,48 мг/л.

### 3.3.4. Кусарское месторождение

Скважина № 9 - глубина скважины.- 1067м. Водовмещающие породы этой скважины приурочены к галечникам апшеронского яруса (N<sub>2</sub><sup>3</sup> ap) чередующихся с глинами и песками. Температура воды этой скважины составляет 28 С; дебит воды - 93 м<sup>3</sup>/сут; степень минерализации составляет 0,3 г/л.

Ниже приводим формулу Курлова для воды этой скважины:

$$M\ 0,3 \frac{i\ \text{ñí} \ 3\ 80SO_4\ 16}{(Na+K)\ 35VMg\ 29Ca\ 36} t28^0\ CQ93i^3 / \text{нóò ðí} 7,4$$

Как видно из этой формулы по химическому составу вода этой скважины относится к гидрокарбонатно-сульфатно-натриево-кальциево-магниевому типу.

В последующие годы на исследуемом регионе были проведены работы сотрудниками Управления Геологии, в частности, был составлен проект на проведение предварительной разведке термальных вод в Прикаспийско-Кубинской области на 1983-1986 гг. Мурадовым Т.

За тем проф. Халифа-заде и доц. Агаев А.М. в 1985 году составили научный отчет посвященной геотермальной схеме по освоению ресурсов геотермальных вод в перспективных районах Азербайджанской республики до 2000 года, где также дано оценка прогнозно-эксплуатационных ресурсов термальных вод Прикаспийско - Кубинской области.

Из характеристики месторождений минеральных и термальных вод между речья Самур-Атачай выявляется взаимосвязь геолого-структурных позиций, гидрогеологических условий залегания минеральных и термальных воды в основном приурочены к крыльям локальных антиклинальных структур, т.е. переходной части от синклинали к антиклинали. Характерными при этом является Яламинское месторождение минеральных и термальных вод, где скв. № 5, 6 соответственно вскрыли термальные воды в продуктивной толще (акчагыльской и апшеронской яруса) на глубине 1530 м. На северо – западном крыле этой же складки была выявлена термальные воды из более глубоких горизонтов – среднеюрских отложений на глубине 3005 м. Таким образом с точки зрения геолого-структурных позиций преобладающая часть минеральных и термальных вод закономерно приурочена к крыльевой части антиклинальной Самур – Атачайского междуречья.

В рассматриваемом нами области Прикаспийской низменности, в Ялама-Хач-

масской курортной зоне давно проводятся разведочные работы, которые ныне уже завершены. В этой связи экономическая эффективность геологоразведочных работ может определена результатами использования разведочных запасов термальных вод в народном хозяйстве.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Аскеров А.Г., Факторы и процессы, формирующие химический состав ократерм. В кн: Проблемы теоретической и региональной гидрогеохимии. Изд-во МГУ, 1979, с.109-111
2. Имамова Т.А., Закономерности размещения, условия формирования и рациональное использование минеральных и термальных вод междуречье Самур – Атачай Баку 2007, с.54
3. Толстихин Н.И. К вопросу о провинциях минеральных вод СССР. Записки Ленинградского Горного инс-та, т.ХІІ, вып.2, 1939
4. Овчинников А.М. Гидрогеохимия, Изд-во "Недра", Москва, 1970, с.200