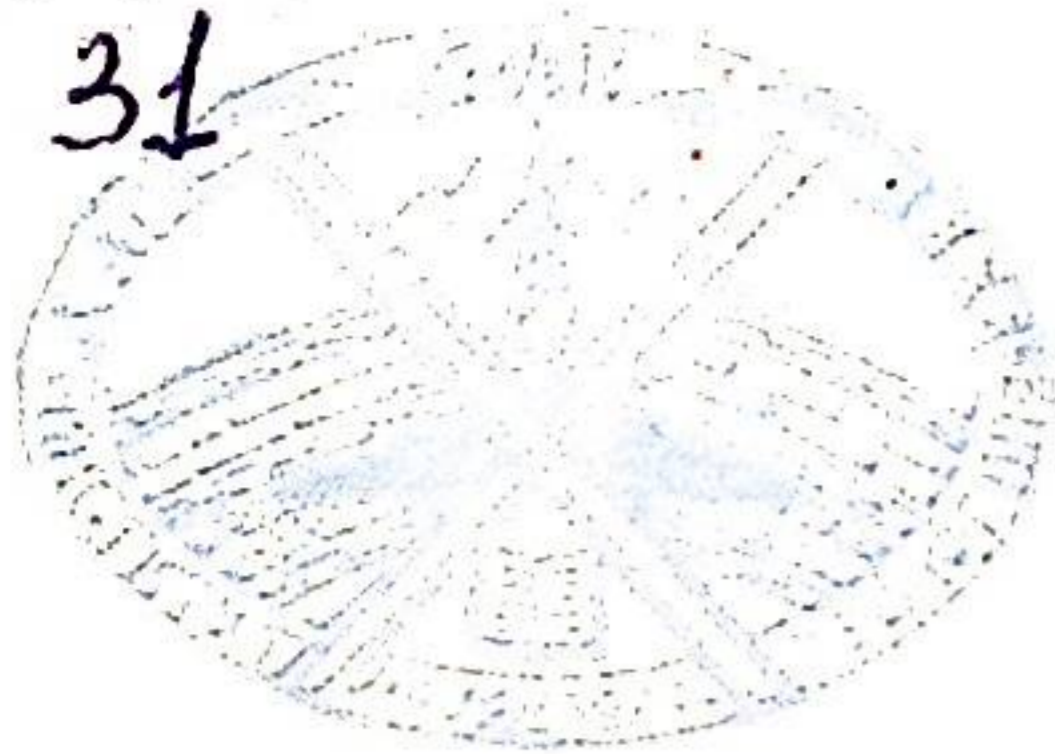


17-141

31



**ГИДРОГЕОЛОГИЯ
И ГИДРОГЕОХИМИЯ
ПОДЗЕМНЫХ ВОД
ДАГЕСТАНА**

Махачкала 1984

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
ДАГЕСТАНСКИЙ ФИЛИАЛ
Институт геологии

ВЫП. 31

ГИДРОГЕОЛОГИЯ
И ГИДРОГЕОХИМИЯ
ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

(Сборник статей)

Махачкала 1984 г.

УДК 550.4

АННОТАЦИЯ

Сборник статей отражает основные результаты научных исследований в области изучения подземных вод Дагестана. Основное внимание уделено минеральным водам, дается характеристика условий их формирования.

Значительное место в сборнике уделено результатам аналитических исследований и установленным закономерностям распространения микроэлементов и органических соединений. Изложены критерии выделения месторождений различных типов подземных вод с позиций оценки и использования их ресурсов.

Дан перечень первоочередных задач рационального использования и охраны подземных вод от загрязнения.

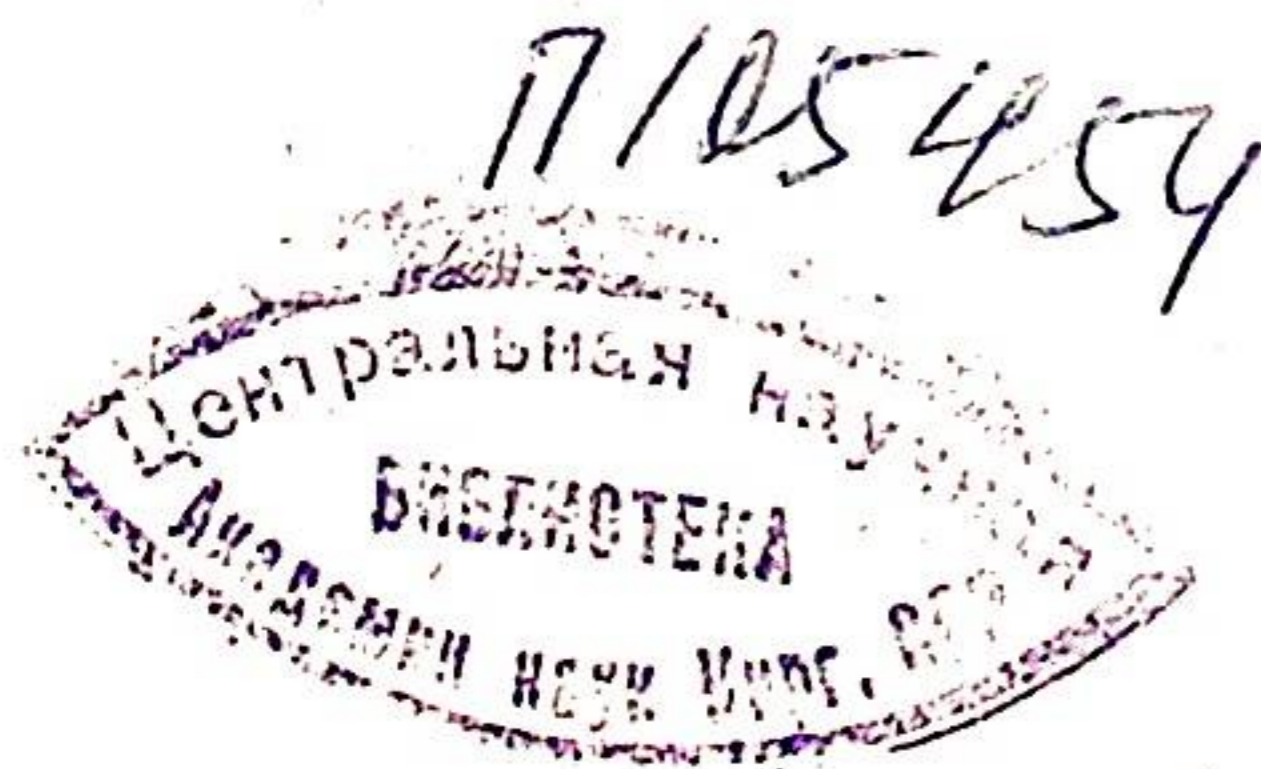
Сборник рассчитан на широкий круг гидрогеологов, гидрохимиков, геологов, геохимиков, нефтяников и других специалистов, интересующихся изучением подземных вод Дагестана, вопросами формирования залежей полезных ископаемых и другими геохимическими и гидрогеологическими проблемами.

Редакционная коллегия:

Д. А. Мирзоев (председатель), А. М. Магомедов, В. А. Агамов, Г. Г. Бунин, Г. Г. Жгенти, Г. К. Керимов, Р. А. Левкович, В. М. Пирбудагов, С. С. Сардаров, У. Т. Темирбекова, Д. Г. Осика, З. М. Штанчаева, Т. Б. Гаджиева (отв. секретарь).

Ответственные редакторы:

Д. Г. Осика
З. М. Штанчаева.



Д. А. Дибиров, П. К. Тумалаева,
К. Д. Джабраилова

К МЕТОДИКЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНО-ПРЕДКАВКАЗСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА

Все гидрогеологические параметры, характеризующие геолого-физические и гидродинамические свойства горных пород и насыщающих их жидкостей, можно разделить на две группы: основные и второстепенные. К основным относятся: эффективная мощность, коэффициенты проницаемости и фильтрации, водопроницаемость и пьезопроводимость, а к второстепенным — сжимаемость скелета горных пород и пластовой жидкости, удельный вес, температура, содержание и состав растворенных в пластовой жидкости газов и другие. Мы ограничиваемся рассмотрением лишь основных гидрогеологических параметров, ибо от точности их определения и установления закономерностей распределения параметров в пределах водоносного горизонта (комплекса) зависит достоверность гидрогеологических расчетов по оценке ресурсов подземных вод.

Определению параметров водоносных пластов (горизонтов, комплексов) посвящена обширная литература. Существующие методики не полностью отражают специфику расчета гидрогеологических параметров для тех или иных регионов, что явилось причиной неравномерной изученности в этом отношении обширного региона — Восточного Предкавказского артезианского бассейна. Ниже излагаются методические приемы расчета исходных гидрогеологических параметров.

Под эффективной мощностью водоносного горизонта (комплекса) понимается мощность водоносных пластов, выдержанных на значительной территории и обеспечивающих приток подземных вод в скважину в процессе опытного опробования или эксплуатации. Выделение эффективных мощностей глубокозалегающих водоносных горизонтов мезозоя осуществлялось на основе промыслово-геофизических данных, полученных при разведке и эксплуатации газонефтяных месторождений.

Бурение нефтяных скважин на антиклинальных структурах привело к необходимости оценки средневзвешенной для площади мощности. Слоистое чередование песчаных пластов и глинисто-алевролитовых прослоек и региональный характер их распространения способствует четкой корреляции песчаных пластов и возможности определения мощности каждого пласта с использованием средней эффективной мощности водоносного горизонта. Для каждой разведочной площади построены карты равных эффективных мощностей и соответственно с ними проведено выделение на рассматриваемой территории ряда зон с одинаковой мощностью. Путем планиметрирования определена площадь каждой зоны. В случае отсутствия достаточного количества исходных данных для составления карт равных эффективных мощностей широко использованы методы интерполяции и экстраполяции имеющихся материалов.

Разведочными работами на нефть и газ в пределах Восточно-Предкавказского артезианского бассейна охвачена лишь северо-западная часть, а на остальной территории количество пробуренных скважин незначительно и они находятся на больших расстояниях друг от друга. В связи с этим для отдельных водоносных горизонтов установлено процентное соотношение между общей и эффективной мощностями и полученные значения использовались для дальнейших расчетов (табл. 1)

Таблица 1

Соотношение общей и эффективной мощности мезозойских отложений		
Возраст водоносных отложений	Процентное соотношение общей и эффективных мощностей, %	Примечание
Нижняя юра	60—70	За общую мощность принята суммарная мощность песчано-алевролитовых пластов, выдержанных регионально
Средняя юра	60—70	
Верхняя юра	60—70	
Нижний мел	50—60	

Приведенные значения процентных соотношений не являются строгими границами, за пределами которых не могут находиться расчетные величины эффективных мощностей, однако они позволяют охарактеризовать всю территорию и весь разрез водоносных пород.

Сведения о проницаемости и пористости получают, главным образом, по данным лабораторных анализов керн. Результаты лабораторных исследований керн, отобранного

с различных глубин, позволяют лишь приблизительно судить о фильтрационной неоднородности водоносных пород. Методика лабораторных исследований и техника отбора керн определяют значительный разброс получаемых данных. Величины пористости и проницаемости, полученные по результатам лабораторных исследований керн, весьма ориентировочны и, в зависимости от метода обработки, колеблются в широких пределах. Статистический анализ параметров (проницаемости и пористости) для каждого водоносного пласта мезозойских отложений по данным объединения «Даг-нефть» выполнен В. М. Кирьяшкиным (табл. 2).

Таблица 2

Средние значения пористости и проницаемости

Возраст водоносных отложений	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость, Мд
Нижняя юра	12	27
Средняя юра	10—15	50—100
Верхняя юра (XIII пласт)	13—15	111
Нижний мел (XIII—XI)	—	134
Нижний мел IX	—	127
Нижний мел VIII	10—15	80
Апт-альб	13—15	103
Верхний мел	5,7	136

Значения параметров фильтрации, полученные по результатам лабораторного исследования керн, в пределах даже отдельных площадей сильно разнятся. Однако здесь имеются еще данные гидродинамических исследований газонефтяных скважин, находящихся на стадии промышленной разработки. Последние аналогичны данным специальных опытно-фильтрационных работ, широко практикуемых в гидрогеологии. Поэтому, для повышения достоверности параметров пластов, помимо лабораторного анализа керн, можно использовать также результаты гидродинамических исследований газонефтяных скважин.

Задачи исследования разведочных скважин сводятся к получению необходимой информации о геологическом строении, коллекторских свойствах продуктивных пластов, о составах и физико-химических свойствах насыщающих их газифлюидов. Без этой информации невозможное обоснованное

решение задач подсчета запасов флюидов в пластах. Важным преимуществом опробования скважин является то, что здесь в отличие от лабораторного анализа керна удается оценить долю трещиноватости, наряду с поровой составляющей проницаемостью. Размеры пор по сравнению с размерами трещин значительно малы, однако, вследствие большого количества пор, их роль в общей проницаемости часто бывает большей, нежели чем роль трещин.

Все материалы, полученные при промысловых гидродинамических испытаниях, несмотря на их разнообразие, могут обрабатываться по общему плану с учетом основных положений теории упругого режима пластовых водонапорных систем [1]. В зависимости от характера процесса фильтрации, из существующих методов опробования газонефтяных скважин, широко используются следующие:

1. Метод установившихся отборов жидкости из пласта при установившемся процессе фильтрации;

2. Метод восстановления давления при неустановившемся процессе фильтрации.

Первый метод основан на использовании уравнений связи между дебитом (Q) и перепадом давлений (ΔP) в предположении стационарной фильтрации флюида. Сущность его заключается в нахождении зависимости между Q и ΔP и входящих в нее коэффициентов опытным путем. Затем определяют продуктивность, проницаемость и совершенство скважин.

Метод восстановления давления основан на использовании уравнений нестационарной фильтрации жидкостей в однородном пласте постоянной мощности, связывающих изменение давления со временем при мгновенном изменении дебита скважины.

По данным исследования скважин построены индикаторные кривые в координатах P и Q [2]. Прямолинейный характер кривых свидетельствует о сохранении линейного закона фильтрации флюида на всем пути его движения к забою скважины. Построенные индикаторные кривые обрабатывались, согласно существующих инструкций, по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин [3].

В процессе проведенных работ выполнено более 50 расчетов параметров фильтрации по данным опробования газонефтяных скважин. Однако такие испытания проведены в небольших масштабах и сосредоточены на сравнительно небольшом участке (Прикумская область) рассматриваемой территории, что явно недостаточно для построения региональных карт. Поэтому результаты этих расчетов целесообразно использовать совместно с данными лабораторных исследований керна.

Коэффициент фильтрации является основным расчетным показателем при решении водно-фильтрационных задач и от

точности его определения во многом зависят конечные результаты подсчета запасов пластовых флюидов. При гидрогеологических расчетах, связанных с оценкой ресурсов подземных вод, возникает необходимость перевода коэффициента проницаемости в коэффициент фильтрации. Они находятся в следующей зависимости:

$$K = 0,864 K_{пр} \frac{\gamma}{M};$$

где K — коэффициент фильтрации, м/сут.;

$K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, дарси;

γ — объемный вес воды, г/см³;

M — коэффициент кинематической вязкости, спз.

Водопроводимость в гидрогеологической практике обычно определяется по данным специальных опытно-фильтрационных работ с использованием возмущающих и наблюдательных скважин. Такие опытные работы для рассматриваемых отложений не проводились за исключением гидродинамических исследований газонефтяных скважин. Поэтому величину водопроводимости водоносных горизонтов мезозойского гидрогеологического этажа определяли расчетным путем — как произведение эффективной мощности на коэффициент фильтрации.

При определении параметров глубоких водоносных горизонтов большой интерес представляют данные эксплуатации газонефтяных скважин, т. к. при их разработке извлекается значительное количество попутной воды. Кроме того, они позволяют оценить достоверность параметров, рассчитанных различными методами на основе данных величин отбора и изменения напоров (пластовых давлений).

В пределах артезианских бассейнов платформенного типа снижение уровня подземных вод, соответствующее падению пластового давления при разработке газонефтяных месторождений, с учетом включения в разработку вновь пробуренных скважин, может быть описано приближенной формулой Тейса:

$$S = \frac{Q_{сум}}{4 \text{ пкм}} \left[a_1 l_n \frac{2,25 a T}{r_0^2} + a_2 l_n \frac{2,25 a (T - t_1)}{r_1^2} + \dots + a_n l_n \frac{2,25 a (T - t_n)}{r_n^2} \right],$$

где a — коэффициент пьезопроводности;

$Q_{сум} = (Q + Q + \dots + Q)$ — суммарный отбор жидкости;

$a_1, a_2 \dots a_n$ — отношение ежегодного расхода водозаборов к суммарному расходу;

$t_1, t_2 \dots t_n$ — время подключения различных скважин от начала их эксплуатации;

T — общее время эксплуатации;

$r_0, r_1 \dots r_n$ — соответственно радиус скважины и расстояние до взаимодействующих скважин.

Дальнейшая обработка результатов эксплуатации газонефтяных месторождений проводилась методом временных прослеживаний, как и при опытных работах на групповом водозаборе [4]. Анализ данных эксплуатации осуществлялся в основном для начальной стадии разработки, когда наиболее отчетливо проявляется связь между суммарным расходом и депрессией пластовых давлений. Отсутствие режимной сети при разработке газонефтяных залежей и вытекающая отсюда произвольность выбора точек для замера пластовых давлений, естественно, может привести к определенным ошибкам. Однако, несмотря на это, величины обобщенных параметров, полученных таким путем, характеризуют значительную часть пласта, соответствующую размерам депрессионной воронки, и учитывают ряд дополнительных факторов, не поддающихся учету при кратковременных опытных откачках. Поэтому представляет интерес сравнение этих значений водопроводимости с рассчитанными по эмпирическим формулам на основании лабораторного исследования керна или же по результатам гидродинамических исследований газонефтяных скважин. С этой целью расчеты параметров фильтрации проводились практически по всем газонефтяным месторождениям, на которых разрабатывался тот или иной горизонт. Здесь нет необходимости приводить подробно расчеты по каждому месторождению и горизонту, ввиду однотипности их, и поэтому ограничиваемся примерами подсчета для некоторых месторождений.

Обработка данных эксплуатации осуществлялась графоаналитическим методом, поскольку он позволяет установить основные закономерности в снижении пластового давления и избежать грубых ошибок, вызванных неточностью замеров. Среднегодовые отборы пластовой жидкости (включая нефть и конденсат), а также динамика изменения пластовых давлений были представлены в виде ступенчатых схематических графиков $Q=f(t)$ и $P=f(t)$. Для дальнейших расчетов закономерностей снижения уровня подземных вод построены графики зависимостей $S=f(\lg t_{пр})$ (рис. 1).

На всех графиках, за исключением некоторых горизонтов (например, верхнеюрского карбонатного), выделяется два и более прямолинейных участка. Однако, прямолинейность графика зависимостей $S=f(\lg t_{пр})$ не является надежным показателем неограниченности пласта [5, 6]. Величины водопроводимости, определенные по первому прямолинейному

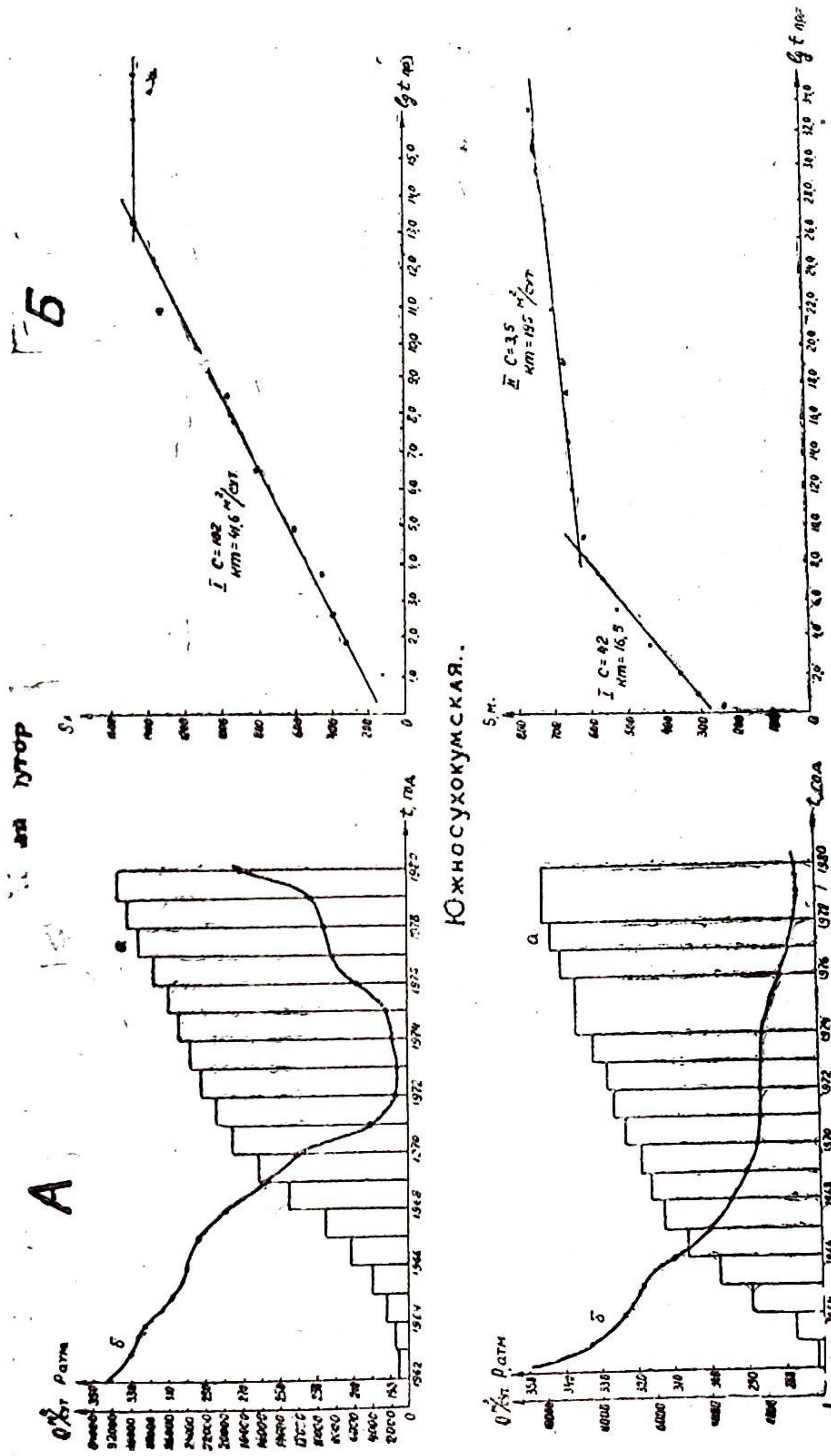


Рис. 1. Определение обобщенных гидрогеологических параметров.
 А — Графики суммарных отборов жидкости (а) и изменения пластовых давлений (б);
 Б — Преобразованные графики снижения уровня подземных вод.

участку, наиболее близки к значениям водопроницаемости, рассчитанным эмпирическим путем. Результаты сравнения обобщенных значений водопроницаемости, определенных по данным эксплуатации (X) и эмпирических значений водопроницаемости, определенных по данным гидродинамических исследований скважин и лабораторного анализа керна (Y) для наиболее изученных горизонтов описываются следующими уравнениями:

исокомский	$y = -3,07 + 1,67x$	$r = 0,95$
верхнеюрский карбонатный	$y = 8,92 + 1,63x$	$r = 0,93$
келловейский	$y = -2,88 + 1,27x$	$r = 0,94$
байос-батский	$y = -22,06 + 1,73x$	$r = 0,99$

указывающими на тесную связь между этими параметрами (коэффициент корреляции $r = 0,93 - 0,99$).

Вторые и последующие участки на графиках зависимостей $S = f(\lg t_{np})$ имеют меньший наклон, чем первоначальные, что свидетельствует об улучшении гидродинамических условий пластов после нескольких лет эксплуатации. Это, на наш взгляд, связано с поступлением воды из других горизонтов.

Факт улучшения гидродинамических условий разработки глубоких горизонтов за сравнительно короткий срок дает основание считать, что при эксплуатации многопластовых горизонтов для повышения производительности скважин достаточно создать крупную депрессию в одном пласте, т. к. усиливается питание эксплуатируемого пласта за счет поступления из других горизонтов.

Величина пьезопроницаемости, рассчитанная по данным эксплуатации газонефтяных месторождений, колеблется в широких пределах от $n \cdot 10^4$ до $n \cdot 10^6$ м²/сут. Поэтому, значение пьезопроницаемости, как и во всех предшествующих работах, целесообразно принять близким к литературным данным и составляет в среднем $n \cdot 10^5$ м²/сут.

Касаясь использования данных разработки газонефтяных месторождений для оценки эксплуатационных запасов подземных промышленных вод, необходимо отметить, что существующие методические указания по определению параметров глубоких водоносных горизонтов не уделяют им должного внимания и ориентируют, как правило, на проведение специальных опытно-фильтрационных работ.

Изучив и обработав весь имеющийся материал по фильтрационным свойствам мезозойских отложений Восточно-Предкавказского артезианского бассейна, можно отметить следующее:

1. Приведенный методический подход к оценке параметров глубоких водоносных горизонтов позволяет определить

параметры как сравнительно небольших участков (газонефтяная площадь), так и артезианских бассейнов в целом.

2. Установлено, что из всех имеющихся данных наиболее достоверными являются параметры, определенные по результатам гидродинамических исследований газонефтяных скважин. Ввиду малочисленности последних, при региональных исследованиях рекомендуется совместное использование данных лабораторного анализа керна и гидродинамических исследований скважин.

Данные эксплуатации газонефтяных месторождений могут быть использованы для получения ряда параметров, представляющих интерес для оценки ресурсов подземных вод.

3. Оценена точность рассчитанных гидрогеологических параметров путем сопоставления их с обобщенными параметрами, полученными по результатам многолетней эксплуатации газонефтяных месторождений. Установленные закономерности изменения гидродинамических условий водоносных горизонтов за многолетний период способствуют разработке мероприятий по рациональному освоению ресурсов подземных вод.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур (Богомолов Г. В., Мухин Ю. В., Балакириев Ю. А. и др.) Минск.: Наука и техника, 1975, 236 с.
2. Курбанов М. К., Дибиров Д. А. К вопросу использования промысловых запасов пластовых вод /Тр. ИГ Даг. ФАН ССР, 1978, вып. 2/20, с. 72—79.
3. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин.— М.: Гостоптехиздат, 1963, 69 с.
4. Боревский Б. В., Самсонов В. Г., Язвин Н. М. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек.— М.: Недра, 1979, 326 с.
5. Хантуш М. С. Новое в теории перетекания.— В сб.: Вопросы гидрогеологических расчетов.— М., 1965, с. 43—59.
6. Язвин Л. С. Достоверность гидрогеологических прогнозов при оценке эксплуатационных запасов подземных вод.— М., 1972, 149 с.

З. М. Штанчаева

ГЕОХИМИЯ НЕКОТОРЫХ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В РАССОЛАХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОГО ДАГЕСТАНА

Определение концентрации и характера распределения микроэлементов в природных водах имеет важное научное и практическое значение в решении ряда геохимических проблем [1, 2, 3]. За последнее время при исследовании пластовых вод нефтяных месторождений наряду с традиционным определением ионно-солевого состава изучены содержания ряда микроэлементов. Естественно, что расширение познания в области геохимии природных вод, в первую очередь, зависит от наличия аналитических методов, способных удовлетворить современным требованиям. Для определения химических элементов в природных водах применяются различные методы. Высокой чувствительностью обладают колориметрические методы. Исходя из этого, нами произведено определение тяжелых металлов, кроме общего железа, колориметрическими методами.

Определение суммы шести и трехвалентного хрома ($\text{Cr}^{3+} + \text{Cr}^{6+}$) производилось фотоколориметрическим методом, который основан на образовании окрашенного в фиолетово-красный цвет комплексного соединения хрома с дифенилкарбазидом, на ФЭК-56 с синим светофильтром. Содержание хрома в пробе определялось по калибровочной кривой. Марганец определен с помощью ФЭК-56 с зеленым светофильтром персульфатным методом [4]. Железо общее определено объемным методом иодометрически [5]. Медь определялась экстракционно-колориметрически при помощи диэтилдитиокарбомината свинца [4]. Определение кобальта и никеля произведено экстракционно-колориметрически: кобальт с α -нитрозо- β -нафтолом, а никель с диметилглиоксимом.

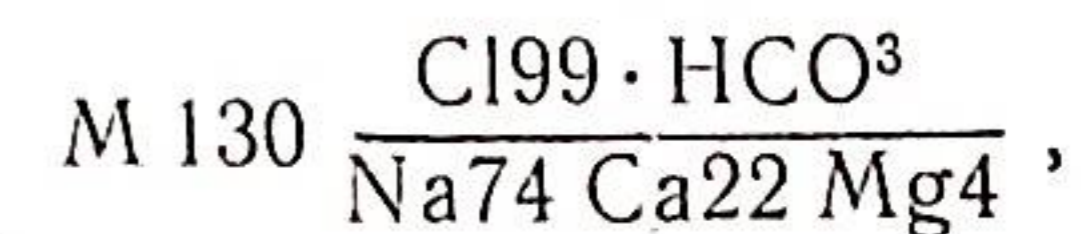
Определение цинка осуществлялось на ФЭК-56 с дитионом.

В данной работе обсуждаются результаты изучения концентрации тяжелых металлов и основные закономерности их

распределения в рассолах продуктивной толщи мезозойских отложений газонефтяных месторождений Северного Дагестана.

По классификации В. А. Сулина, пластовые воды исследуемых регионально водоносных комплексов Прикумской нефтегазоносной области характеризуются отношением: натрия

к хлору меньше единицы ($\frac{\text{Na}}{\text{Cl}} = 0,74 - 0,90$); коэффициент $\frac{\text{г Cl} - \text{г Na}}{\text{г Mg}} > 1$; минерализация вод достигает 230,2 г/л; химический состав, выраженный формулой Курлова:



позволяет отнести эти воды к высокоминерализованным (рассолам) хлоркальциевого типа. Общая минерализация пластовых вод колеблется в зависимости от глубины залегания пластов, от 50,07 до 230,2 г/л.

Пластовые воды Северного Дагестана в последние десятилетия привлекают внимание многих гидрогеологов и геохимиков: В. Н. Корценштейна, А. В. Щербакова, В. А. Кротову, Е. М. Ланда, А. М. Никанорова и многих других. Большой интерес к ним не случаен. Эти рассолы содержат промышленные концентрации солей и микроэлементов, имеющих большое значение в народном хозяйстве. Они могут быть использованы: а) как химическое сырье для получения пищевой соли, солей магния, кальция и др.; б) для извлечения микроэлементов иода, брома и т. д.; в) в качестве поисковых гидрохимических критериев на нефть, газ и др. полезных ископаемых.

В ранее приведенных нами работах [6—9] обстоятельно изучены закономерности распределения Na, K, Li, Rb, Cs, Sr, в пластовых водах Дагестана, здесь же рассматриваются некоторые особенности геохимии элементов: Cr, Mn, Fe (общ.), Co, Ni, Cu и Zn. Полученные результаты приведены в таблицах 1, 2, 3.

Хром. Распределение хрома в природных объектах (нефтях, растениях) в целом изучено достаточно хорошо [10], в то время как в пластовых водах Дагестана практически не изучалось. Нами определение хрома в пластовых водах газонефтяных месторождений Северного Дагестана произведено впервые.

В целом, концентрация хрома колеблется в небольших пределах 0,0008 мг/л (на площади Кочубеевская) до 0,0166 мг/л (на площади Таловская). В пластовых водах

Содержание хрома в пластовых водах нижнемеловых отложений
Северного равнинного Дагестана

№№ п/п	Месторождение	Интервал, перфораций, м	Пласт	Минерализация, г/л	Сг, мг/л	
1.	Южно-Сухокумск	3284—3279	IX	117,52	0,0058	
		→→→	3286—3278	IX	120,08	0,0054
		→→→	3282—3285	IX	118,41	0,0048
		→→→	3291—3295	IX	130,13	0,0036
2.	Русский Хутор	→→→	3283—3288	IX	58,77	0,0040
		→→→	3154—3155	VIII	46,94	0,0019
		→→→	3181—3179	VIII	124,29	0,0044
		→→→	3185—3182			
3.	Сухокумск	→→→	3199—3203	IX—X	45,58	0,0020
		→→→	3255—3257	IX	113,8	0,0036
		→→→	3262—3266	IX	113,66	0,0034
		→→→	3274—3282	IX	115,37	0,0032
4.	Восточный Сухокумск	→→→	3278—3284	IX	120,4	0,0042
		→→→	3285—3295	IX	115,57	0,0038
		→→→	3371—3367	IX	129,78	0,0032
		→→→	3361—3367			
5.	Перекрестная	→→→	3450—3452	XIII	137,56	0,0056
		→→→	3468—3465	XIII	126,93	0,0058
		→→→	3480—3475	IX	62,85	0,0042
		→→→	3489—3485			
6.	Таловская	→→→	3291—3288	V	41,12	0,0032
		→→→	3438—3442	VIII	47,63	0,0146
		→→→	3463—3467	IX	56,60	0,0166
		→→→	3449—3455	VIII	46,47	0,0044
7.	Уллубиевская	→→→	3449—3455	X	123,93	0,0060
		→→→	3449—3455	VIII	60,48	0,0038
8.	Граничная	→→→	3598—3591	VIII	60,48	0,0038
		→→→	3638—3632	IX	60,57	0,0046
		→→→	3620—3616			
		→→→	3614—3617	IX	58,64	0,0048
9.	Дахадаевская	→→→	3598—3603			
		→→→	3614—3609	X	55,24	0,0042
10.	Кочубеевская	→→→	3440—3446	IX	70,26	0,0041
		→→→	3278—3280		46,93	0,0008

Северодагестанской области пределы колебаний средних величин составляют от 0,0036 мг/л (на пл. Сухокумская) до 0,0134 мг/л (на пл. Степная).

По стратиграфическому разрезу средние концентрации хрома составляют 0,0049 мг/л в мелу; 0,0052 мг/л в верхней юре и 0,006 мг/л в средней юре. По данным наших исследований представляется возможность наметить некоторые закономерные вариации. На рис. 1 показаны сравнительные уровни концентрации хрома по двум основным продуктивным комплексам (юрскому и меловому) для группы разведочных площадей. Во всех случаях (за исключением площади Таловской), концентрации в юре выше, чем в мелу, однако, при этом все указанные площади неравноценны. Наибольшие концентрации указаны на площади Степной, где среднее содержание хрома соответствует 0,0134 мг/л, а наименьшее на площади

Кочубеевская 0,0008 мг/л. Сравнивая средние значения хрома в исследованных пластовых водах газонефтяных месторождений Северного Дагестана (0,0059 мг/л) с морской водой (0,00005 мг/л по Э. Д. Гольдбергу) [11] видно, что первые богаче содержанием хрома в сотни раз, чем вторые. А. В. Щербаков отмечает, что максимальные количества хрома в подземных водах достигают 0,5 мг/л [12], однако в наших условиях оно не превышает 0,017 мг/л.

Марганец. В ранее опубликованных работах мы приводили некоторые данные о содержании марганца в пластовых водах Дагестана; В настоящем сообщении предлагаются более полные результаты изучения содержания марганца в пластовых водах газо-нефтяных месторождений Северного Дагестана.

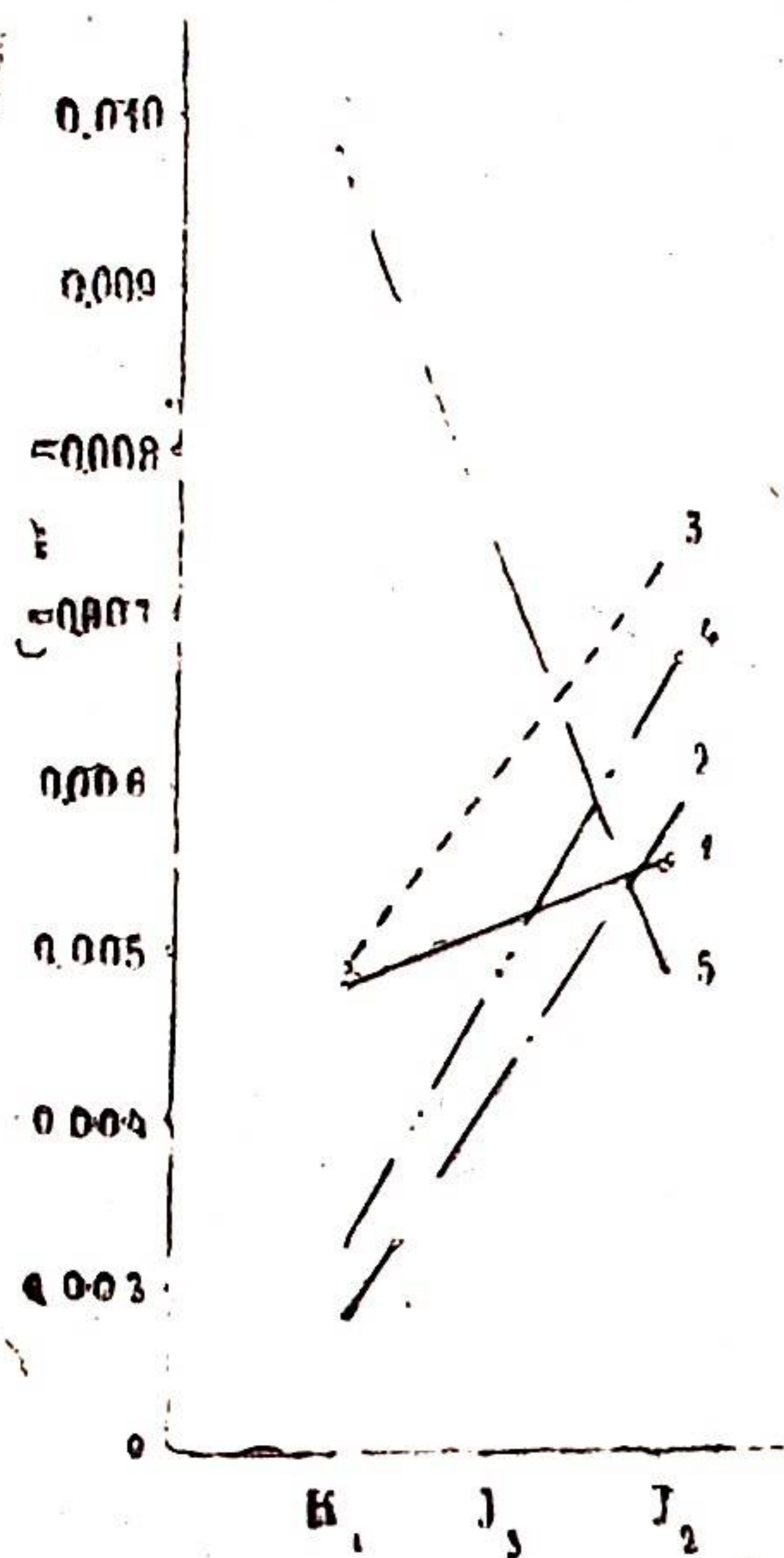


Рис. 1. Зависимость среднего содержания хрома в рассолах от глубины залегания водоносных пластов.

1 — Ю. Сухокумск; 2 — Р. Хутор;
3 — В. Сухокумск; 4 — Граничная;
5 — Таловская.

Кочубеевская 0,0008 мг/л. Сравнивая средние значения хрома в исследованных пластовых водах газонефтяных месторождений Северного Дагестана (0,0059 мг/л) с морской водой (0,00005 мг/л по Э. Д. Гольдбергу) [11] видно, что первые богаче содержанием хрома в сотни раз, чем вторые. А. В. Щербаков отмечает, что максимальные количества хрома в подземных водах достигают 0,5 мг/л [12], однако в наших условиях оно не превышает 0,017 мг/л.

Марганец. В ранее опубликованных работах мы приводили некоторые данные о содержании марганца в пластовых водах Дагестана; В настоящем сообщении предлагаются более полные результаты изучения содержания марганца в пластовых водах газо-нефтяных месторождений Северного Дагестана.

Таблица 2

Содержание хрома в пластовых водах юрских отложений
Северного равнинного Дагестана

№№ п/п	Месторождение	Интервал, перфораций, м	Пласт	Минерализация, г/л	Сг, мг/л
1.	Южно-Сухокумск	3398—3342	XIII	137,17	0,0052
	—»—	3404—	XIII	133,59	0,0051
	—»—	3640—3642	VI	139,44	0,0058
		3644—3647			
	—»—	3633—3642	VI	140,05	0,0053
	—»—	3650—3653	VI	135,23	0,0057
		3658—3660			
	—»—	3654—3658	VI	138,59	0,0055
2.	Русский Хутор	3327—3322	II	130,49	0,0044
	—»—	3466—3463	VI	124,29	0,0058
		3473—3476			
	—»—	3475—3473	VI	120,3	0,0054
		3483—3480			
	—»—	3479—3485	VI	119,26	0,0064
	—»—	3319—3327	II	137,25	0,0045
	—»—	3481—3485	VI	120,20	0,0066
3.	Мартовская	3717—3697	VI	140,61	0,0132
	—»—	3705—3710	VI	139,69	0,0045
	—»—	3722—3786	VI, VII	139,55	0,0044
		3677—3692			
	—»—	3691—3695	VII	143,82	0,0041
		3715—3719			
4.	Восточный Сухокумск		I	125,73	0,0012
	—»—	3546—3540	II	99,19	0,0084
		3599—3596	IV	136,0	0,0119
		3595—3691	II	129,96	0,0144
5.	Степная	3611—3606			
	—»—	3638—3635	II	123,48	0,0124
6.	Майская	3842—3837	VI	135,20	0,0058
7.	Таловская	3728—3725	III	124,62	0,0040
	—»—	3824—3821	VI	137,51	0,0056
8.	Бажиган	3707—3705	VI	112,58	0,0046
	—»—	3740—3744	VI	125,99	0,0064
	—»—	3769—3766	VIII	132,9	0,0072
	—»—	3859—3856	палеозой	127,98	0,0080
		3838—3832			
9.	Граничная	3494—3491	забойная	108,02	0,0064
		3487—3483	пачка		

По данным наших исследований представляется возможность наметить некоторые закономерные вариации содержания марганца в водах отдельных стратиграфических комплексов и горизонтов, где полученный материал отличается наибольшей полнотой и детальностью (исследовано около 200 проб пластовых вод). Средние концентрации содержания марганца в водах составляют: 3,96 мг/л в водах меловых отложений, 7,78 мг/л — верхней юры и 12,71 мг/л — средней юры. Если рассматривать изменение концентрации марганца по отдельным пластам, то отмечается закономерное увеличение его содержания с глубиной залегания (табл. 3). Содержание марганца изучено по четырем пластам нижнего мела (VIII, IX, X, XII) и по шести пластам юры (I, II, III, IV, VI, VII). Особенно обогащенными из них явились воды IX, VI, VII пластов, содержание марганца в которых составляет:

IX — 5,06 мг/л,

VI — 12,06 мг/л,

VII — 18,4 мг/л.

По площади распространения также отмечаются некоторые закономерности. Наибольшие концентрации марганца обнаружены на площади Мартовская и Бажиган. Пределы содержания марганца на данных месторождениях составляют от 7,0 до 20,1 мг/л и от 10,7 до 26,9 мг/л, а среднее содержание соответственно равно 12,3 мг/л и 17,92 мг/л. В пробах вод на месторождении Граничное содержание марганца снижается до 3,5 мг/л. На рис. 2 показана зависимость среднего содержания марганца в пластовых водах Северного Дагестана от глубины залегания водоносных пластов. Среднее содержание марганца в исследованных пластовых водах Северного Дагестана составляет 10,08 мг/л.

Сопоставляя средние содержания марганца в подземных водах Дагестана (10,08 мг/л) с морской водой (0,002 мг/л по А. П. Виноградову) видно, что исследованные воды в сотни раз богаче марганцем, чем морская вода. По Дж. И. Зульфугарлы и Ф. Р. Бабаеву [13] в пластовых водах морских месторождений Азербайджана концентрация марганца составляет 1,06 мг/л.

Из вышеприведенных данных явствует, что в изученных нами водах среднее содержание марганца растет с глубиной залегания пластов.

Железо. Рассолы Северного Дагестана особенно богаты железом, но обеднены кобальтом, никелем и хромом (табл. 3). В пластовых водах мезозойских отложений Северного Дагестана содержание железа варьирует в широких пределах: 0,00—1003,1 мг/л. Пределы колебаний средних величин составляют от 81,03 мг/л до 552 мг/л. Из полученных нами дан-



Среднее содержание тяжелых металлов в рассолах газонефтяных месторождений Северного Дагестана

№№ п/п	Название площади	Геологический возраст	Минерализация, г/л	Содержание, мг/л						
				Cr	Mn	Fe (общее)	Co	Ni	Cu	Zn
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Южно-Сухокумская	Нижний мел	121,53	0,0047	5,85	399,5	0,020	0,008	0,102	0,120
	—>—	Верхняя юра	136,38	—	9,87	602,5	0,025	0,009	0,160	0,168
	—>—	Средняя юра	138,68	0,0054	15,81	760,0	0,078	0,018	0,260	0,272
2.	Сухокумская	Нижний мел	115,97	0,0036	6,01	347,5	0,021	0,006	0,169	0,170
3.	В. Сухокумская	Нижний мел	130,42	0,0049	2,5	46,2	0,022	0,010	0,152	0,158
	—>—	Средняя юра	123,39	0,0072	4,0	150,1	0,027	0,013	0,190	0,301
4.	Мартовская	Средняя юра	139,98	0,0041	13,1	509,9	0,027	0,010	0,240	0,292
5.	Русский Хутор	Нижний мел	99,56	0,0028	6,70	185,3	0,028	0,009	0,118	0,09
	—>—	Средняя юра	128,73	0,0055	10,73	346,6	0,031	0,012	0,218	0,313
6.	Перекрестная	Нижний мел	65,01	0,0042	4,2	211,3	0,021	0,019	0,070	0,09
7.	Таловская	Нижний мел	53,07	0,0097	2,4	70,8	0,012	0,011	0,082	0,104
	—>—	Верхняя юра	120,90	—	5,9	—	0,027	0,011	не опр.	0,087
	—>—	Средняя юра	144,03	0,0048	14,2	525,0	0,034	0,015	0,293	0,316
8.	Октябрьская	Нижний мел	80,30	—	4,2	—	0,018	не опр.	0,159	0,160
	—>—	Средняя юра	131,48	—	11,8	—	0,024	0,014	0,188	0,420
9.	Степная	Средняя юра	127,81	0,0134	5,87	400,9	0,027	0,025	0,215	0,260
10.	Равнинная	Средняя юра	130,05	—	10,86	318,3	0,030	0,018	0,203	не обн.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11.	Дахадаевская	Нижний мел	70,40	0,0041	3,6	105,0	0,019	0,003	0,100	0,230
	—>—	Средняя юра	80,73	—	20,2	120,0	0,026	0,007	0,180	0,450
12.	Кочубеевская	Нижний мел	46,93	0,0008	3,6	—	0,019	0,004	0,160	0,180
13.	Солопчакская	Нижний мел	61,40	—	4,5	60,9	0,017	0,006	0,068	0,042
	—>—	Средняя юра	131,04	—	10,7	90,6	0,060	0,012	0,210	0,299
14.	Майская	Средняя юра	127,53	0,0058	11,6	390,5	0,050	0,016	0,180	0,415
15.	Бажиган	Средняя юра	128,09	0,0066	12,1	не обн.	0,021	0,012	0,195	0,230
	—>—	Палеозой	132,90	0,0080	27,2	279,0	0,034	0,019	0,375	0,501
16.	Ногайская	Средняя юра	122,12	—	10,4	55,8	0,026	0,014	0,120	0,208
17.	Граничная	Нижний мел	54,11	0,0032	1,8	66,91	0,021	0,014	0,109	0,151
	—>—	Средняя юра	86,01	0,0064	7,2	218,9	0,072	0,098	0,136	0,219
18.	Юбилейная	Средняя юра	124,66	—	8,1	—	—	не опр.	не опр.	0,306
19.	Уллубиевская	Нижний мел	60,03	0,0060	2,2	—	не опр.	0,003	0,128	0,041
	—>—	Средняя юра	130,07	—	7,0	—	0,028	0,007	0,271	0,257
20.	Дагестанская	Средняя юра	64,80	—	26,8	146,2	0,023	0,017	0,098	0,24
21.	Тереклинская	Средняя юра	59,0	—	12,0	490,0	0,027	0,026	0,144	0,289
22.	Кумбаторская	Средняя юра	50,07	—	12,7	350,0	0,022	0,026	0,189	0,308
23.	Тарумовская	Средняя юра	230,2	—	37,8	не опр.	0,178	0,068	1,2	1,701

Интервалы перфораций в пределах 3200—5400 м.

ных следует, что в изученных водах содержание железа неодинаково.

Среднее содержание железа для вод каждого месторождения по пластам дано в таблице 3. По стратиграфическим комплексам его среднее содержание равняется: в водах нижнего мела — 171,50 мг/л; в водах верхней юры — 335,90 мг/л; в водах средней юры — 367,16 мг/л.

Исходя из этих данных можно заключить, что оно растет с глубиной залегания.

На рис. 2 показано, как изменяется среднее содержание железа в пластовых водах Северного Дагестана по свитам. Описываемые хлоркальциевые воды характеризуются высоким содержанием общего железа (до 1000 мг/л). Хотелось отметить, что железо в водах некоторых месторождений Дагестана не обнаружено, именно в 20 пробах из 200 (Таловская, Бажиган, Граничное, В. Сухокумское), тогда как в остальных месторождениях обнаружено во всех исследованных образцах в достаточно больших количествах. Среднее содержание железа в пластовых водах Равнинного Дагестана составляет 287,3 мг/л.

Кобальт. Содержание кобальта в пластовых водах мезозойских отложений Равнинного (Северного) Дагестана варьирует от 0,003 мг/л (площадь Таловская) до 0,178 мг/л (площадь Тарумовская).

В таблице 3 приведены усредненные значения содержания кобальта на отдельных месторождениях. Наименьшее среднее содержание кобальта на площади Таловская — 0,012 мг/л в нижнем мелу, наибольшие — 0,078 мг/л в среднеюрских отложениях на Южно-Сухокумской площади. В общем, по Северному Дагестану средние концентрации кобальта характерны для мелового комплекса — 0,019 мг/л, для верхнеюрских отложений — 0,026 мг/л и для среднеюрских отложений — 0,040 мг/л, что свидетельствует об увеличении содержания кобальта с глубиной (рис. 2).

Максимальные природные концентрации кобальта в подземных водах по А. В. Щербакову [12] составляют 0,2 мг/л, по Э. Д. Гольдбергу [11] в морской воде 0,0005 мг/л. Его Кларк в весовых единицах соответствует $3 \cdot 10^{-3}$, а в наших исследованиях его значения достигают 0,178 мг/л. Среднее содержание кобальта в исследованных нами водах соответствует 0,034 мг/л.

Никель. Распространение никеля в пластовых водах мезозойских отложений также подчиняется определенным закономерностям. Воды среднеюрских отложений содержат никеля в больших количествах по сравнению с водами верхнеюрских и нижнемеловых отложений, и в целом отмечается довольно четкая картина уменьшения содержания никеля

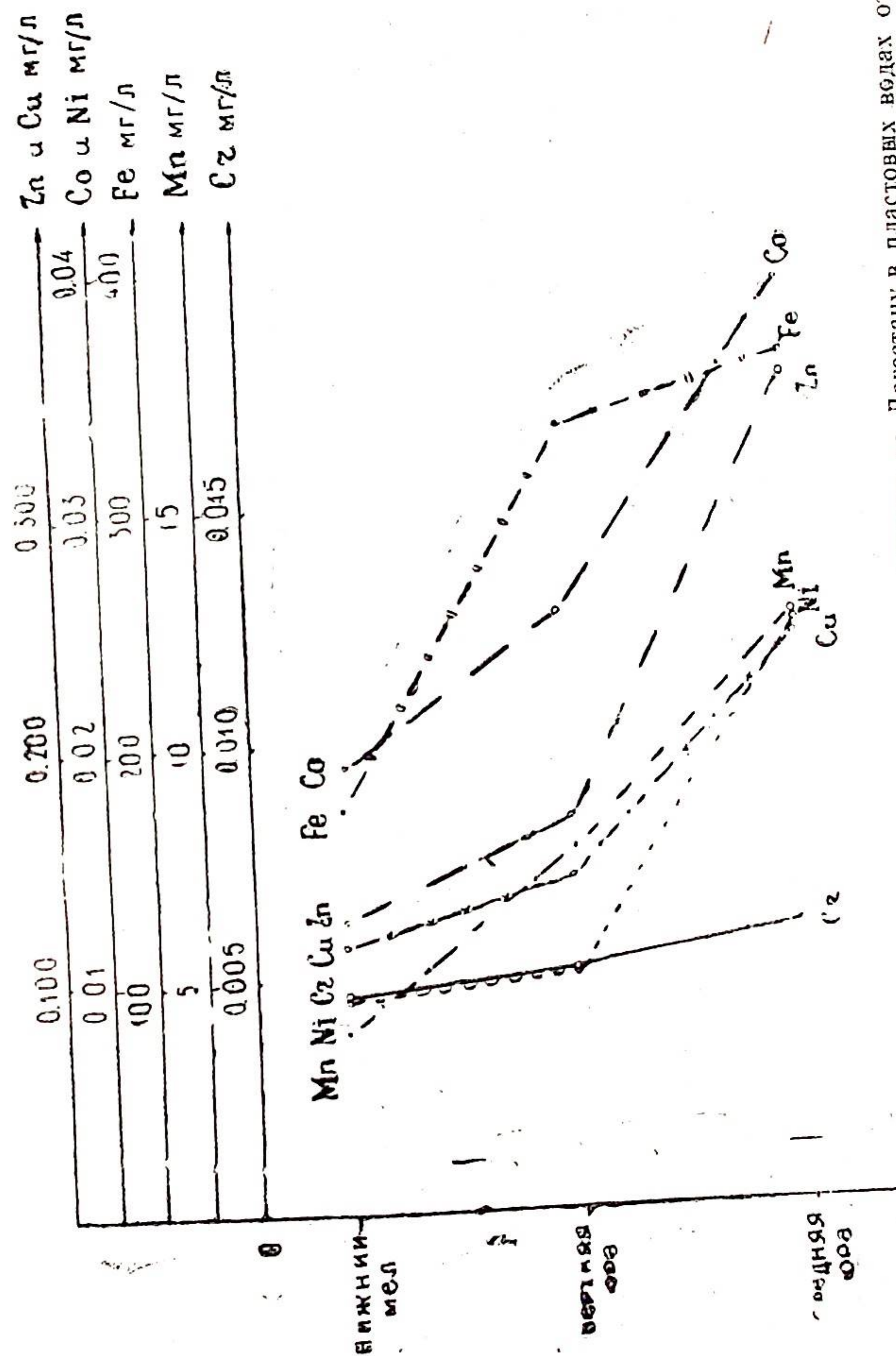


Рис. 2. Зависимость среднего содержания тяжелых металлов по Дагестану в пластовых водах от глубины залегания водоносных пластов.

вверх по разрезу (табл. 3). Среднее содержание никеля в водах меловых отложений Северного Дагестана равно 0,009 мг/л, верхнеюрских отложений соответствует 0,010 мг/л, а среднеюрских отложений 0,025 мг/л. Кривая зависимость среднего содержания никеля от глубины залегания водоносных пластов идентична кривой среднего содержания кобальта (рис. 2).

В работах Ю. Ю. Бугельского и Л. С. Цимлянской (1966) было показано, что в природных водах часть никеля, связанная с растворенным органическим веществом вод, составляет около 50%, а иногда достигает 84%. Заниженные результаты никеля, полученные нами, видимо, объясняются тем, что определение содержания никеля производилось нами в отфильтрованных пластовых водах и часть никеля, связанная органическим веществом осталась на фильтре.

Медь. Медь встречается в подземных водах, как в виде иона Cu^{2+} , так и в виде комплексных соединений с различными органическими веществами. Медь является хорошим комплексообразователем, поэтому не редки случаи, когда основная масса ее в пластовых водах связана с органическими соединениями, при этом медь в ионной форме может вообще и отсутствовать в воде. Некоторая часть меди в воде океанов, морей и пластовых водах содержится в виде металлоорганических соединений.

Для более глубокого изучения пластовых вод мы сочли целесообразным изучить не только общее, но и ионное содержание меди [14], где изложены результаты исследования по содержанию ионной меди. Вывод, сделанный ранее о том, что основная масса меди находится в виде металлоорганических соединений подтверждается.

Результаты наших исследований представлены в таблице 3.

Наименьшие средние содержания меди находятся на площади Перекрестной 0,070 мг/л, а наибольшие на площади Мартовское 0,240 мг/л. Аномально высокие концентрации меди отмечены в Тарумовской скв. 1 (1,2 мг/л) и на площади Ю. Сухокумской скв. 58 (0,480 мг/л), что видимо связано с вертикальной миграцией вод из более глубоких горизонтов, в этих же водах отмечается и повышение содержания марганца, цинка кобальта и никеля.

В общем по Северному Дагестану средние концентрации меди для юрского водоносного комплекса — 0,245 мг/л, и для мелового комплекса — 112 мг/л. На рис. 2 показаны сравнительные уровни концентрации меди по трем основным продуктивным комплексам. На основании этих данных можно заключить, что содержание меди в исследованных водах увеличивается с ростом глубины залегания водоносных пластов.

Максимальные количества меди в подземных водах, как отмечает А. В. Щербаков [12], достигает 10 мг/л, а в наших условиях оно не превышает 1,2 мг/л. Если сравнить исследованные средние содержания меди в подземных водах Северного Дагестана (0,185 мг/л) с морской водой (0,003 мг/л) по Э. Д. Гольдбергу видно, что исследованные воды в сотни раз богаче медью, чем морская вода. Средние содержания меди в пластовых водах Азербайджана (0,209 мг/л) [13] не отличаются от среднего содержания ее в пластовых водах нефтяных месторождений Дагестана.

Цинк. В таблице 3 также приведены средние содержания цинка в подземных водах газонефтяных месторождений Северного Дагестана. Из всех исследованных вод газонефтяных месторождений Северного Дагестана цинк не обнаружен только на площади Равнинная. Пределы (0,00—1,701 мг/л). Средние концентрации по стратиграфическим комплексам составляют:

в водах нижнего мела — 0,123 мг/л,
в водах верхней юры — 0,166 мг/л,
в водах средней юры — 0,356 мг/л.

Содержание цинка в исследованных нами водах с ростом глубины залегания водоносных пластов увеличивается (рис. 2). Среднее содержание цинка в пластовых водах продуктивной толщи меловых и юрских отложений Северного Дагестана соответствует 0,271 мг/л.

В целом, рассмотренные зависимости вышеперечисленных элементов свидетельствуют о преобладании в Северном Дагестане процессов концентрирования рассолов.

При рассмотрении таблицы 4, где дана средняя характеристика распределения микроэлементов в водах нефтяных и га-

Таблица 4

Характер распределения микроэлементов в водах нефтяных и газовых залежей Северного Дагестана

Залежи	Минерализация, г/л	Содержание, мг/л						
		Cr	Mn	Fe (общ.)	Co	Ni	Cu	Zn
Нефтяные	103,87	0,0045	8,4	364,2	0,034	0,024	0,159	0,188
Нефтегазоносные	119,0	0,0044	5,9	237,1	0,025	0,009	0,169	0,200
Газоносные	90,85	0,0087	13,0	186,4	0,027	0,013	0,188	0,252

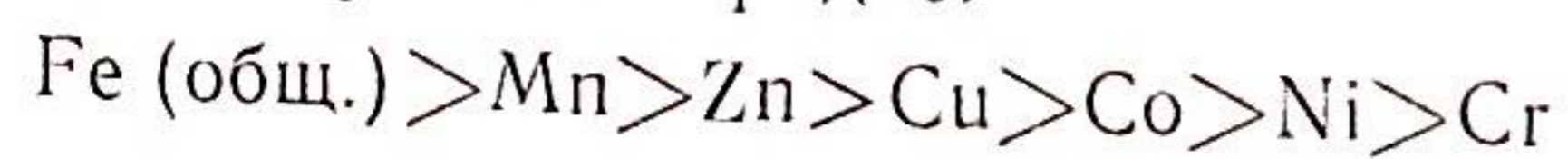
зовых залежей Северного Дагестана мы видим, что наблюдается обратная связь между концентрацией в пластовых водах Сг, Мп и Zn с нефтяными и газонефтяными залежами. Прямая связь между водами, омывающими нефтяные залежи и концентрацией в них Fe, Co и Ni. Содержание меди практически одинаково в водах нефтяных и газовых месторождений. Отсюда следует, что содержание Сг, Мп, Zn, Fe, Co и Ni могут использоваться как коррелятивы для стратиграфической привязки подземных вод данного региона, а также в виде геохимических показателей при поисках залежей нефти и газа.

Хотя история наших сведений о нахождении в пластовых водах газонефтяных месторождений Дагестана микроэлементов имеет почти пятнадцатилетнюю давность, однако, мы все еще лишены возможности уверенно отвечать на целый ряд существенных вопросов. Сюда относятся: накопление, формы соединений, влияние микроэлементов на свойства нефтей в коллекторе, их роль на формирование самих вод и т. д.

ВЫВОДЫ

1. В изученных нами пластовых водах Северного Дагестана идентифицированы следующие тяжелые металлы: Сг, Мп, Fe, Co, Ni, Cu, Zn.

2. Средние содержания хрома, марганца, железа, кобальта, никеля, меди и цинка в исследованных пластовых водах газонефтяных месторождений Дагестана выражаются соответственно: 0,0059 мг/л; 10,08 мг/л; 287,3 мг/л; 0,034 мг/л; 0,016 мг/л; 0,185 мг/л; 0,271 мг/л и соответственно с их количеством, содержание изученных тяжелых металлов можно расположить в следующем порядке:



3. Наблюдается прямая количественная зависимость среднего содержания микроэлементов с глубиной залегания водоносных комплексов и горизонтов, а также минерализацией и степенью метаморфизма пластовых вод.

4. Основная масса тяжелых металлов в водах Дагестана находится в виде металлоорганических соединений (комплексных).

5. Содержание хрома, марганца, цинка, железа, кобальта и никеля может использоваться как коррелятивы для стратиграфической привязки подземных вод данного региона, а также в виде геохимических показателей при поисках залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агаларов Г. С. и др. К вопросу о распространении химического состава майкопской свиты Азербайджана. Докл. АН СССР, 10, № 5, 321—325, 1954.
2. Коновалов Г. С. К изучению микроэлементов в природных водах. Гидрохимические материалы, 26, 19, 1957.
3. Тагеева Н. В. О некоторых геохимических типах подземных вод. Изв. АН СССР сер. геол. № 1, 69—76, 1954.
4. Резников А. А., Муликовская Е. П., Соколов Н. Ю. Методы анализа природных вод. — М.: Госгеолтехиздат, 1963.
5. Алекин О. А. Основы гидрохимии. М.: Гидрометиздат, 1953.
6. Зульфугарлы Дж. И., Штанчаева З. М., Перельман Ф. М., Долинина Р. М. Щелочные и редкощелочные металлы в пластовых водах нефтяных месторождений Дагестана. «Ученые записки», АГУ имени С. М. Кирова, сер. хим. наук, 1971, 2, 88.
7. Зульфугарлы Дж. И., Штанчаева З. М., Перельман Ф. М., Долинина Р. М. Закономерности распределения стронция в пластовых водах нефтяных месторождений Дагестана. «Ученые записки», АГУ им. С. М. Кирова, сер. хим. наук, 1972, 2, 9.
8. Зульфугарлы Дж. И., Штанчаева З. М. К гидрогеохимии цезия в подземных водах Дагестана. Азерб. хим. журн., 1974, 3, 138.
9. Зульфугарлы Дж. И., Штанчаева З. М. Об особенностях геохимии натрия и калия в пластовых водах Дагестана. Азерб. хим. журн., 1976, № 3, с. 93—96.
10. Зульфугарлы Дж. И., Мурсалова М. Г. Содержание кобальта и марганца в некоторых видах растений Терско-Сулакской низменности ДАССР. «Уч. зап.» АГУ им. С. М. Кирова сер. хим., 1, 84, 1969.
11. Гольдберг Э. Д. Геохимия моря. В сб.: Геохимия литогенеза. М.: Изд. иностр. лит., 1963.
12. Щербаков А. В. Геохимия термальных вод. — М.: Наука, 1968.
13. Зульфугарлы Дж. И., Бабаев Ф. Р., Зульфугарлы Н. Дж. О содержании элементов семейства железа в пластовых водах месторождений нефтяные камни и грязевая сопка. «Уч. зап.» АГУ им. С. М. Кирова, сер. хим., № 1, 1969.
14. Штанчаева З. М., Зульфугарлы Дж. И., Долинина Р. М. Медь в пластовых водах Дагестана. Материалы по геологии и геохимии минерального сырья в Дагестане. Вып. 15. — М., 1978, с. 62—67.

Д. Г. Осика

О РОЛИ СЕЙСМИЧНОСТИ И РАЗЛОМНОЙ ТЕКТониКИ В МАССОПЕРЕНОСЕ В ЗЕМНОЙ КОРЕ, ФОРМИРОВАНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

О роли разломной тектоники в формировании и разрушении залежей полезных ископаемых в литературе существуют самые противоречивые мнения. Для определения её значимости очевидна необходимость учёта в каждом конкретном случае особенностей геологического строения и развития структур, а также стадий аккумуляции или рассеяния залежей.

На положительную роль разломной тектоники (разломы фундамента, разрывы, зоны повышенной трещиноватости, крутые формы складок, флексуры, синклиналильные и антиклиналильные перегибы в осадочном чехле) в формировании геохимических аномалий в приповерхностных отложениях обращали внимание многие исследователи.

При массовом опробовании методами прямых геохимических поисков месторождений нефти и газа в пределах большинства нефтегазоносных бассейнов СССР, характеризующихся различными геоструктурными обстановками, выяснилось определяющее значение тектонических нарушений в образовании геохимических аномалий в приповерхностных отложениях. Так, Л. М. Зорькин, Г. И. Войтов, Т. И. Дорогокунец, Л. Ф. Веред, А. В. Кудельский, В. М. Бурак и др. формирование контрастных геохимических аномалий в пределах юго-западного борта Припятской впадины объясняли сильной тектонической нарушенностью здесь пород осадочного чехла [1]. Над прибортовыми структурами Днепровско-Донецкой впадины контрастность геохимических аномалий в неглубоких (шнековых) скважинах также объясняют влиянием разломной тектоники [2—3]. А. В. Цыганков, изучавший новейшие тектонические движения в Волго-Уральской области в связи с геохимическими методами поиска нефти и газа, показал, что к зонам повышенной трещиноватости приурочены газовые, радиоактивные и микробиологические аномалии. В работах Н. Г. Волкова, А. И. Лерье, И. Л. Соколовского, Н. П. Залиманова, А. Н. Ласточкина, А. А. Линевского,

В. П. Полканова, М. Я. Рудкевича, М. И. Кострюкова и др. [1—5] также указывается на широкое развитие вторичной трещиноватости в зонах активных разломов, которая приводит к образованию газобиохимических, геотермических и гидрогеологических аномалий не только в складчатых, но и в платформенных областях (в пределах Туранской и Западно-Сибирской плит, центральных, восточных и северных районах Русской платформы). В перечисленных работах и некоторых исследованиях ВНИИЯГГ также указывается на широкое распространение вторичной тектонической трещиноватости и особо подчёркивается её роль в массопереносе УВГ в осадочном чехле путём их фильтрации в периоды тектонической активности [7].

Однако иницирующая роль сейсмичности на формирование геохимических аномалий в приповерхностных отложениях и масштабность этих процессов выяснилась совсем недавно.

Очевидно, что тектонически активные районы, обладающие сильной дренированностью осадочного чехла и характеризующиеся высокой сейсмичностью, более благоприятны для субвертикальной разгрузки флюидов из недр, чем платформенные области.

Однако под тектонически или сейсмически активными областями следует понимать не только горноскладчатые сооружения, обладающие высокой тектонической и гидрогеологической раскрытостью недр. К ним можно отнести и прилегающие предгорные передовые прогибы и сопредельные платформы, которые вовлекаются в системы напряжений и их релаксацию в связи с сейсмичностью собственно орогенов. Так, наблюдениями за динамикой флюидов в пределах Предкавказья и сопредельных районов Украинского щита и Восточно-Европейской платформы, в связи с периодами усиления сейсмической активности на Кавказе, выяснилась прямая зависимость динамики уровней подземных вод и дебитов воды в колодцах и скважинах на огромной территории, вплоть до нижнего течения рек Дона и Волги, а также после некоторого перерыва, даже в пределах Курской магнитной аномалии (КМА) в течение 2—3 лет [8, 10]. В эти периоды были резко повышены масштабы фоновой дегазации, подземного водного и солевого стока из высокотемпературных областей Земли и с поверхности сейсмически активных областей и их обрамлений, вследствие активизации системы дренажа в земной коре и осадочном чехле на громадных территориях.

В тектонически и гидрогеологически раскрытых районах субвертикальные потоки флюидов и образование геохимических и других аномалий в приповерхностных отложениях формируются под непосредственным влиянием землетрясений;

перетоки флюидов локализованы в зонах глубинных разломов и крупных разрывов в осадочном чехле. Например, в связи с Салатаусским землетрясением 24 декабря 1974 года в области Дагестанского клина субвертикальные потоки флюидов наблюдались в зонах 6 глубинных разломов: субширотных — Пшекиш-Тырныаузского и Срединного и субмеридиональных — Сулакского, Шура-озеньского, Черкес-озеньского и Уйташского, а также в зонах свыше десятка крупных разрывов в осадочном чехле, поскольку ареал распространения геохимических аномалий оконтуривался третьей изосейстой. А это было всего лишь средней силы ($K=13,6$) землетрясение

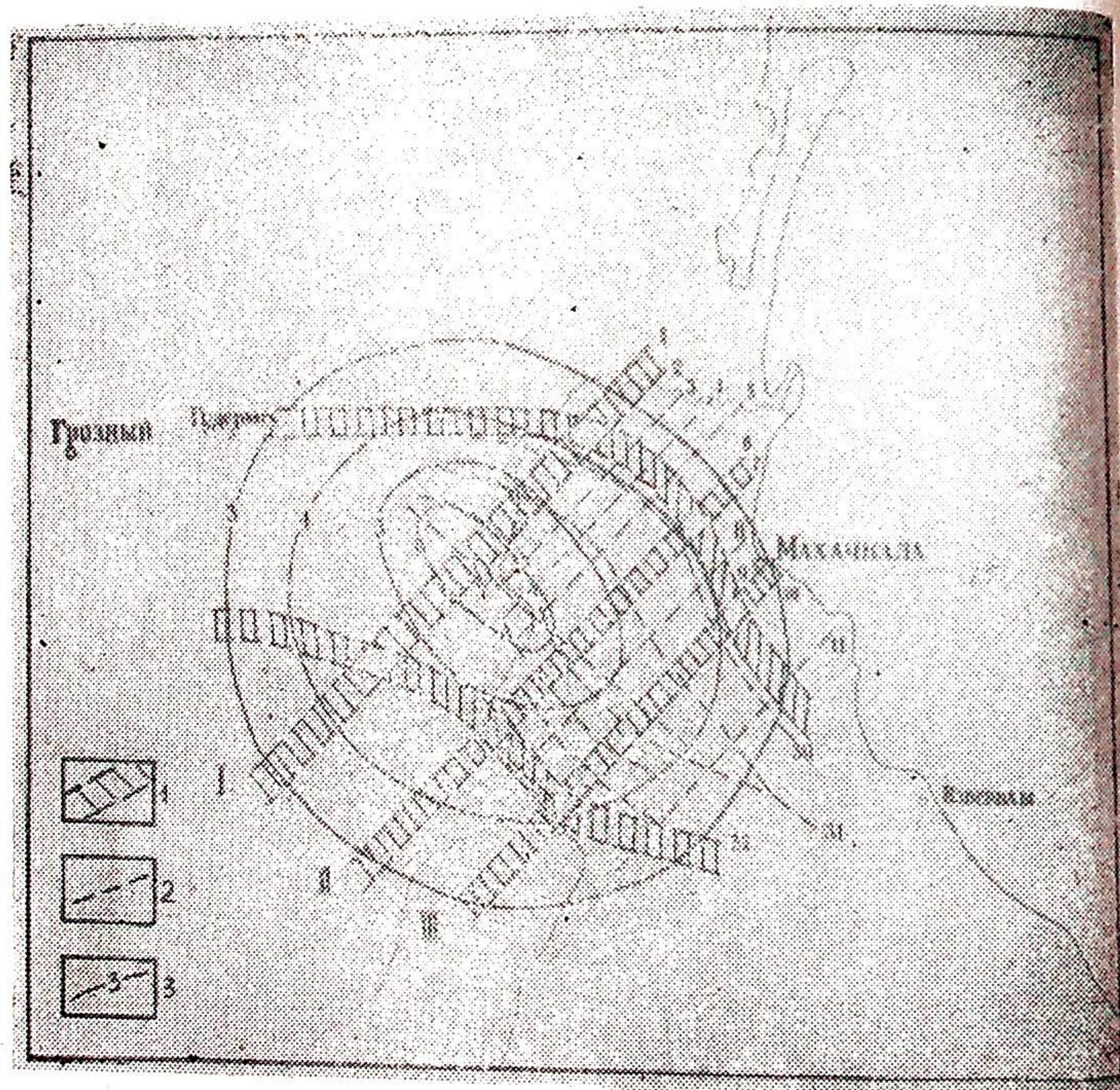


Рис. 1. Сейсмоструктура Салатаусского землетрясения 23 декабря 1974 года.

1. Разломы фундамента.
2. Разрывы в осадочном чехле, по А. К. Васильеву.
3. Изосейсты интенсивности землетрясения, по Р. А. Левковичу, Ю. В. Быстрицкой и др. Ареал распространения геохимических аномалий оконтуривается третьей изосейстой.
4. Пункты режимных наблюдений.

(рис. 1). В формировании же субвертикальных потоков флюидов в осадочном чехле и в их разгрузке на поверхность, во внутри- и межформационных, а также межпластовых переточках нефти, газа и воды в связи с сильными и катастрофическими землетрясениями ($K \geq 15$) участвуют множество разломов фундамента и разрывных нарушений в осадочном чехле [8].

В предгорных прогибах и в пределах эпигерцинских платформ формирование субвертикальных потоков флюидов в осадочном чехле происходит по несколько другому механизму. Прежде всего, потоки флюидов здесь не доходят или практически не доходят до дневной поверхности из-за отсутствия в осадочном чехле или, по крайней мере, в верхней его части видимых тектонических нарушений. Здесь в связи с сейсмичностью недр перетоки воды, солей, УВ и других газов также происходят по разломам в кристаллическом и метаморфическом фундаменте. В осадочном чехле УВГ и другие флюиды мигрируют по «скрытым» разломам в линейных и кольцевых зонах повышенной тектонической трещиноватости, по флексурам, синклиналим и антиклинальным перегибам и др. зонам повышенной проницаемости над разломами в фундаменте. Газы мигрируют вплоть до дневной поверхности. Г. А. Могилевский с сотрудниками обнаружили геохимические и бактериологические контрастные аномалии в Озек-Суате, Ачикулаке и др. промышленно-нефтеносных структурах, природа которых связана с субвертикальной миграцией флюидов по зонам тектонических нарушений, экранированных породами верхней части осадочного чехла.

Доказательством проницаемости всей мезокайнозойской толщи пород в пределах Восточного Предкавказья являются также установленные [9] линейные гидрохимические аномалии хлоридно-натриевых вод повышенной минерализации до 10 г/л на фоне развития вод гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 1—2, 3—5 г/л в апшеронских и древнекаспийских ярусах.

При изучении условий формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях равнинной части Восточного Предкавказья многие исследователи отмечали наличие здесь окон внутренней гидрогеологической разгрузки флюидов, по которым осуществляются внутри- и межформационные перетоки нефти, газа и воды, которые образуют гидрохимические, гелиевые, водородные, азотные и углекислотные аномалии в различных стратиграфических комплексах. Этому способствуют не только перерывы в осадконакоплении в разрезе осадочного чехла, но и широкое развитие вторичной тектонической трещиноватости пород.

Концентрация и рассеяние элементов, слагающих месторождения полезных ископаемых, будь то залежи нефти или

газа, руды и др. являются следствием единого процесса массопереноса в земной коре. Известно, что при изучении условий формирования коренных рудных месторождений, основное внимание уделяется проявлениям вулканизма и магматизма, а также явлениям, их сопровождающим — гидротермальной деятельности, метасоматозу и т. д.

Несмотря на то, что большинство исследователей процессы рудогенеза в той или иной форме связывают с периодами тектонической активизации или усилением вулканоматической деятельности, роль сейсмичности в явлениях массопереноса в земной коре и, соответственно, в изучении условий формирования залежей полезных ископаемых до последнего времени практически не учитывалась.

Мнение о роли сейсмичности в формировании геохимических (газовых и гидрохимических) аномалий в приповерхностном слое нами было высказано ранее [8, 11—13 и др.]. Сообщалось также и о резких колебаниях величины рН и микроконцентрацией железа в гидротермах в связи с землетрясениями различной интенсивности в области Дагестанского клина.

Представлялось важным выяснить роль сейсмичности в транспортировке гидротермами различных элементов. Тем более, что к этому времени уже был известен факт резкого увеличения содержания ряда микрокомпонентов в термальной воде Ташкентского артезианского бассейна в связи с землетрясением [4].

В процессе режимных наблюдений за динамикой ионно-солевого состава подземных вод, в связи с сейсмичностью недр, часть воды из Зурамакентских терм выпаривалась для получения сухих остатков с целью количественного пламенно-фотометрического определения в них содержания микроэлементов.

Устанавливается прямая зависимость резких (на один-два порядка и выше) всплесков микроконцентрации: серебра, молибдена, меди, бора и хрома в водах Зурамакентских терм в связи с землетрясениями в области Дагестанского клина (рис. 2 и 3). Естественные выходы Зурамакентских терм приурочены к зоне Сулакского разлома в полосе обнажения чокракских песчаников. Судя по температуре ($59-62^{\circ}\text{C}$), источники дренируют чокракскую и майкопскую осадочные толщи, и, возможно, верхнемеловой карбонатный комплекс. В непосредственной близости от минеральных источников, в разрезе третичных и меловых отложений, рудные тела отсутствуют. Исключением, возможно, является ниже-среднеюрский комплекс отложений, который здесь залегает на глубине 3,5—5 км. В области раскрытого залегания этих толщ довольно широко распространены медно-колчеданные и по-

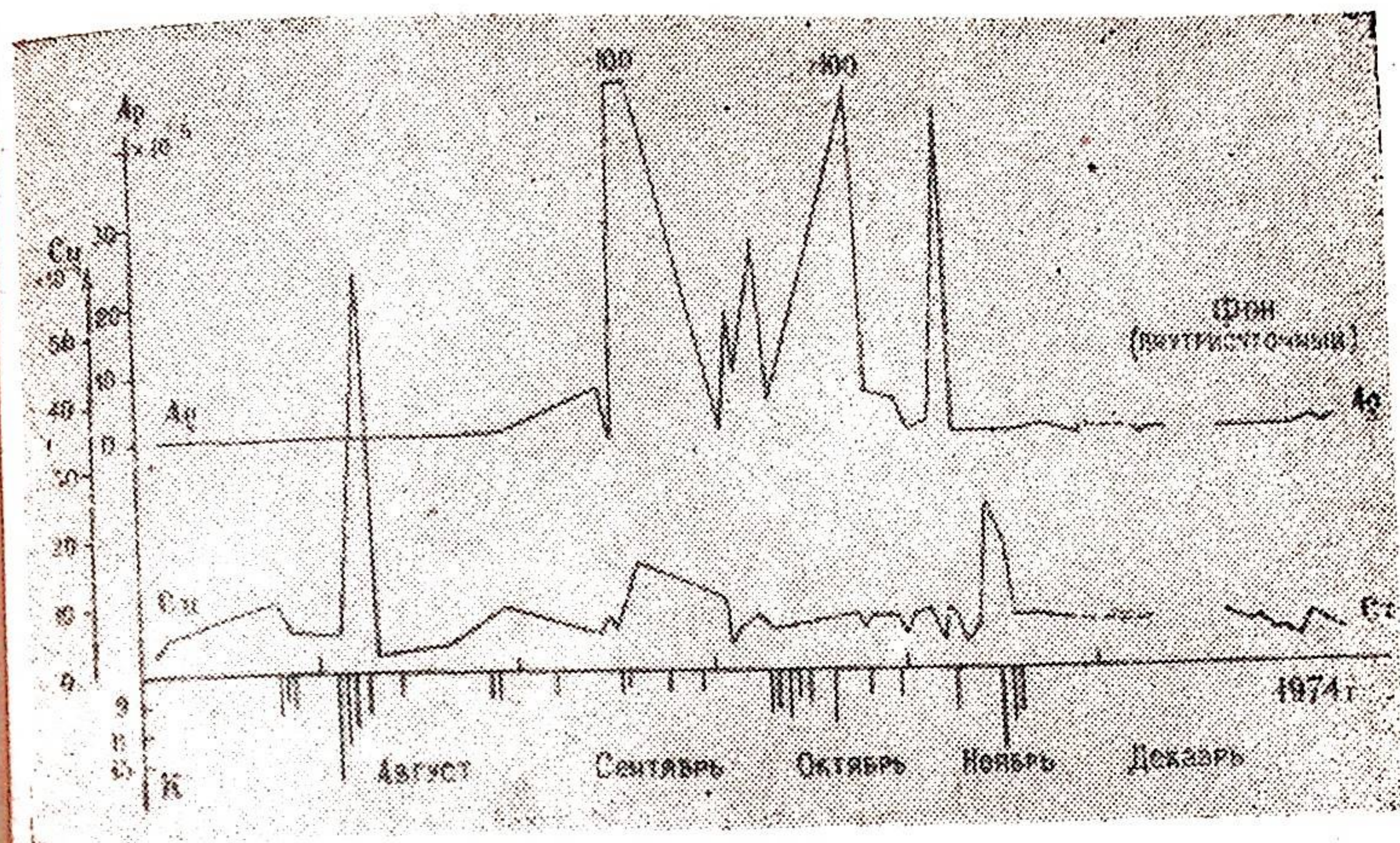


Рис. 2. Вариации содержания ионов серебра и меди в воде Зурамакентских терм в связи с сейсмичностью области Дагестанского клина в 1974 году.

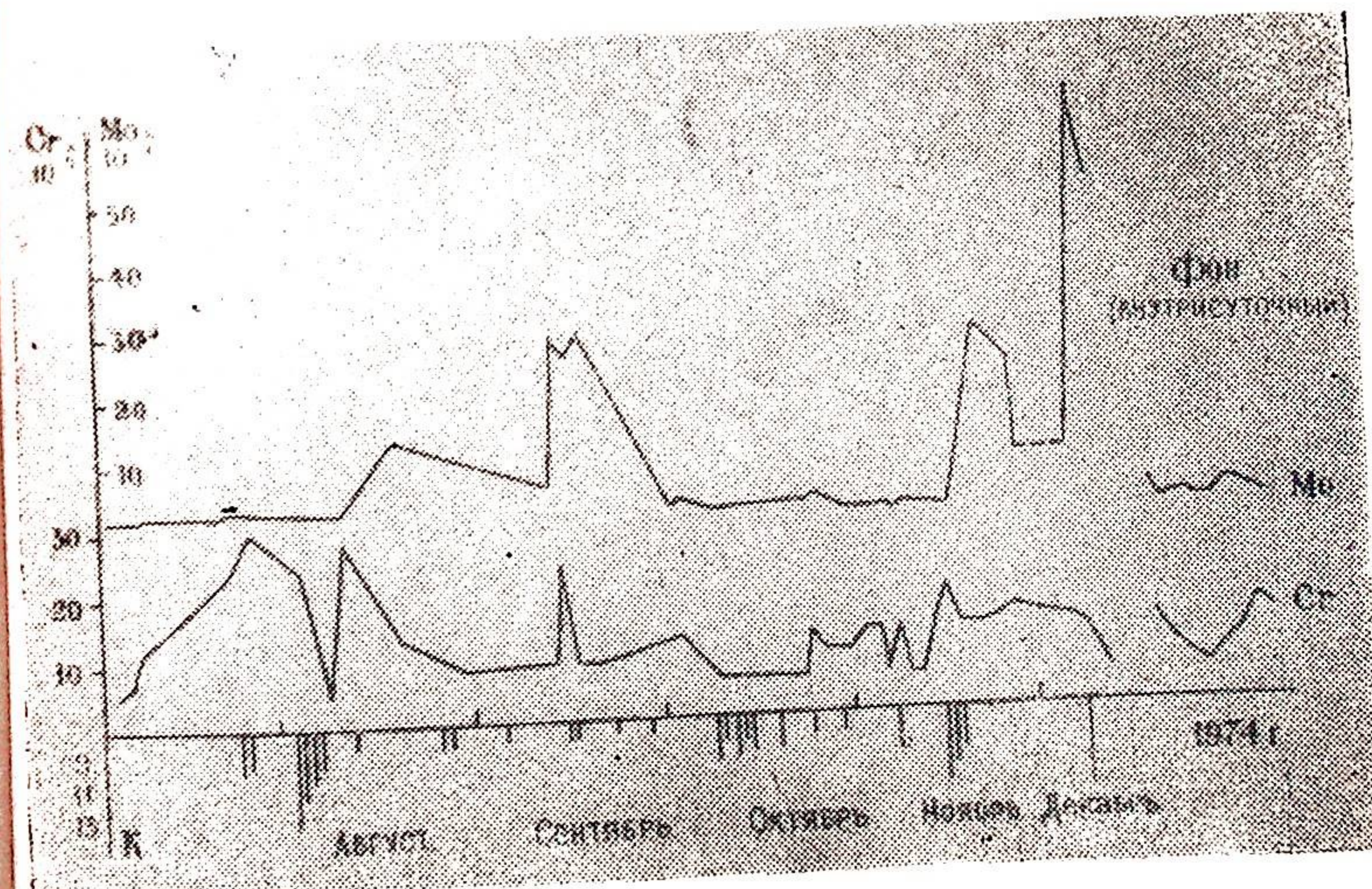


Рис. 3. Вариации содержания ионов молибдена и хрома в воде Зурамакентских терм в связи с сейсмичностью области Дагестанского клина в 1974 году.

лиметаллические рудопроявления. По-видимому, источником рудных элементов в воде Зурамакентских терм являются рассеянные в осадочных породах элементы группы железа и других металлов, которые в результате резких колебаний термодинамической (Т и Р) и геохимической (рН и Ен) обстановки, вследствие землетрясений увеличивают свою растворимость и выносятся термами на поверхность, где и осаждаются сероводородом в виде черного осадка на дне грифонов, ощутимые количества которого всегда проявляются после очередных землетрясений.

В процессе многолетних режимных наблюдений за динамикой химического состава подземных вод и газов, а также их температурой и дебитами минеральных источников и скважин были установлены основные закономерности флюидного режима сейсмически активных областей [5], а именно:

1. Геохимические аномалии формируются в связи с землетрясениями различного энергетического класса от самых слабых ($K=6-7$) до самых сильных ($K \geq 16$).

2. Абсолютная величина и продолжительность развития геохимических аномалий во времени пропорциональна энергии землетрясений.

3. Линейные размеры ареалов распространения геохимических аномалий в пространстве также пропорциональны энергии землетрясений и в случае сильных землетрясений приобретают региональный характер.

4. Геохимические аномалии развиваются синхронно с нарушением гидродинамического режима минеральных источников и скважин, как правило, в виде резкого увеличения их дебитов, а также в условиях резкого увеличения напряженности импульсных электрических полей высокой мощности.

Судя по тому, что землетрясения, как одно из проявлений тектогенеза, носят множественный и перманентный характер в геологической эволюции, а сильные землетрясения — не такое уж редкое явление, как об этом утверждают сейсмологи, становится очевидной важность дальнейшего изучения влияния сейсмичности на процессы формирования и разрушения залежей полезных ископаемых.

Скоротечность формирования сейсмогеохимических аномалий, по-видимому, обусловлена не явлениями диффузионного и фильтрационного массопереноса от залежей, а турбулентной миграцией флюидов по разломам и зонам трещиноватости. Поэтому сейсмогеохимические аномалии отражают и современное положение залежей в стратифере и их качественное состояние.

В связи с вышесказанным, можно сделать следующие выводы:

1. В сейсмически активных областях и их обрамлениях

в периоды усиления сейсмической активности и в связи с отдельными землетрясениями, определяющая роль в процессах субвертикальной миграции флюидов в осадочном чехле, включая и формирование геохимических и др. аномалий в приповерхностных отложениях, принадлежит разломной тектонике.

2. Для повышения эффективности и совершенствования прямых геохимических методов поисков полезных ископаемых, включая залежи нефти, газа, руд и др. необходимо проведение наблюдений и выделение надразломных сейсмогеохимических аномалий в периоды усиления сейсмической активности и в связи с отдельными сильными землетрясениями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудельский А. В., Бурак В. М. Газовый режим Припятского прогиба. — Минск: Наука и техника, 1982, с. 182.
2. Линецкий А. А. Влияние современных движений земной коры на геотермический режим газонефтяных районов. *Аз. Н. Х.*, 1966, № 11, с. 12—15.
3. Волков Н. Г., Лурье А. И., Соколовский И. Л. К вопросу о связи между неотектоническими движениями, геотермическим полем и закономерностями распространения месторождений нефти и газа. — Докл. АН УССР, 1975, сер. Б № 5.
4. Листочкин А. Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л.: Недра, 1974.
5. Лотнев Б. К., Стерленко Ю. А. Глубинные разломы и их влияние на формирование структурных форм и газонефтяных залежей Центрального и Восточного Предкавказья. — Тр. Грозненского нефтяного Ин-та, 1967, № 30.
6. Мирзоев Д. А., Ланда Е. М. О времени формирования залежей углеводородов в Дагестане. — Сб. докладов «Время формирования залежей нефти и газа», М.: Наука, 1976, с. 138—143.
7. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Под ред. проф. Л. М. Зорькина и Н. В. Лопатина. М.: Недра, 1980, с. 298.
8. Осика Д. Г. Флюидный режим сейсмичности активных областей. М.: Наука, 1981, с. 208.
9. Курбанов М. К. Северо-Дагестанский артезианский бассейн. — Махачкала: Дагкиноиздат, 1969, с. 90.
10. Челидзе Ю. Б. Исследования и анализ влияния землетрясений на режим грунтовых вод прилегающих территорий (на примере Кавказа). — В сб. тезисов Всесоюзного Научно-технического семинара «Методика и организация наблюдений за режимом подземных вод для прогноза землетрясений», с. 47.
11. Войтов Г. И., Осика Д. Г. и др. О некоторых геолого-геохимических последствиях Дагестанского землетрясения 14 мая 1970 г. — Докл. АН СССР, 1972, т. 202, № 3, с. 576—579.

12. Амирханов Х. И., Осика Д. Г., Анохина Л. К. Определение железа методом ЯГР-спектроскопии в подземных водах в связи с процессами сейсмоактивности.— Докл. АН СССР, 1977, т. 232, № 4, с. 924—926.
13. Осика Д. Г., Мегаев А. Б., Янковская Т. С. О перспективах практического использования величины рН для оперативного прогноза землетрясений.— Сб. Геодинамика и сейсмичность территории Дагестана. Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1979, № 3 (21), с. 91—97.
14. Изменение микрокомпонентного и газового состава Ташкентских минеральных вод в связи с землетрясением. Мавлянов Г. А., Султанходжаев А. Н., Ибрагимов Д. С., Хасанова Л. А.— Сб. Ташкентское землетрясение 26 апреля 1966 г.— Ташкент: «ФАН», 1971, с. 208—213.

А. Г. Аскеров

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УНИКАЛЬНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД «НАФТУСЯ» И ПРОГНОЗ ИХ НАХОЖДЕНИЯ В ДАГЕСТАНЕ

Минеральный источник «Нафтуся» расположен в центральной части курорта Трускавец в районе южного склона безымянной балки. Воды этого источника являются незаменимыми при лечении урологических болезней.

Высокое лечебное свойство этой воды связано с содержанием в ней воднорастворимых органических веществ, концентрацией сероводорода, наличием метана, родона и др.

На основе тщательных экспериментально-клинических наблюдений бальнеологами установлено, что применение воды «Нафтуся» увеличивает диурез, способствует удалению мочевого песка и конкрементов, уменьшает воспалительные процессы, повышает мочегонные функции, способствует снижению остаточного азота (белка).

Долгие времена курорт Трускавец славился своим источником «Нафтуся», его аналоги до 1955 года нигде не были известны.

На основании многолетних исследований минеральных вод Азербайджанской ССР, мы пришли к заключению, что в условиях северо-восточного Азербайджана формируется минеральная вода типа «Нафтуся», на основе чего после детальных исследований на территории Дивичинского района было установлено, что ранее нами изученные минеральные воды Галаалты относятся к типу «Нафтуся».

С 1956 года началось комплексное исследование Галаатлыских вод. В результате выполненных работ со стороны различных организаций (НИИКиФ им. С. М. Кирова, Московской лабораторией, Геоминвод, Азгосуниверситетом и Азгеокаптажминводом) в этих водах были определены газы в ‰: H_2S — 69,9; CH_4 — 4,3; CO_2 — 22,8; O_2 — 0—1,8; He — 0,009; Ar — 1,038; а также воднорастворимые органические вещества в мг/л; битумы — 7,9; нейтральные битумы — 6,3;

кислые битумы — 1,6; битумные кислоты — 1,8; нафтеновые кислоты — 0,7; труднолетучие фенолы — 0,48.

С тех пор бальнеологами Азербайджанского НИИКиФ им. С. М. Кирова как на источниках Галаатлы, так и в стенах института проводились стационарные лечения больных.

В результате выполненных комплексных работ наш прогноз подтвердился. Теперь уже стало очевидно, что воды минеральных источников Галаатлы однотипны с водами «Нафтуса». Ниже приводим бальнеологические формулы вод источников «Нафтуса», Галаатлы и Тангиалты.

Нафтуса, ист. № 1 $M_{0,7} \frac{HCO_3' 84 SO_4 9 Cl 7}{Ca'' 59 Mg'' 40}$ pH 7,1

Нафтуса, ист. № 3 $M_{0,8} \frac{HCO_3' 60 Cl' 34 SO_4'' 6}{Ca'' 73 Na' 14 Mg'' 13}$ pH 6,1

Источник Галаатлы $M_{0,9} \frac{HCO_3' 60 SO_4' 30 Cl' 9}{Ca'' 57 Na 25 Na 18}$ pH 6,9

Источник Тангиалты $M_{1,0} \frac{HCO_3' 79 SO_4'' 14 Cl' 7}{Ca'' 43 Na'' 36 Mg'' 21}$ 7,1

В последние годы нами также выявлены однотипные источники Галаатлы в Кубинском районе (северо-восточной части Азербайджана) под названием Тангиалты, Урдудж, Шудук.

Месторождение Галаатлы приурочено к северному крылу Атачай Гильгильчайской антиклинали. У источника проходит крупный Сиазанский надвиг, по которому находится в контакте юрские отложения с меловыми и меловые с неогеновыми. Данный надвиг падает на юго-запад под углом 45°.

Установление генезиса и вообще гидрогеологических условий формирования химического состава минеральной воды типа «Нафтуса», Галаатлы является важной задачей.

Специалисты Западной Украины считают, что формирование органического состава минеральной воды «Нафтуса» связано с газо-нефтепроявлениями Предкарпатского месторождения нефти.

Мы считаем, что формирование химического состава минеральных вод типа «Нафтуса» тесно связано с геологической историей развития и гидрогеологическими условиями района выхода источников.

Как известно, вся земная кора проникнута закономерным образом разными фазами вод — жидкая, газообразная, волосная, твердая и ионная. При тщательном изучении этих фаз вод замечено, что в истории развития земной коры вода не-

прерывно переходит от одной фазы в другую. Такая закономерная динамика подземных вод имеет место от поверхности геоида до мантии. Следует иметь в виду, что вода не только проникает вглубь земной коры, она свободно поднимается в верхние слои вплоть до поверхности Земли.

Известно также, что все подземные воды по степени минерализации рассматриваются в 3-х группах: пресные, минеральные, рассолы. И, как правило, пресные воды получили распространение в верхних этажах земной коры, минеральные воды в большинстве случаев формируются в сравнительно глубоких зонах, а рассолы еще глубже. Такая вертикальная зональность 3-х групп подземных вод, однако, местами нарушается и по степени минерализации вод возникает аномалия. В самых глубоких частях земной коры иногда наблюдается появление пресных вод. Такие пресные слабоминерализованные воды не проникают вглубь земной коры от поверхности и не имеют инфильтрационного происхождения. Они формируются за счет рассолов (на глубинах 3—4 км и может быть до 6 км). Такое явление больше всего имеет место в неотектонических районах, вблизи внедрения свежей магмы.

Рассолы, с давних времен находящиеся в глубокозалегающих водоносных пластах, вследствие подогрева неонитрузивными явлениями (не из магмы как утверждает Э. Зюсс), а из пластовых вод непрерывно выделяются пресные пары. Совместно с водяными парами выделяется также ряд органических соединений, веками накопившиеся в пластовых водах в результате жизнедеятельности микроорганизмов. Все эти ингредиенты, благодаря трещиноватости структур, легко поднимаются в верхние зоны земной коры, а в водоносных — известняках, песчаниках — формируют месторождения минеральных вод типа «Нафтуса».

На наш взгляд, не только минеральные воды Галаатлы, Тангиалты, Кечигая, Шудук, но и целый ряд других азотно-метановых гидрокарбонатных акратотерм: Ельсу, Халтан, Хаши, Джими, Камерван и другие, а также азотно-метаново-сероводородные холодные минеральные воды: Заргеран, Чагани другие, получившие распространение в пределах Азерб. ССР, и в том числе минеральные источники Рычалсу Ахтынские акратотермы в пределах южного Дагестана относятся к водам глубинного происхождения.

Учитывая, что геологическое строение и гидрогеологические условия Северо-восточной части Азербайджана идентичны с прилегающими участками южного Дагестана, мы считаем вполне возможным нахождение однотипных вод (аналога «Нафтуса») на территории Ахтынского и Касумкентского районов Даг. АССР.

Задача заключается в том, чтобы всесторонне изучить слабоминерализованные воды упомянутых районов и при обеспечении комплексного исследования обнаружить в этих водах концентрацию воднорастворимых органических веществ, изумительные лечебные действия которых связаны со специфическими свойствами этих компонентов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аскеров А. Г. — Газы, сопровождающие минеральные воды Азербайджанской ССР.— М., 1951.
2. Аскеров А. Г. — Генезис минеральных вод Азербайджана. Изв. АН Азерб. ССР. 1953, № 10.
3. Аскеров А. Г. — Минеральные источники Азербайджанской ССР. Изд. АГУ, 1954.
4. Аскеров А. Г. — К вопросу о формировании химического состава минеральных вод. «Ученые записки» АГУ им. С. М. Кирова, 1963.
5. Аскеров А. Г. — К вопросу о формировании химического состава минеральных вод. «Ученые записки» АГУ им. С. М. Кирова, 1963.
6. Курорты СССР. /Под редакцией С. В. Курошева, А. Г. Гольдфайля, Г. Н. Поспеловой— М.: Гос. Изд. Мед. Литератур., 1962, с. 493—499.
7. Левченко Т. Ф. — Минеральные воды курорта Трускавец. «Гидрогеохимические материалы», 1960, т. 30, с. 138—150.
8. Овчинников А. М. — Минеральные воды. М.: Гостеолтехиздат, 1963, с. 141—142.
9. Склярук Д. И., Шапиро С. А. — Лечебные воды типа «Нафтуса» в Западных областях Украины и исследования их органических компонентов «Гидрохимические материалы», 1957. Т. 27, с. 61—65.

Д. А. Дибиров

МЕЖПЛАСТОВЫЕ ПЕРЕТОКИ И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ РЕСУРСОВ И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ)

В проблеме изучения условий формирования эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов важное место занимают вопросы выяснения связи между этажно-залегающими водоносными горизонтами.

В пределах платформенной части Восточно-Предкавказского артезианского бассейна в водоносных горизонтах мезозойского гидрогеологического этажа отмечаются зоны пьезоминимумов и пьезомаксимумов во всех горизонтах, приуроченных к одним и тем же площадям и их можно рассматривать, как возможные зоны разгрузки и питания подземных вод посредством перетекания через глинистые отложения. Возможность просачивания подземных вод через глинистые отложения значительной мощности доказана в работах Н. К. Гиринского (1938), А. Н. Мятнева (1946), М. А. Гатальского (1956), С. А. Шагоянца (1959 и других исследователей. Ими же установлено, что процессы вертикальной фильтрации протекают параллельно с водообменом по простиранию водоносного горизонта. Высокие пластовые давления и повышенная температура, характерные для мезозойских отложений Восточно-Предкавказского артезианского бассейна, способствуют вертикальной миграции пластовых флюидов через глинистые отложения.

Различают несколько разновидностей разгрузки подземных вод [1]. В данной работе мы ограничиваемся рассмотрением скрытой разгрузки в виде восходящей и нисходящей фильтрации пластовых флюидов и искусственной разгрузки, вызванной разработкой газонефтяных месторождений.

В работах многих исследователей для выяснения характера вертикальной фильтрации используются карты приведенных напоров подземных вод, построенных для одной плоскости сравнения. Необходимым условием вертикальной фильтрации

является наличие перепадов напора между водоносными горизонтами.

Направленность движения при возможных перетоках нами определена как на участках зон разгрузки, так и на других площадях, где имеются данные о величинах напоров нескольких смежных водоносных горизонтов. Для каждого участка, где предполагалась возможность перетока, плоскость сравнения принималась на глубине самого погруженного горизонта.

Для выяснения связи отдельных водоносных горизонтов по величинам напоров использованы известные решения Б. В. Озолина [3] и С. С. Бондаренко [4].

Для качественной оценки величины перетока С. С. Бондаренко предложена формула

$$H\gamma_{cp} = H_1\gamma_{cp_1} - \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \cdot m, \quad (1)$$

где H — высота столба воды над подошвой верхнего пласта, м;

H_1 — то же над кровлей нижнего пласта, м;

γ_{cp} — плотность воды в скважине вскрывшего верхний горизонт, г/см³;

γ_{cp} — то же в нижнем пласте, г/см³;

γ_1 и γ_2 — плотность воды в кровле и подошве водоупора, г/см³;

m — мощность водоупора, м.

При выполнении условия $H \cdot \gamma_{cp} > H_1\gamma_{cp_1} - \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \cdot m$, (2)

возможно перетекание из верхнего горизонта в нижний, а при

(3) $H \cdot \gamma_{cp} < H_1\gamma_{cp_1} - \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \cdot m$ — наоборот, из нижнего в верхний.

Направленность межпластовых перетоков также можно определить по формулам Б. В. Озолина

(4) $\Delta P - \Delta H \cdot \gamma_2 > 0; \frac{\Delta P}{\Delta H \cdot \gamma_2} > 1$ — тенденция к восходящим перетокам

(5) $\Delta P - \Delta H \cdot \gamma_1 < 0; \frac{\Delta P}{\Delta H \cdot \gamma_1} < 1$ — тенденция к нисходящим перетокам,

где ΔP — разность напоров в сопоставляемых горизонтах, м;

ΔH — разность глубин залегания горизонтов, м;

γ_1 и γ_2 — плотность воды в верхнем и нижнем горизонтах, г/см³.

Расчеты, выполненные по формулам (1—5), дают одинаковые результаты и показывают, что нет определенной закономерности в распределении напоров с глубиной. Даже на близ-

лежащих площадях (Южно-Сухокумская, Сухокумская, Русский Хутор и др.) наблюдаются значительные перепады приведенных напоров (табл. 1) и соответственно с ними разнонаправленность возможных межпластовых перетеканий.

Таблица 1

Водоносный горизонт (комплексы)	Газонефтяные площади				
	Южно-Сухокумская	Русский хутор	Сухокумская	Таловская	Солончаковая
Неокомский	201	412	226	321	316
Верхнеюрский карбонатный	318	228	349	644	87
Келловейский	264	395	285	287	376
Байос-батский	281	383	154	460	274
Пермо-Триасовый	—	—	820	—	180

Имеющиеся перепады можно объяснить их структурной разобщенностью (обособленностью). В разобщении структур большую роль играет не только наличие между ними прогибов, хотя и незначительных размеров, но и возможные тектонические нарушения, не установленных бурением скважин. В северо-западной части рассматриваемой территории имеются данные по одной площади Озек-Суат, где наблюдается уменьшение напоров вниз по разрезу. Судя по напорам в районе площади Озек-Суат должно быть тектоническое нарушение. На возможность наличия такого нарушения по перепадам напоров в верхне-меловых и палеоценовых отложениях, указывает также И. Г. Киссин [2].

Исходя из характера изменения величины напоров с глубиной выполнен анализ уровней поверхностей этажно-залегающих водоносных горизонтов мезозойского гидрогеологического этажа.

Для неокомского водоносного горизонта в целом характерны более низкие значения напоров, чем в нижележащем верхнеюрском-карбонатном водоносном горизонте и за исключением площади Русский Хутор, где наблюдается обратная картина.

Уровенные поверхности верхнеюрского карбонатного горизонта на площадях, приуроченных к зонам пьезоминимумов, расположены выше, чем в перекрывающем неокомском и подстилающем келловейском водоносных горизонтах. Сохранение высоких напоров в данном водоносном горизонте связано с особенностями фильтрации подземных вод в трещиноватых породах. На остальной же части Восточно-Предкавказского

артезианского бассейна напоры верхнеюрского карбонатного горизонта ниже, чем в келловейском. Соотношение уровней приведенных напоров келловейского и байос-батского горизонтов показывает, что в байос-батских отложениях напоры значительно выше.

Между величинами приведенных напоров пермо-триасового и байос-батского горизонта наблюдается большая разница, достигаемая на площадях Сухокумская и Солончаковая, соответственно 660 и 506 м. и это свидетельствует о изолированности их друг от друга. Величина вертикального гидравлического градиента составляет 1,7—5,0.

Результаты, полученные по картам приведенных напоров мезозойских отложений, в определенной степени могут носить приближенный характер, и поэтому целесообразность дополнения этого метода характеристики межпластовых перетоков показателями гидрохимической составляющей не вызывает сомнения. Анализ закономерностей распределения вод с различным содержанием отдельных специфических компонентов также позволяет выделить участки более или менее активной связи между водоносными горизонтами, разделенных слабопроницаемыми отложениями [5].

Для изучения гидрохимических условий глубоких горизонтов Восточного Предкавказья использован фактический материал, приведенный в отчетах научно-исследовательских и производственных организаций (ИГ Дагестанского филиала АН СССР, СевКавНИПИнефть, ВСЕГИНГЕО, объединений «Дагнефть», «Грознефть» и др.).

При исследовании вертикальной гидрохимической зональности подземных вод сделаны следующие допущения: 1. гидрохимические показатели подземных вод остаются постоянными в вертикальном разрезе в интервале залегания водоносного горизонта; 2. показателем наличия гидравлической связи между водоносными горизонтами приняты однотипность вод, одинаковая минерализация и равное содержание микроэлементов.

По характеру изменения химического состава и содержания микроэлементов в подземных водах мезозойских отложений различают два типа вертикально-гидрохимического разреза: нормальный и аномальный.

На большей части исследуемой территории, характеризующейся ритмичным чередованием водовмещающих и водоупорных отложений, отмечается нормальный гидрохимический разрез. Минерализация вод растет с глубиной, достигая максимальных значений в юрских отложениях. По мере увеличения минерализации вод с глубиной, наблюдается рост содержания микроэлементов в водах. Величина степени метаморфизации пластовых вод по вертикальному разрезу

мезозойского гидрогеологического этажа изменяется в пределах 0,57—1,00. Наблюдаемое отличие в минерализации, степени метаморфизации и содержании некоторых микрокомпонентов в пластовых водах нижнемеловых и юрских отложений на разведанных площадях юго-восточной части Восточно-Предкавказского артезианского бассейна позволяет сделать вывод о том, что региональные водоупоры играют важную роль в формировании вертикальной гидрохимической зональности бассейна.

На фоне общего повышения минерализации вод и содержания в них микроэлементов с глубиной на ряде площадей наблюдаются отклонения. Такие отклонения, как правило, приурочены к местам выклинивания водоупоров или же замещения глинистых водоупоров песчаными отложениями, где создаются благоприятные условия для перетоков из одного горизонта в другой. Так, например, в пределах Сухокумской группы месторождений наблюдается гидрохимическая аномалия, вызванная отсутствием сульфатно-гипсовой толщи киммеридж-титона, выполняющей роль водоупора между юрскими и нижнемеловыми водоносными отложениями.

Аномалии в вертикальном распределении химического состава подземных вод обусловлены наличием гидравлической связи между водоносными горизонтами, осуществляемой в виде межпластовых перетеканий, а также влиянием глубинных факторов (давления, температуры и др.) на формирование химического состава подземных вод. Вертикальная зональность подземных вод мезозойского гидрогеологического этажа нарушается в пределах отдельных структур при переходе от нижнемеловых к верхнеюрским и от верхнеюрских к среднеюрским отложениям. Отмечающиеся на ряде площадей (Сухокумская группа, Степная, Капиевская) гидрохимические инверсии носят локальный характер и указывают на возможность существования межпластовых перетоков в пределах отдельных структур.

Рассмотрим роль межпластовых перетоков в формировании ресурсов подземных вод глубоких горизонтов. Взаимодействие водоносных горизонтов является одним из важнейших факторов формирования ресурсов подземных вод в слоистых толщах. Согласно [7] фильтрация жидкости через глинистые отложения подчиняется закону Дарси. Оценка скорости вертикальной фильтрации через глинистые толщи проведена исходя из мощности и коэффициента фильтрации слабопроницаемых отложений, а также величин перепада напоров этажно-залегających горизонтов.

Как известно [6], по данным о разнице напоров в водоносных горизонтах можно определить коэффициент фильтрации слабопроницаемых пород.

Величина перетекания через глинистые толщи, разделяющих водоносные горизонты, определена по формуле:

$$Q = \frac{K_0}{m_0} \Delta H \cdot F, \quad (6)$$

где: K_0 — коэффициент фильтрации глинистых водоупоров, м/сут.;
 m_0 — мощность водоупора, м;
 ΔH — перепад напоров между водоносными горизонтами, м;
 F — площадь газонефтяного месторождения, где возможен переток, м².

Расчеты выполнены для наиболее изученных месторождений (Южно-Сухокумское, Русский Хутор, Сухокумское, Таловское и Солончаковое), приуроченных к зонам пониженных напоров (табл. 2).

Таблица 2

Количественная оценка межпластовых перетоков

№№ пп	Газонефтяная площадь	Модуль перетекания, м ³ /сут. на 1 км ²		
		Сравнимые водоносные горизонты		
		неокомский- верхнеюр- ский кар- бонатный	верхнеюр- ский карбо- натный-кел- ловейский	келловей- ский-байос- батский
1.	Русский Хутор	6,30	2,85	0,05
2.	Южно-Сухокумская	1,00	1,23	0,10
3.	Сухокумская	1,05	1,10	0,55
4.	Таловская	2,66	2,33	0,33
5.	Солончаковая	1,30	1,40	0,23

С возрастанием величины перепада напоров, вызванного эксплуатацией газонефтяных месторождений, количество перетекаемой воды существенно увеличивается. Если в естественных условиях величина перетекания между неокомским и верхнеюрским карбонатными горизонтами на площади Сухокумская составляла 123 м³/сут., то в результате разработки газонефтяных залежей, приуроченных к этим горизонтам, величина перетекания увеличилась почти в два раза и составляет 203 м³/сут. Наблюдается также изменение направления возможного перетекания. Таким образом, характеризуя роль гидродинамических условий в формировании ресурсов и геохимической зональности глубокозалегающих водоносных горизонтов, необходимо отметить следующее:

1. Характер расположения предполагаемых зон разгрузки и питания этажно-залегающих водоносных горизонтов (комплексов), а также вертикальная гидродинамическая и геохимическая зональности Восточно-Предкавказского артезианского бассейна указывает на существование межпластовых перетоков через глинистые толщи.

2. Количество перетекаемой воды, несмотря на низкие коэффициенты фильтрации глинистых отложений (п · 10⁻⁷ м/сут.) составляет значительную величину в пределах отдельных газонефтяных площадей (п · 10—п · 100 м³/сут.) и позволяет пересмотреть роль отдельных источников в формировании ресурсов глубоких водоносных горизонтов (комплексов). Эксплуатация газонефтяных месторождений в течение длительного времени привела к существенному увеличению разницы напоров в водоносных горизонтах, и вместе с тем к изменению количества перетекаемой воды.

3. Различия в солевом составе подземных вод, проявляющиеся в изменении минерализации, в степени метаморфизации и в содержании некоторых микроэлементов, обусловлены изменением литологического состава, коллекторских свойств водовмещающих пород и особенностями гидродинамических условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Киссин И. Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн.— М.: Наука, 1964, 240 с.
2. Киссин И. Г. Гидродинамические аномалии в подземной гидросфере.— М.: Наука, 1967, 136 с.
3. Озолин Б. В. Характеристика пьезометрических условий вертикального (межпластового) перетока жидкости. /Тр. УФНИИ, 1967, вып. 20, с. 31—36.
4. Бондаренко С. С., Арье А. Г., Плотников Н. А. Вопросы методики оценки гидрогеологических условий крупных артезианских структур.— В кн.: Гидродинамика глубинных зон артезианских бассейнов.— Л.: Недра, 1972, с. 104—107.
5. Закономерности распространения и формирования металлоносных рассолов (Голева Г. А., Торикова М. В., Алексинская Л. Н., Солодов Н. А.). М.: Недра, 1981, 264 с.
6. Шестаков В. М. Практикум по динамике подземных вод.— М.: МГУ, 1975, 270 с.
7. Ломидзе Г. М. Фильтрация в трещиноватых породах.— М.: Госэнергоиздат, 1951, 127 с.

П. К. Тумалаева

ВЛИЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ МЕЗОЗОЯ СЕВЕРНОГО ДАГЕСТАНА

В Прикумской области Дагестана отложения нижнего мела и юры являются регионально нефтегазоносными. В пластовых водах, приуроченных к этим отложениям, установлен комплекс микроэлементов, обычно сопутствующий скоплениям углеводородов (I, Вг, В, NH₄). Месторождения нефти и газа Прикумской области Дагестана являются многопластовыми, поэтому систематизация гидрохимических данных должна предусматривать группировку их по месторождениям, а в пределах месторождений — по пластам. Однако, после предварительной систематизации установлено, что содержание таких микроэлементов, как I, Вг, В, NH₄ варьирует даже в пределах одного пласта. Это обстоятельство является серьёзным препятствием на пути использования микроэлементов для корреляции пластовых вод, которая бывает часто необходимой при промысловых исследованиях.

С целью выявления причин указанных вариаций микроэлементов нами исследовались закономерности их распределения относительно водо-газо-нефтяного контакта.

Как выяснилось, интервалы опробования одного и того же пласта широко варьируют относительно фазового контакта, что естественно относится и к условиям отбора проб. Для сопоставления таких проб необходимо предварительно привести их к единому уровню сравнения, каким может быть содержание микроэлементов в непосредственной близости от контакта воды с залежами углеводородов (табл. I).

Как видно из данных таблицы, пластовая вода выше водо-нефтяного контакта содержит микроэлементы в более высоких концентрациях, чем в приконтактной зоне. Ниже водо-нефтяного контакта содержание микроэлементов уменьшается пропорционально удалённости.

Такое распределение микроэлементов закономерно возникает как следствие двух процессов: концентрирования рассо-

Изменение концентрации микрокомпонентов подземных вод мезозоя северного Дагестана в зависимости от положения пробы по отношению к водо-газо-нефтяному контакту (ВГНК)

Площадь	№ скв.	Глубина середины фильтра, м	Глубина ВГНК, м	±Δh	M, г/л	M, г/л у ВГНК	±ΔM, г/л	Концентрация элемента в мг/л на расстоянии ±Δh от ВГНК				Концентрация элемента в мг/л в непосредствен- ной близости от ВГНК				Изменение концентрации, ΔC, мг/л			
								I	Br	B	NH ₄	I	Br	B	NH ₄	ΔI	ΔBr	ΔB	ΔNH ₄
Сухокумск (Ю. З.)	2	3430	3445	- 15	135,6	136	- 0,4	15	370	435	130	10	370	435	130	-	-	-	-
—»—	5	3412	—»—	- 33	132	—	- 4	8,3	322	429	120	—	—	—	—	- 7	- 48	- 6	-10
—»— (С. В.)	4	3328	3325	+ 3	128	128	0	8,5	329	556	123	8,5	329	550	123	—	—	—	—
—»—	10	3342	—»—	+ 17	118	—	-10	12	402	420	122	—	—	—	—	+ 3,5	+ 73	-136	—
—»— (Ю. З.)	5	3285	3315	- 30	128	—	- 4	11	319	473	145	—	—	—	—	+ 1	- 5	- 10	+ 1
—»—	14	3293	—»—	- 22	132	132	0	10	324	483	144	10	324	483	144	—	—	—	—
—»—	9	3298	3315	- 17	125	125	0	11,6	279	448	148	11,6	279	448	148	—	—	—	—
—»—	26	3288	—»—	- 27	130	—	+ 5	13	310	463	152	—	—	—	—	+ 1,4	+ 31	+ 15	+ 4
—»— Хутор	2	3321	3283	- 62	124	—	-10	20	311	512	—	—	—	—	—	+ 7	- 34	-103	—
—»—	4	3315	—»—	- 68	134	134	0	13	345	409	67	13	345	409	67	—	—	—	—
—»—	2	3211	3206	+ 5	123,4	—	- 2	15	281	460	121	—	—	—	—	- 2	- 7	- 46	+ 2
—»—	4	3206	—»—	± 0	127	—	+ 2	11	355	449	131	—	—	—	—	- 6	+ 67	- 57	+12
—»—	16	3206	—»—	± 0	125	125	0	17	288	515	119	17	288	515	119	—	—	—	—
—»—	33	3186	—»—	- 20	129	—	+ 4	16	291	506	116	—	—	—	—	- 1	+ 3	- 7	- 3
—»—	32	3190	—»—	- 16	129	—	+ 4	15	293	497	115	—	—	—	—	- 2	+ 5	- 9	- 4
—»— Сухокумск	13	3460	3450	+ 10	134,6	—	+ 2,6	11,5	431	566	122	—	—	—	—	+ 3,3	+ 64	+ 87	-10
—»—	17	3461	—»—	- 11	133	133	0	8,2	367	479	132	8,2	367	479	132	—	—	—	—
—»—	11	3394	3368	+ 28	129,7	—	- 1	8,7	324	452	164	—	—	—	—	- 1,3	+ 2	+ 11	+36
—»—	13	3461	—»—	+ 93	135,6	—	+ 5	11,5	431	467	122	—	—	—	—	+ 1,1	+ 79	+ 25	- 6
—»—	18	3377	—»—	+ 9	131	131	0	10,0	322	442	128	10	322	442	128	—	—	—	—
—»—	23	3435	—»—	+ 67	135	—	+ 4	8,7	334	518	86	—	—	—	—	- 1,3	+ 2	+ 76	-42
—»—	1	3279	3265	+ 14	118	—	- 8	8,9	293	585	150	—	—	—	—	- 0,4	+ 36	+133	+ 4
—»—	5	3278	—»—	+ 13	120	—	- 6	10,0	306	505	125	—	—	—	—	+ 0,7	+ 50	+ 43	-21
—»— Сухокумск	12	3300	3265	+ 35	122	—	- 4	8,7	299	504	141	—	—	—	—	- 0,6	+ 43	+ 41	- 5
—»—	16	3297	—»—	+ 32	119	—	- 5	11,3	302	505	136	—	—	—	—	+ 2,0	+ 46	+ 43	-11
—»—	18	3267	—»—	+ 2	126	126	0	9,3	256	452	146	9,3	256	452	141	—	—	—	—
—»—	5	3267	3265	+ 2	119	—	+ 8	9,0	304	675	117	—	—	—	—	- 1	+129	+385	—
—»—	21	3267	—»—	+ 2	111	111	0	10,3	275	291	—	10	275	291	—	—	—	—	—
—»— Перекрестная	1	3481	3410	+ 71	72	72	0	9,8	300	398	114	9,8	300	398	114	—	—	—	—
—»—	2	3550	—»—	+140	107	—	+35	19,7	219	646	134	—	—	—	—	+10	- 81	+248	+21
—»—	3	3489	—»—	+ 79	87	—	+15	14,6	183	468	83	—	—	—	—	+ 5	-117	+ 70	-33
—»— Солончаковая	2	3652	3640	+ 12	122,4	122,4	0	7,0	328	424	134	7,0	328	424	134	—	—	—	—
—»—	3	3670	—»—	+ 30	127,3	—	+ 5	6,0	401	367	197	—	—	—	—	- 1,2	+ 72	- 37	+63
—»— Степная	2	3402	3393	+ 9	92,4	—	- 2,0	8,3	216	421	104	—	—	—	—	+10,9	- 13	+ 22	-65
—»—	3	3388	—»—	- 5	94,5	94,5	0	7,4	228	399	169	7,4	228	399	169	—	—	—	—

лов непосредственно под водонефтяным контактом, который является локальным экраном, затрудняющим вертикальную миграцию хлоридов щелочей и щелочных земель; химического взаимодействия галогенов с органическими соединениями выше водо-нефтяного контакта, в результате чего образуется галоген-органические соединения, способствующие обогащению водного раствора иодом и другими специфическими микроэлементами. В первом процессе существенное значение должны приобретать величины радиусов ионов, особенно гидратированных [1, 2, 4].

Распределение микроэлементов относительно газо-водяного контакта прямо противоположны закономерностям их распределения вблизи нефтяных залежей, что объясняется принципиально иной ролью фазового контакта в этом случае. Если водо-нефтяной контакт является локальным экраном для воды и содержащихся в ней компонентов, то газо-водяной контакт, по-видимому, служит лишь односторонне-проницаемой мембраной для паров воды и других компонентов в газообразном состоянии. В результате пластовая вода выше газо-водяного контакта значительно опресняется, а ниже контакта — концентрируется по мере удаления от него.

Практическое значение отмеченных закономерностей заключается в том, что они позволяют коррелировать пластовые воды с учётом приведения пробы к единому уровню сравнения.

В целом геохимические процессы вблизи газо-водо-нефтяных контактов могут рассматриваться в качестве естественных моделей процессов концентрирования и рассеивания микроэлементов в подземных водах, обычно протекающих в масштабах водонапорных систем. Представляет интерес двойственная роль так называемых «экранирующих» толщ, которыми обычно являются глинистые прослои; их проницаемость являлась неоднократно предметом дискуссий [3, 5, 6, 7]. Геохимическая роль глинистых экранов сводится к разделению по скоростям диффузии подземных вод и растворённых в них компонентов. Газовые компоненты опережают воду в жидкой фазе. За ними следует вода в парообразной фазе. Затем имеет место диффузия солей раствора жидкой водной фазы, причём также неравномерная.

Действительно, в вертикальных разрезах ряда артезианских бассейнов отмечается резкий скачок общей минерализации пластовых вод по обе стороны глинистых и других экранирующих толщ. В частности, в Прикумской области Дагестана такие скачки имеют место на границе средней юры и неокома (130 г/л—60 г/л), благодаря экранирующей роли гипсоносной толщи верхней юры, и на границе нижнего

и верхнего мела (60 г/л—30 г/л), благодаря экранирующей роли глинистой толщи апта и альба.

Таким образом, миграция и распределение микроэлементов в подземных водах газонефтяных месторождений северного Дагестана закономерно связаны с процессами диффузии и степенью удалённости от фазового контакта; модели распределения могут быть прослежены вблизи фазовых контактов воды, нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жариков В. А., Дюжикова Т. Н., Максакова Э. М. Экспериментальное и теоретическое исследование фильтрационного эффекта.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1962, № 1, с. 41—65.
2. Коржинский Д. С. Понятие о геохимической подвижности элементов.— Зап. Всер. общ. ч. 71, 1942, № 3—4, с. 160—168.
3. Коржинский Д. С. Фильтрационный эффект в растворах и его значение для геологии.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1947, № 2, с. 35—48.
4. Лебедев В. И. Ионно-атомные радиусы и их значение для геохимии и химии.— Л.: ЛГУ, 1969,— 192 с.
5. Овчинников Л. Н., Максенов В. Г. Экспериментальное исследование фильтрационного эффекта в растворах.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1949, № 3, с. 82—94.
6. Mackay R. A. The control of impounding Structures on Ore Deposition.— Econ. Geol., 1946, v. 41, № 1, p. 13—46.
7. Anderson R. I., Graf D. L., Jones B. F. Calcium and bromide contents of natural waters.— Science, 1966, v. 153, № 3744, p. 1637—1638.

И. М. Газалиев

ОБ ИЗОТОПНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ УГЛЕКИСЛЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

Проявления углекислых вод в Дагестане имеют ограниченное распространение. Они локализованы в ядре Восточной антиклинальной зоны (поднятие Берикей) и в пределах антиклинория Бокового хребта Горного Дагестана в бассейне реки Андийское Койсу.

Изучением углекислых вод издавна занимались многие исследователи. Ими были высказаны самые различные мнения о генезисе двуокиси углерода в составе описываемых водоявлений. Наиболее распространенными и заслуживающими внимания являются предположения о глубинной термометаморфической или мантийной природе углекислого газа [1—4].

До последнего времени в арсенале геохимии не существовало методов, позволяющих различать газообразные летучие метаморфического происхождения и ювенильные. Выяснение этого вопроса необходимо для уточнения глубин и путей поступления природных газов на земную поверхность, и несомненно, имеет важное значение при решении как теоретических, так и чисто практических задач в самых различных областях геологии. Постановка такой задачи стала возможной с появлением изотопных методов. Изотопный состав элементов позволяет проследить их геохимическую историю и несет объективную информацию об источниках и процессах образования изучаемых соединений.

Для уточнения генезиса углекислых вод Дагестана был проведен комплекс исследований, включающий в себя изучение содержания дейтерия в воде, отношения изотопов углерода, аргона и гелия в газах (табл. 1).

Изотопные определения выполнены в лабораториях МГРИ, ИВП АН СССР, ВНИИЯГГ, ВНИГРИ и Институте физики Даг. ФАН СССР.

Углекислые воды площади Берикей представлены термальными рассолами хлоридного натриевого состава. Они выведе-

Таблица 1

Название водопроявления	$\delta^{13}\text{C}, \text{CO}_2$ ‰ PDB	$^3\text{He}/^4\text{He}$	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$	δD , ‰ SMOW
Берикей, грифон скв. 20	+0,02	$7 \cdot 10^{-8}$	12500	-4,5
Инхокваринский источник	-1,08	$35 \cdot 10^{-8}$	329	-9,0
Тиндинский источник	-0,89			

ны скважиной № 20 из карбонатно-терригенных отложений нижнего мела. Формула Курлова для них имеет вид:

$$I 0,013 \text{ Br } 0,18 \text{ M } 70,6 \frac{\text{Cl } 98}{(\text{Na} + \text{K}) 92} \text{ pH } 6,5 \text{ t } 60$$

Кроме йода и брома отмечается высокое содержание метаборной кислоты (483 мг/л).

Бурно выделяющийся спонтанный газ имеет состав: $\text{He} - 0,003$, $\text{H}_2 - 0,004$, $\text{O}_2 - 0,5$, $\text{N}_2 - 2,4$, $\text{CO}_2 - 93,0$, $\text{CH}_4 - 3,9$, $\text{C}_2 - \text{C}_6 - 0,130$ ‰ об. (анализ 1978 г.).

Изотопные определения водорода показали, что содержание дейтерия в воде из скважины 20 близко к его содержанию в воде Каспийского моря ($\delta\text{D} = -2,4$ ‰). Эти данные наряду с высокими концентрациями бора и брома указывают на преимущественно морское происхождение Берикейских углекислых вод и незначительное разбавление их инфильтрационными водами. Они, по мнению автора, представляют собой захороненные морские воды, постепенно вытесняемые из глубоких горизонтов мезозоя по зонам тектонических нарушений.

Изотопный состав углерода CO_2 газовой фазы определяется величиной $\delta^{13}\text{C} = +0,02$ ‰, что практически совпадает со средним значением $\delta^{13}\text{C} = 0,00$ ‰, характерным для морских карбонатов [5]. Если учесть, что при разложении карбонатов образующаяся углекислота наследует изотопный состав углерода исходного вещества, то можно сделать вывод о термометаморфическом происхождении углекислого газа вод площади Берикей. На жесткие термальные условия образования газов указывает также отношение изотопов аргона, которое достигает очень высокого значения $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 12500$.

Как известно из литературы, разложение карбонатов начинается при температуре порядка $300-400^\circ\text{C}$, что гораздо выше максимальных температур в отложениях Восточной антиклинальной зоны, достигающих $120-130^\circ\text{C}$. Следовательно, основные количества двуокиси углерода следует

связывать с поступлением из более глубоких горизонтов. По-видимому, материнскими породами для образования углекислого газа являются морские известняки перми или триаса, т. к. отложения верхней юры не принимают участия в строении структур Восточной антиклинали, а ниже- и среднеюрские отложения содержат незначительные количества карбонатного вещества, недостаточные для генерации больших количеств углекислоты.

В верхние горизонты метаморфическая двуокись углерода попадает по разломам, разбивающим осадочный чехол Восточной антиклинальной зоны. Наиболее вероятно ее поступление по Дербентскому разлому глубокого заложения, зона влияния которого распространяется на Берикейское поднятие.

Не следует также исключать возможности образования двуокиси углерода в результате гидролиза карбонатов, на возможность которого указывает И. Г. Киссин и С. Н. Пахомов [6]. Этот процесс протекает с участием воды при умеренно высоких температурах $100-250^\circ\text{C}$ по схеме:



При указанных температурах, учитывая коэффициент разделения изотопов углерода в системе $\text{CO}_2 - \text{CO}_3^{2-}$, должна выделяться углекислота, обогащенная тяжелым изотопом относительно углерода карбонатов [7].

Изотопные данные показывают, что гидролиз карбонатов не вносит существенного вклада в формирование газового состава Берикейских углекислых вод, так как в противном случае углерод CO_2 должен был иметь иной, более тяжелый изотопный состав.

В Горном Дагестане проявления углекислых вод отмечаются в виде естественных источников (Тиндинские, Инхокваринские, Сагадинские, Хвайнинские, Кадинские и др., всего, по последним данным [8], 8 участков). Состав вод гидрокарбонатно-хлоридный натриевый, минерализация их $7,8-14,6$ мг/л, температура $11-17^\circ\text{C}$, pH $6,2-6,6$. Воды содержат аномальные концентрации железа ($5-11,7$ мг/л), мышьяка ($0,01-0,03$ мг/л) и метаборной кислоты ($236-361$ мг/л) [18]. Состав спонтанно выделяющегося газа представлен в основном двуокисью углерода ($20-88$ ‰) и азотом ($11-19$ ‰). Содержание метана достигает $0,2$ ‰, гелия и водорода тысячных долей процента.

Изотопный состав углерода CO_2 Тиндинского и Инхокваринского источников укладывается в диапазон значений $\delta^{13}\text{C}$ углекислоты газов из районов современной или недавно закончившейся вулканической деятельности. Величины $\delta^{13}\text{C}$ последних изменяются в среднем от $-0,1$ до $-1,2$ ‰. Такой большой разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ объясняется тем, что в этих

районах углекислый газ может образоваться как в результате термометаморфизма карбонатных пород, так и при дегазации магматических расплавов. В каждом конкретном случае изотопный состав углекислоты будет определяться долей участия отдельных источников углерода. Отношение изотопов углерода CO_2 углекислых вод Горного Дагестана приближается к величине $\delta^{13}\text{C} = -0,7\%$, принимаемому большинством исследователей за значение изотопного состава эндогенной (ювенильной) углекислоты. Следовательно, основные количества CO_2 в газах Тиндинского и Инхокваринского источников имеют мантийное происхождение. Некоторое облегчение углерода CO_2 по сравнению с углеродом магматической углекислоты обусловлено, по-видимому, примешиванием вод неглубокой циркуляции, содержащих изотопно легкий углекислый газ, связанный с окислением органического вещества. Этим же, вероятно, объясняется низкое, но отличное от воздушного, отношение изотопов аргона, которое при отсутствии подобного разбавления должно было характеризоваться гораздо более высоким значением.

На эндогенную природу CO_2 в углекислых водах Горного Дагестана автор указывал и ранее [9, 10]. Веским подтверждением присутствия в их составе мантийных компонентов послужили данные по изотопии гелия.

Исследованиями последних лет [11] показано, что отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ в газах тектонически активных районов мира, имеющих связь с мантией, составляет $\sim 10^{-5}$, что значительно превосходит таковое ($\sim 10^{-8}$) в радиогенном гелии газов стабильных регионов с древней консолидированной корой. Газы подземных вод Дагестана в большинстве своем содержат гелий со сравнительно низким отношением $^3\text{He}/^4\text{He} = (3-7) \cdot 10^{-8}$, характерным для типично радиогенного корового гелия. Исключение составляет Инхокваринский источник, в газе которого отношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ на порядок выше и достигает $35 \cdot 10^{-8}$. Это, несомненно, указывает на присутствие в газах углекислых вод определенных количеств мантийного гелия.

По изотопному составу водорода, который определяется величиной δD , близкой к содержанию дейтерия в поверхностных водах (река Андийское Койсу — $\delta\text{D} = -9,8\%$), углекислые воды Горного Дагестана имеют инфильтрационное происхождение. Формирование их химического состава происходит в условиях затрудненного водообмена за счет ионно-солевого комплекса вмещающих пород. Поступление мантийных компонентов в воды осуществляется, по всей вероятности, по зонам Пуйского, Нелхского, Сагадинского и Предкейдынского флюидопроводящих тектонических нарушений, к которым пространственно тяготеют выходы углекислых источников.

Появление мантийных флюидов в водах данного района можно, по-видимому, объяснить как дегазацией предполагаемых молодых интрузивных тел, так и разуплотнением земной коры и сквозной дегазацией мантии в условиях интенсивного поднятия, которое испытывает зона Бокового хребта Большого Кавказа. Не исключена и возможность влияния неоген-четвертичного вулканизма, т. к. разломы, дренирующие углекислые воды, имеют связь с Казбекским вулканическим очагом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гецеу В. В., Осика Д. Г., Мусиева З. М. Химический состав углекислых источников верховьев р. Андийское Койсу (Дагестанская АССР).— Известия вузов, «Геология и разведка», 1956, № 5, с. 90—93.
2. Курбанов М. К., Семейко О. Г. Минеральные источники верховьев Андийское Койсу в системе углекислых вод северного склона Большого Кавказа. В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Дагестана. Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1968, вып. 7, с. 278—280.
3. Гецеу В. В. Углекислые источники Дагестана. В кн.: Геология и геохимия полезных ископаемых Дагестана. Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1972, вып. 8, с. 208—211.
4. Войтов Г. И., Гречухина Т. Г., Осика Д. Г. и др. О некоторых особенностях химического и изотопного состава газов и вод Южного Дагестана — ДАН СССР, 1972, т. 205, № 5, с. 1217—1220.
5. Галимов Э. М. Геохимия стабильных изотопов углерода.— М.: Недра, 1968, 224 с.
6. Киссин И. Г., Пахомов С. И. О возможности генерации углекислоты в недрах при умеренно высоких температурах.— ДАН СССР, 1967, т. 174, № 2, с. 451—454.
7. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии.— М.: Недра, 1973, 384 с.
8. Щербаков А. В. Условия формирования и закономерности распространения минеральных вод Сланцевого Дагестана. Автореф. канд. дисс.— Баку, 1983, 20 с.
9. Кравцов А. И., Газалиев И. М., Фридман А. И., Кучер М. И. Изотопный состав углерода природных газов минеральных вод Центрального и Южного Дагестана.— Известия ВУЗов «Геология и разведка», 1979, № 10, с. 145—146.
10. Газалиев И. М., Есиков А. Д., Фридман А. И., Кучер М. И. Изотопная характеристика углерода, метана и углекислоты минеральных вод Дагестана в связи с решением генетических и поисковых задач.— В кн.: Материалы по гидрогеохимии Дагестана. Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1982, вып. 26, с. 30—43.
11. Толстихин И. Н. Изотопы гелия в природе.— Автореф. докт. дисс.— Ленинград, 1975.

Л. Д. Осика

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ВОДЫ РЕК ДАГЕСТАНА

К настоящему времени, изотопия водорода вод поверхностного стока территории Дагестана изучена ещё довольно слабо [1]. С целью восполнения этого пробела в геохимической изученности исследуемой территории нами в летний полевой сезон 1981 г. были отобраны пробы воды, практически со всех малых и больших рек Дагестана и сопредельных районов Чечено-Ингушетии, в том числе и из наиболее крупных притоков рр. Сулака и Самура. Из малых рек Дагестана отбиралось по одной пробе воды, как правило, в нижнем их течении от 1—2 до 10—20 км до падения их в Каспийское море. В бассейне рек Самура и Сулака пробы отбирались из крупных притоков до их слияния с основной рекой и после их слияния в нижнем течении. Результаты изотопного анализа отобранных проб представлены в таблице 1.

Из приведенных фактических данных явствует следующее:

1. Воды верховьев рек Дагестанского высокогорья, в основном питающиеся водами таяния ледников и снежников, а также метеорными осадками, являются изотопно-легкими, что в общем-то согласуется с эмпирическими данными по изотопному составу ледников и снежников, различных регионов мира.

2. По мере своего движения в область стока изотопно-легкие воды верховьев рр. Самура и Сулака с их главными притоками испытывают заметное, а в ряде случаев резкое утяжеление в нижнем течении. Этому может быть, по крайней мере, три объяснения: а) утяжеление изотопного состава поверхностных вод возможно путем обогащения их за счет субвертикальных восходящих потоков изотопно более тяжелых вод подземного стока в среднем и нижнем течении рр. Сулака и Самура; б) за счет вовлечения в поверхностный сток поровой и кристаллизационной и др. видов воды, высвобождаемой из горных пород естественных обнажений; в) изотопные

сдвиги за счет разбавления вод рек метеорными водами исключается, как противоречащее фактическим данным.

Таблица 1
Изотопный состав водорода и кислорода в водах рек Дагестана и сопредельных районов Восточного Предкавказья

№ проб	Название рек, место отбора пробы	Дата отбора проб	$\delta D, \text{‰ SMOW}$	$\delta O, \text{‰ SMOW}$
1	2	3	4	5
1.	р. Акташ, у моста по дороге Ростов—Баку	8/VII-81 г.	-77	
2.	р. Аксай, у моста по дороге на с. Бабаюрт	20/II-81 г.	-77	- 7,1
3.	р. Аксай, у моста по дороге Ростов—Баку	8/VI-81 г.	-68	- 7,7
4.	р. Ярык-Су, у моста в г. Хасав-юрт, по дороге Ростов—Баку	8/VII-81 г.	-63	- 7,3
5.	р. Белка, среднее течение у г. Гудермес	8/VI-81 г.	-50	
6.	р. Прорва (Терек), нижнее течение у впадения в Каспийское море	2/II-81 г.	-70	- 7,8
7.	р. Терек, нижнее течение у Гребенского моста	22/II-81 г.	-74	- 8,2
8.	р. Черкес-Озень, нижнее течение по дороге гг. Махачкала—Каспийск	22/VII-81 г.	-61	
9.	р. Манас-Озень, нижнее течение, у моста по дороге гг. Ростов—Баку	22/VI-81 г.	-56	- 5,8
10.	р. Башлы-чай, нижнее течение, у моста по дороге Ростов—Баку	22/VI-81 г.	-68	- 5,6
11.	р. Гамри-Озень, нижнее течение, у моста по дороге Ростов—Баку	20/VI-81 г.	-54	- 5,4
12.	р. Гюль-геры-чай, у моста близ развилки дороги на с. Касумкент и с. Магарамкент	2/VI-81 г.	-71	- 7,6
13.	р. Чирах-чай, у Касумкентского моста	25/VI-81 г.	-70	- 7,2
14.	р. Рычал-Вац, у завода по разливу минеральной воды	25/VI-81 г.	-64	- 6,5
15.	р. Рычал-Су, (минеральная вода)	25/VI-81 г.	-71	- 6,1
16.	р. Курах-чай, нижнее течение до слияния с р. Чирах-чай у с. Касумкент	25/VI-81 г.	-86	- 8,0

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
17.	р. Вели-чай, по дороге в с. Ахты	23/VI-81 г.	-55	- 7,4
18.	р. Усук-чай, нижнее течение, правый приток р. Самура, у моста по дороге в с. Ахты	23/VI-81 г.	-74	
19.	р. Мескенджи, правый приток р. Самура	23/VI-81 г.	-78	
20.	р. Ахты-чай, нижнее течение, у слияния р. Самур ниже с. Ахты	23/VI-81 г.	-80	- 9,1
21.	р. Самур, у Цухурского моста	23/VI-81 г.	-66	- 8,3
22.	р. Самур-чай, перед слиянием с р. Ахты-чай	22/VI-81 г.	-85	-10,2
23.	р. Хваршинка, правый приток верховьев р. Андийское Койсу	11/VI-81 г.	-86	- 9,5
24.	р. Андийское Койсу, нижнее течение до слияния с р. Аварское Койсу	11/VII-81 г.	-77	
25.	р. Аварское Койсу, близ с. Унцукуль	11/VI-81 г.	-70	
26.	р. Аварское Койсу, нижнее течение до слияния у с. Гергебиль	12/VIII-81 г.	-84	
27.	р. Казикумухское Койсу, нижнее течение до слияния у с. Гергебиль	12/VII-81 г.	-81	- 8,6
28.	рр. Аварское—Казикумухское Койсу, после их слияния у с. Гергебиль	12/VII-81 г.	-78	- 8,6
29.	р. Сулак, ср. течение, близ с. Мнатлы	4/VI-81 г.	-67	- 9,0

Изотопные анализы выполнены автором в ИВП АН СССР под руководством А. Д. Есикова.

3) Воды малых рек Дагестана: Ярык-су, Черкес-озень, Манас-озень, Башлы-чай, Гамри-озень и др. за некоторым исключением являются изотопно тяжелыми. Водосборные бассейны этих рек дренируют собой глинистые и песчаные обнажения неогеновых и четвертичных отложений в полосе Приморского и Предгорного Дагестана, где разгружается множество минеральных источников.

Истоки малых рек Дагестана не питаются водами ледников и снежников высокогорья, т. е. они формируются главным образом за счет вод подземного стока и атмосферных осадков. Водосборные бассейны верховьев р. Самура и р. Сулака

и их главных притоков дренируют собой естественные песчано-глинистые обнажения нижнесреднеюрского и карбонатно-глинистые обнажения верхнеюрского и мелового возраста. Изотопный состав многочисленных здесь слабоминерализованных источников ($M=1-5$ г/л) близок к таковым водам поверхностного стока (1) и, естественно, что воды подземного стока не накладывают здесь существенного отпечатка на изотопный состав вод рек.

Другое дело, изотопно более тяжелые воды малых рек Приморского и Предгорного Дагестана, водосборные бассейны которых вбирают в себя воды множества минеральных источников, количество солей в которых достигает 70 г/л. Здесь химический и изотопный состав вод поверхностного стока формируется, очевидно, за счет двух факторов: 1) подземного солевого и водного стока и 2) молекул воды, высвобождающихся из глинистых минералов в процессе физической денудации и водной эрозии более молодых осадков морского происхождения третичного и четвертичного возраста.

Судя по тому, что воды, обогащенные дейтерием (изотопно-тяжелая вода) оказывают тормозящее действие на окислительно-восстановительные и биохимические реакции, выражающиеся в ускорении процессов биологического старения организмов, установленная вертикальная зональность в характере распределения вод поверхностного стока по изотопному составу наводит на мысль, что возможной причиной долголетия жителей высокогорных областей является употребление изотопно-легкой воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газалиев И. М. Геохимия природных газов минеральных вод Дагестана, по изотопным данным.— Автореферат кандидатской диссертации, 1981.
2. Природные изотопы гидросферы. (Ферронский В. И., Дубинчук В. Т., Поляков В. А., Селецкий Ю. Б.). Недра, М.: 1975.

Т. М. Сулжиева, И. И. Волков

К ВОПРОСУ ГЕНЕЗИСА СУЛЬФИДНЫХ ВОД

Проблема генезиса сероводорода в подземных водах привлекает внимание многих исследователей. Сероводород, являясь одним из звеньев сложной биогеохимической цепи превращений серы, тесно связан с ее сульфатной и сульфидной формами.

По разнообразию сульфидных вод и наличию ресурсов, Дагестан является богатейшим регионом.

Авторами были изучены режим, окислительно-восстановительное и щелочно-кислотное равновесие в различных месторождениях сульфидных вод [1]. Для исследования были выбраны перспективные в бальнеологическом отношении площади Талги, Заузанбаш, Каякент, Каракайтаг и месторождения минеральных сероводородных вод, характеризующиеся низкими и средними концентрациями сероводорода — Уйташские, в сбросовом канале озера Аджи и др., представляющие интерес в генетическом плане. Выбранные для исследования воды характеризуются (табл. 1) разным возрастом вмещающих пород, различием минерализации, содержания сульфатов и сульфидов.

Талгинские сульфидные воды содержат $\Sigma \text{H}_2\text{S} + \text{HS}$ до 400,0 мг/л. Существует мнение [2], что Талгинские воды образовались в результате смешения двух типов вод: верхнемеловых и третичных. В наших ранних исследованиях [3] на основании анализа режимных наблюдений за скважинами и источниками площади Талги, пришли к выводу, что сульфидная составляющая Талгинских вод формируется в верхнеюрской толще, где имеются прослойки гипсов и ангидритов.

Изотопный состав серы сульфатов этих вод (от +22,8 до 24‰) * является идентичным по составу с сульфатами вод

* Анализы по изотопии серы были выполнены в Институте геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского.

Таблица 1

Общая характеристика исследуемых минеральных вод

Источник	Геологический возраст вмещающих пород	Дебит м ³ /сут.	t °C	pH	Формула Курлова
Талги скв. № 1	верхний мел	1105,0	39,0	6,75	$\frac{\text{Cl}_{72,8} \text{HCO}_3^{15,6}}{(\text{Na} + \text{K})_{88} \text{Ca}_{24}} \text{H}_2\text{S}_{0,380} \text{M}_{5,38}$
Талги скв. № 2	—→—	283,5	37,0	6,79	$\frac{\text{Cl}_{68,2} \text{SO}_4^{6,3} \text{HCO}_3^{15,6}}{(\text{Na} + \text{K})_{66,6} \text{Ca}_{25,6}} \text{H}_2\text{S}_{0,350} \text{M}_{4,72}$
Талги скв. № 3	—→—	790,3	40,0	7,11	$\frac{\text{Cl}_{70} \text{SO}_4^{20}}{\text{Na}_{65} \text{Ca}_{28}} \text{H}_2\text{S}_{0,280} \text{M}_{5,8}$
Источник Кафтаркутанский	—→—	108,5	30,0	6,8	$\frac{\text{Cl}_{24} \text{SO}_4^{24} \text{HCO}_3^{12}}{(\text{Na} + \text{K})_{65} \text{Ca}_{27}} \text{H}_2\text{S}_{0,200} \text{M}_{5,2}$
Заузанбаш скв. № 2	верхняя юра	86,2	20,0	7,46	$\frac{\text{HCO}_3^{20,5} \cdot \text{Cl}_{170,5}}{(\text{Na} + \text{K})_{67} \cdot \text{Ca}_{24}} \text{H}_2\text{S}_{0,250} \text{M}_{4,34}$
Каракайтагский источник	чокрак свита Б	120,0	41,0	7,7	$\frac{\text{Cl}_{48} \text{HCO}_3^{36} \text{SO}_4^{16}}{(\text{Na} + \text{K})_{97}} \text{H}_2\text{S}_{0,162} \text{M}_{3,24}$
Источник канала Аджи	караганские песчанки	75,5	56,0	6,7	$\frac{\text{Cl}_{96}}{(\text{Na} + \text{K})_{97}} \text{H}_2\text{S}_{0,020} \text{M}_{44,0}$
Источник мыса Башлы	караганские песчанки	70,5	60,0	6,3	$\frac{\text{Cl}_{96}}{\text{Na}_{98}} \text{H}_2\text{S}_{0,020} \text{M}_{78,0}$
Сква. № 600 Каякент	—→—	129,6	75,0	6,9	$\frac{\text{Cl}_{96}}{(\text{Na} + \text{K})_{98}} \text{H}_2\text{S}_{0,050} \text{M}_{46,2}$
Уйташ, источник № 1	чокрак свита Б	40,0	16,0	7,0	$\frac{\text{Cl}_{89} \text{SO}_4^{10}}{(\text{Na} + \text{K})_{89,2}} \text{H}_2\text{S}_{0,030} \text{M}_{28,0}$

скважины № 2 Заузанбаш (западное погружение Талгинской складки, (+23‰), дренирующей юрские отложения. При обычном составе серы сульфатов эвапоритовых отложений ($\delta^{34}\text{S} + 20\text{‰}$) сульфидная сера будет отличаться скорее всего на 10—25‰ от состава серы исходных сульфатов [4]. Примерно на такую величину различаются величины $\delta^{34}\text{S}$ сульфатов и сульфидов Талгинских водопроявлений (табл. 2).

Сера сульфидов в водах скважины 2 площади Заузанбаш значительно облегчена по сравнению с сульфатами (47‰). Изотопный состав сульфатной серы по простиранию комплекса, в данном случае юрского, остается неизменным, хотя на локальных участках может испытывать утяжеление, так как степень изотопного фракционирования зависит от скорости растворения и условий редукиции сульфатов. При вялой редукиции и неограниченном поступлении сульфатов, сульфидная сера будет, по-видимому, значительно облегчена, как это имеет место в водах скважины 2 Заузанбаш.

Следующая группа изученных вод, расположена на Каякентской площади: источник Каракайтагский $\Sigma\text{H}_2\text{S} + \text{HS}' - 160$ мг/л, сульфатов — 350,0 мг/л, содержание сероводорода в источнике практически не меняется, источник на мысе Башлы — температура 59—60°С, содержит сероводорода от 20,0 до 40,0 мг/л, сульфатов сравнительно мало — 160,0 мг/л и скважине № 600 на этой же площади — $\Sigma\text{H}_2\text{S} + \text{HS}' - 50,0$ мг/л, сульфатов — 60,0 мг/л, сероводородный источник в сбросовом канале оз. Аджи концентрация сероводорода варьирует от 10,0 до 30,0 мг/л.

Перечисленные источники расположены на одной площади, но дренируют отложения различного возраста.

Таблица 2

Изотопный состав серы некоторых сульфидных вод Дагестана

Источники	Возраст вмещающих пород	Дата отбора пробы	H ₂ S мг/л	SO ₄ ²⁻ г/л	$\delta^{34}\text{S}$ SO ₄ ²⁻	$\delta^{34}\text{S}$ H ₂ S ‰	$\Delta\delta^{34}\text{S}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Талги скв. № 1	верхняя юра	21.02.77	330,0	0,760	22,8	3,8	19
Талги скв. № 2	—»—	21.02.77	300,0	0,700	22,1	1,3	20,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Талги скв. № 3	—»—	21.02.77	300,0	0,900	9,0	3,8	5,2
Источники Кафтаркутанский Заузанбаш скв. № 2	—»—	21.02.77	200,0	0,800	24,0	— 0,6	24,6
Источники Каракайтагский источник	чокрак	10.09.78	160,0	0,340	— 6,0	— 12,9	6,9
Источники в сбросовом канале Аджи	караганские источники	26.08.78	20,0	0,060	не опр.	— 1,2	
Скважина 600 Каякент	—»—	18.04.78	50,0	0,070	26,9	0,6	26,3
Источники Уйташ № 1	чокрак	5.08.78	30,0	2,260	0,1	— 25,6	25,7
Источники Уйташ № 2	—»—	5.08.78	20,0	2,200		— 18,6	17,8
Источники на мысе Башлы	караганские песчаники	18.04.78	20,0	0,162	+ 18,6	не опр.	
—»—	—»—	5.02.78	20,0	0,150	24,9	—»—	
—»—	—»—	28.08.78	15,0	0,160	не опр.	2,8	

Все водопроявления, кроме Каракайтагского источника, характеризуются высокой температурой, минерализацией, невысокими концентрациями сульфатов. Изотопный состав серы сульфатов этих вод (от 24,9‰ до 26,9‰) мало отличается от состава сульфатов вод, приуроченных к верхнемеловым отложениям (Талги, Заузанбаш). Это дает нам основание считать, что на данном участке остались фрагменты верхнеюрской эвапоритовой толщи, сульфаты которых являются источником серы сульфидных вод.

Таким образом, в формировании вод Каякентской площади, принимают участие воды мезозойского водоносного комплекса.

Сульфидные воды чокракских отложений совершенно отличаются по изотопному составу сульфатной серы от вод юрского возраста [4]. Они характеризуются обычно разнообразием химического состава и минерализацией от 2 до 15,0 г/л, редко — большей: Каракайтагский источник — 3,14 г/л, Уйташский — 28,0 г/л.

Сульфатная сера Каракайтагского и Уйташского источников значительно облегчена по сравнению с сульфатами вод из меловых и юрских отложений. Значения $\delta^{34}\text{S}$ для сульфатной серы, Каракайтагского источника составляет (-6%), Уйташских источников № 1 ($-0,1\%$), № 2 — ($-0,9\%$). Такие низкие величины $\delta^{34}\text{S}$ сульфатов свидетельствуют о вторичном происхождении сульфатов. Источником их может являться ярозит, в достаточном количестве содержащийся в майкопских отложениях.

С. П. Попов [6], отмечая неоднородность химического состава чокракских вод, высказал гипотезу о том, что сероводород и органические вещества в чокракский горизонт поступают из подстилающих майкопских глин, изотопные данные указывает на правильность этих выводов. Отжатые поровые воды майкопских глин формируют воды с высоким содержанием сульфатов.

На бактериальную природу сероводорода в водах Уйташских источников указывает присутствие в них облегченного углекислого газа со значением для CO_2 — 2,44 [7].

ЛИТЕРАТУРА

1. Сулжиева Т. М., Волков И. И. Соединения серы в сульфидных водах Дагестана.— В сб.: Материалы по гидрохимии Дагестана.— Махачкала, 1982, вып. 26, с. 113—120.
2. Яроцкий Л. А. О происхождении Талгинских сероводородных вод.— В кн.: Вопросы изучения курортных ресурсов СССР, 1955, с. 112—131.
3. Сулжиева Т. М. К вопросу о происхождении Талгинских минеральных вод.— В сб.: Материалы по гидрохимии Дагестана.— Махачкала, 1982, вып. 26, с. 65—69.
4. Виноградов В. И. Роль осадочного цикла в геохимии изотопов серы.— М.: Наука, 1980, 43 с.
5. Панкина Р. Г., Мехитиева В. Л., Гриненко В. А., Чурмантеева М. Н. Изотопный состав серы сульфатов сульфидов вод некоторых районов Предкавказья в связи с их генезисом.— Геохимия, 1966, № 9, с. 1087—1093.
6. Плотникова Г. Н. — Сероводородные воды СССР.— М.: Недра, 1981, 27 с.
7. Газалиев И. М., Есиков А. Д. и др. Изотопная характеристика углерода, метана и углекислоты минеральных вод Дагестана в связи с решением генетических и поисковых задач. В сб.: Материалы по гидрохимии Дагестана, вып. 26.— Махачкала, 1982, с. 24—43.

Т. Ф. Голик

К МЕТОДИКЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕТАБОРНОЙ КИСЛОТЫ В ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОДАХ (НА ПРИМЕРЕ ТАРУМОВСКОЙ ПЛОЩАДИ)

В аналитической химии бор относится к группе кислотообразующих элементов. Существуют различные методы определения бора в форме метаборной кислоты в разнообразных по составу природных водах, из них наибольшее распространение получили колориметрические (с хинолизорином, кармином) и объемный. Колориметрические методы рекомендованы для определения борной кислоты при ее содержании в водах от 0,5 до 50 мг/л. Однако следует отметить, что эти методы на практике оказались малоэффективными для определения борной кислоты в водах. Наибольшее распространение получил объемный метод определения борной кислоты при ее содержании от 10 мг/л и более. Он позволяет определять в титруемом объеме не менее 1 мг HBO_2 (1).

Нами использован для определения боратов титрометрический метод в виде маннито-борной кислоты, т. к. борная кислота обычно не может быть оттитрована из-за низкой ее константы диссоциации, поэтому ее титруют в присутствии многоатомных спиртов — глицерина или маннита, образующих комплекс с борной кислотой, усиливающий кислотные свойства.

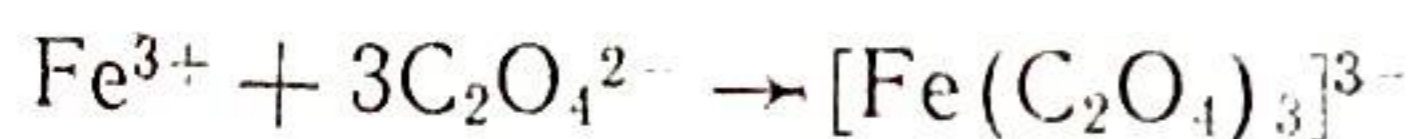
Объемному методу определения мешают Fe, Al, Cu, Ni и др. тяжелые металлы, соли которых подвергаются гидролизу, PO_4^{3-} — взаимодействующие с маннитом, а также ионы F^- , слабые кислоты (H_2CO_3 , H_2S , H_2SiO_3) и окрашенные органические вещества. Пределы содержания ионов HPO_4^{2-} — 50 мг/л; SiO_2 — 100 мг/л; F^- — 1 мг/л (2).

Влиянием тяжелых металлов, в виду их малого содержания, можно пренебречь. H_2CO_3 и H_2S разрушаются при кипячении подкисленных исследуемых вод. Для F^- , PO_4^{3-} и H_2SiO_3 допустимые для проведения титрования борной кислоты количества значительно превосходят их обычные содержания

в водах. Органические вещества при определении бора разрушают кипячением исследуемых вод с добавлением $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$. Определение метаборной кислоты в пресных, слабо- и среднеминеральных водах не вызывает трудностей. Определение ее в рассолах, в частности отобранных из глубоких скважин Тарумовской площади, вызвало ряд осложнений, которые в основном связаны с относительно высоким содержанием железа, содержание которого достигало в некоторых пробах до 490 мг/л. Были сделаны попытки связывания железа органическими веществами, с которыми оно образует растворимые бесцветные комплексы: лимонной, винной и щавелевой кислотами. Наиболее эффективной на практике оказалось применение с этой целью щавелевой кислоты. Известно, что железо легко образует бесцветные растворимые комплексы с оксалатами:



На основании схемы образования комплексного соединения было рассчитано количество щавелевой кислоты, необходимое для связывания железа в комплекс в исследуемой воде:



Были получены воспроизводимые результаты определения борной кислоты в стандартном ее растворе с введением железа определенной концентрации и последующим связыванием оксалат-ионом, мешающее влияние его устранялось.

Щавелевая кислота вводилась после отбора исследуемой воды в определенном объеме и соответствующего разбавления ее до 100,0, в присутствии индикатора метил-рота раствор приобретал в кислой среде розовую окраску, в дальнейшем определение проводилось по методике, рекомендуемой А. А. Резниковым и Е. П. Муликовской [1].

В качестве примера приводится определение борной кислоты в одной из проб Тарумовской площади.

№ пробы, дата отбора	Взято иссл. H_2O , мл	Кол-во $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$, мг	Пошло NaOH 0,01N	Содержание HBO_2 , в мг/л
Тарумовская, 2 6. 5. 83 г.	25,0	2,0	9,5	167,2
—»—	10,0	1,0	3,5	158,0

Таким образом, при количественном определении метаборной кислоты в рассолах с высоким содержанием железа

рекомендуется связывание его органическими кислотами: винной, лимонной, щавелевой в виде бесцветных металлорганических комплексов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Резников А. А., Муликовская Е. П. Методы анализа природных вод.— М., 1954.
2. Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии, Тр. ВСЕГИНГЕО.
3. Гринберг А. А. Введение в химию комплексных соединений, 1951.

Т. Ф. Голик, Л. Д. Шаповалова

О СОДЕРЖАНИИ МЫШЬЯКА В МИНЕРАЛЬНЫХ ВОДАХ ДАГЕСТАНА

Мышьяк относится к числу сравнительно мало распространенных элементов. Среднее его содержание в земной коре оценивается $2 \cdot 10^{-4}\%$ [1]. Известно более 140 минералов, содержащих мышьяк [2]. Встречается он главным образом в виде сульфидов, арсенидов, сульфоарсенидов, сульфосолей и арсенатов, реже — в виде окислов. Мышьяк преимущественно находится в арсенидах и сульфоарсенидах Fe, Ni и Co, реже — Cu, Pt, в сульфосолях Pb, Cu, Ag и Tl, в арсенидах Na, Mg, Ca, Ba, Al, Zn, Fe, Cu [2].

Содержание мышьяка в гидросфере значительно ниже, чем в литосфере. В среднем в океанической воде содержится $3 \cdot 10^{-7}\%$ [1] As (Виноградов, 1967 г.). Среднее содержание мышьяка в поверхностных водах суши ниже, чем в океанических. В подземных водах среднее фоновое содержание (в углекислых минеральных) не превышает 0,1 мг/л (Аверьев, 1962 г.). Максимальное содержание в углекислых минеральных водах достигает 70 мг/л, а в кислых купоросных превышает 200 мг/л.

Формы нахождения мышьяка в природных водах изучены недостаточно. По предложению А. П. Виноградова (1967 г.) растворимые его соединения в океанической воде представлены продуктами диссоциации мышьяковой и мышьяковистой кислот. Современные методы анализа подземных вод (объемные колориметрические, нефелометрические) позволяют определить суммарное содержание As^{3+} и As^{5+} .

Мышьяк принадлежит к высокотоксичным элементам. Предельно допустимая концентрация в воде водоемов санитарно-бытового пользования для мышьяка составляет 0,05 мг/л, поэтому контроль за содержанием его в воздухе производственных помещений, в дымовых и горючих газах, в сточных и сбросовых промышленных водах имеет большое значение.

Изучение содержания и форм нахождения мышьяка в различных типах вод имеет большое научное и практическое значение. Установлено, что малые дозы соединений мышьяка стимулируют жизненные процессы организма, что нашло применение в медицине.

В минеральных лечебных водах бальнеологической нормой для мышьяка является его содержание от 0,5 до 1,0 мг/л [3], при содержаниях которого воды считаются лечебными-мышьяковистыми.

В лаборатории химических методов анализа занимались изучением химического состава рек Дагестана и их притоков, в связи с темой «Водно-солевой сток в Каспийский бассейн», исследовались минеральные воды с повышенным содержанием солей и микроэлементов, имеющих важное промышленное и народнохозяйственное значение, а также с целью выявления вод с повышенным содержанием I, Br, B, Fe, F, Si, As и др. биологически активных элементов, представляющих значительный бальнеологический интерес. Почти во всех отобранных водах определялся мышьяк по методике, предложенной Е. П. Муликовской и А. М. Резниковым [4].

В 50 пробах вод, отобранных в различных точках в реке Курах и её притоках, а также в бассейнах Терека, Самура, Сулака и на побережье Каспийского моря мышьяк не обнаружен.

Отсутствует мышьяк в исследованных водах подземных минеральных источников, отобранных в июле-августе 1971 г. из рек Андийское Койсу и Кази-кумухского Койсу на территории Ботлихского, Лакского и Кулинского районов.

В термальных слабоминерализованных водах карагана и чокрака на месторождениях Махачкалы, Избербаша, Каякента содержание мышьяка изменяется от следов до тысячных долей мг/л (табл. 1).

Для промышленных иодо-бромных вод мезозойских отложений месторождений Берикей, Дузлака, Дагогней и Хошмензила, для которых характерно отсутствие сероводорода, содержание мышьяка колеблется от сотых долей до 0,1 мг/л (табл. 1).

В слабо- и среднеминерализованных водах Предгорного Дагестана преимущественно гидрокарбонатно-хлоридного натриевого типов и скважинах, дренирующих третичные отложения, мышьяк не обнаружен. В высокоминерализованных подземных водах, полученных в результате разведочного бурения на нефть и газ из мезозойских отложений на площадях Гаша (скважины № 3, № 10) и Гильяра (скважины № 5, № 5, № 6) содержание мышьяка колеблется от 0,02 до 1 мг/л. На этих площадях к мышьяковистым водам согласно

Содержание мышьяка в минеральных водах Дагестана

Месторождение, название источника и скважины	Геологический возраст, глубина фильтра, м	Дата	Содержание As мг/л	Формула	Курлова
Махачкала, скв. 126	Караган 966—998	1981	следы	M 5,8	$\frac{Cl_{46} SO^4_{37}}{Na_{98}}$ PH 7,6
Махачкала, скв. 180	Караган 983—1010	—>—	0,008	M 3,7	$\frac{SO^4_{58} (HCO_3 + CO_3)_{28}}{Na_{99}}$ PH 7,8
Махачкала, скв. 6-р	Караган 1060—1010	—>—	0,004	M 11,6	$\frac{Cl_{83}}{Na_{97}}$ PH 7,3
Махачкала, скв. 160	Караган 1487—1520	1975	не обн.	M 4,5	$\frac{SO^4_{41} Cl_{29} HCO^3_{25}}{Na_{97}}$ PH 7,8
Махачкала, скв. 215	Чокрак 1490—1530	1974	—>—	M 6,6	$\frac{Cl_{53} SO^4_{32} HCO^3_{15}}{(Na+K)_{97,5}}$ PH 7,5
Чайка, скв. 9-Т.	Караган 1414—1448	1981	—>—	M 72,5	$\frac{Cl_{99}}{Na_{88}}$ PH 6,1
Уйташский ист-к № 1	Караган	1972	0,012	M 37,05	$\frac{Cl_{92} SO^4_{6,0}}{(Na+K)_{88}}$ PH 7,0
Уйташский солёный травертиновый ист-к № 2	—>—	1972	не обн.	M 77,2	$\frac{Cl_{93}}{(Na+K)_{99}}$ PH 7,0
Уйташский солёный травертиновый ист-к № 1	—>—	—>—	—>—	M 44,6	$\frac{Cl_{93}}{(Na+K)_{94}}$ PH 7,0

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
					1
Избербаш, скв. 71	1069—810	1981	0,002	PH 7,7	M 6,4 $\frac{Cl_{60} SO^4_{28}}{(Na+K)_{97}}$ PH 8,3
Каякент, скв. 11	Чокрак	1973	0,06	M 2,3	$\frac{HCO^3_{43} Cl_{32} SO^4_{21}}{(Na+K)_{97}}$ PH 7,2
Каякент, скв. 13	—>—	1981	0,004	M 1,3	$\frac{SO^4_{43} HCO^3_{42}}{(Na+K)_{89}}$ PH 7,6
Каякент, скв. 5	—>—	—>—	0,004	M 1,5	$\frac{HCO^3_{48} SO^4_{38}}{(Na+K)_{93}}$ PH 7,6
Берикей, скв. 20 (грифон)	форамни-феры	1972	0,01	M 72,0	$\frac{Cl_{98}}{(Na+K)_{92}}$ PH 6,6
—>— скв. 7	—>—	1960	0,01	M 68,0	$\frac{Cl_{98}}{(Na+K)_{92}}$ PH 6,58
—>— скв. 11	Н. мел	—>—	0,04	M 71,0	$\frac{Cl_{98}}{(Na+K)_{91}}$ PH 6,6
Дузлак, грифон	—>—	1972	0,01	M 15,7	$\frac{Cl_{95} SO^4_{31}}{(Na+K)_{83}}$ PH 7,5
Хошмензил, ист. № 4	157—630	—>—	следы	M 10,9	$\frac{Cl_{99,5}}{(Na+K)_{89}}$ PH 7,8
Хошмензил, скв. 25	Н. мел	—>—	0,06	M 61,3	$\frac{Cl_{99}}{(Na+K)_{90}}$ PH 7,8
Даг. Огни, скв. 24	Н. мел 254—255	1972	0,1	M 71,0	$\frac{Cl_{98}}{(Na+K)_{91}}$ PH 7,1

I	2	3	4	5
Гаша, скв. № 3	верх. мел	1962	0,7	M 24,3 $\frac{Cl_{99}}{(Na+K)_{95}}$ PH 7,0
Гаша, скв. № 10	форамн.	—>—	1,0	M 18,3 $\frac{Cl_{88}}{(Na+K)_{96}}$ PH 7,4
Алмалинский ист-к	Чокрак	1972	0,012	M 3,8 $\frac{Cl_{79} HCO_{21}^{321}}{(Na+K)_{93}}$ PH 7,5
Капчугаевский H ₂ S ист-к № 1 влево от сел. Капчугай	Чокрак	1959	не обн.	M 73,7 $\frac{SO_{80}^{414} Cl_{14}}{(Na+K)_{96}}$ PH 7,6
—>— правый	—>—	—>—	не обн.	M 35,6 $\frac{SO_{53}^{435} Cl_{35}}{(Na+K)_{86}}$ PH 7,4
Талги, H ₂ S скв. № 1	форамин. 218—310	1978	не обн.	M 6,1 $\frac{Cl_{76} SO_{15}^{425}}{(Na+K)_{67} Ca_{25}}$ PH 6,8
Талги, H ₂ S скв. № 2	фор-ры 206—268	—>—	—>—	M 5,3 $\frac{Cl_{69} SO_{25}^{425}}{(Na+K)_{64} Ca_{29}}$ PH 6,9
Заузанбаш, скв. № 3	верх. мел	1960	0,03	M 5,4 $\frac{HCO_{53}^{446} Cl_{46}}{(Na+K)_{97}}$ PH 7,6
Гильяр, скв. 6 (грифон)	ниж. мел	1962	0,02	M 21,5 $\frac{Cl_{95}}{(Na+K)_{94}}$ PH 7,2
Гильяр, скв. 5 (грифон)	Ср. юра	1962	1,0	M 11,0 $\frac{Cl_{70} HCO_{29}^{329}}{(Na+K)_{97}}$
Салтабакский H ₂ S ист-к	Чокрак	—>—	не обн.	M 7,3 $\frac{HCO_{46}^{346} SO_{91}^{491}}{(Na+K)_{88} Mg_{28}}$

I	2	3	4	5
Зеликака, H ₂ S № 4 ист-к в 40 м выше выхода нефти	Чокрак	—>—	—>—	M 9,2 $\frac{Cl_{65} HCO_{28}^{328}}{(Na+K)_{92}}$ PH 8,2
Зеликака, H ₂ S ист-к № 2 в 100 м выше выхода нефти	—>—	—>—	—>—	M 4,7 $\frac{HCO_{51}^{328} SO_{28}^{428}}{(Na+K)_{77} Mg_{19}}$ PH 8,8
Тиндинский углекислый ист-к № 1 аллювиалн. отлож.	1970	0,03	0,03	M 8,1 $\frac{Cl_{75} HCO_{24}^{324}}{(Na+K)_{89}}$ PH 6,3
—>— № 2 Нижн. юра	1960	0,01	0,01	M 15,0 $\frac{Cl_{77} HCO_{21}^{321}}{(Na+K)_{91}}$ PH 6,6
—>— № 3 Н. юра	—>—	0,1	0,1	M 13,4 $\frac{Cl_{80} HCO_{19}^{319}}{(Na+K)_{92}}$ PH 6,6
Датунский № 1 Н. юра	—>—	1,0	1,0	M 14,4 $\frac{Cl_{81} HCO_{18}^{318}}{(Na+K)_{98}}$ PH 7,8
Чохский, вблизи коммуны	Ср. юра	—>—	не обн.	M 17,4 $\frac{HCO_{63}^{336} Cl_{36}}{(Na+K)_{97}}$ PH 7,8
—>— вблизи промысла H ₂ S	Кимеридж	—>—	следы	M 28,9 $\frac{Cl_{89} SO_{16}^{416}}{(Na+K)_{85} Ca_{10}}$ PH 7,0
Датунский № 2 Н. юра	—>—	0,3	0,3	M 12,3 $\frac{Cl_{71} HCO_{29}^{329}}{(Na+K)_{98}}$
Тидибский пелесероводородный	—>—	0,05	0,05	M 2,0 $\frac{HCO_{79}^{320} SO_{20}^{420}}{Mg_{58} Na_{39}}$
Карадахский железисто-магне- зиальный	—>—	0,05	0,05	

Великентский	Юра	1962	0,06	М 2,8	$\frac{\text{HCO}^3_{54} \text{SO}^4_{45}}{\text{Mg}_{62} \text{Na}_{33}}$
Алкандакский	—»—	—»—	0,02	М 4,0	$\frac{\text{SO}^4_{65} \text{HCO}^3_{24}}{\text{Mg}_{60} \text{Na}_{35}}$
Хлекский № 1	Юра	1962	0,01	М 2,8	$\frac{\text{HCO}^3_{62} \text{SO}^4_{36}}{\text{Mg}_{74} \text{Na}_{16}}$
То же № 2	—»—	—»—	следы	М 1,65	$\frac{\text{HCO}^3_{62} \text{SO}^4_{37}}{\text{Mg}_{73} \text{Na}_{12}}$
Хлекский, H ₂ S № 3	—»—	—»—	—»—	М 1,81	$\frac{\text{HCO}^3_{82} \text{SO}^4_{17}}{\text{Na}_{52} \text{Mg}_{45}}$
Урсунский магниальный	—»—	—»—	0,01	М 1,15	$\frac{\text{HCO}^3_{88} \text{SO}^4_{11}}{(\text{Na}+\text{K})_{64} \text{Mg}_{29}}$
Урсунский каружарский	—»—	—»—	следы	М 6,64	$\frac{\text{SO}^4_{61} \text{HCO}^3_{38}}{(\text{Na}+\text{K})_{65} \text{Mg}_{30}}$
Микрахский № 1	—»—	—	0,16	М 2,9	$\frac{\text{SO}^4_{56} \text{HCO}^3_{43}}{(\text{Na}+\text{K})_{54} \text{Mg}_{23}}$
—»— № 2	—»—	—	0,1	М 3,74	$\frac{\text{SO}^4_{46} \text{HCO}^3_{33} \text{Cl}_{21}}{\text{Mg}_{51} \text{Na}_{30} \text{Ca}_{18}}$

бальнеологическим нормам могут быть отнесены Гильяр скв. 6 и Гаша скв. № 10.

Группа холодных сероводородных источников, приуроченных к чокракскому горизонту Предгорного Дагестана в окрестностях селения Капчугай, Салтабак, Исти-Су и ряде других месторождений мышьяк не обнаружен (табл. 1).

В минеральных водах Горного Дагестана содержание мышьяка изменяется от следов до 0,1 мг/л, т. е. ниже фоновых. К мышьяковистым источникам этой области относится Датунский хлоридно-натриевый с содержанием мышьяка 1 мг/л [5].

ВЫВОДЫ

1. В водах минеральных источников и скважин, дренирующих осадочные комплексы третичных отложений, а также в водах поверхностного стока в пределах Предгорного Дагестана и в области Дагестанского клина, мышьяка практически не содержится.

2. В глубокопогруженных структурах Приморского и Предгорного Дагестана в большинстве своем в ассоциациях с высокоминерализованными водами хлор-натриевого типа содержание мышьяка колеблется от 0,01 до 1,0 мг/л.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виноградов А. П. Геохимия, 1956, № 1, 6.
2. Немодрук А. А. Аналитическая химия мышьяка. Из-во АН СССР, 1976.
3. Овчинников А. М. Минеральные воды.— М.: Госгеотехиздат, 1963.
4. Резников А. М., Муликовская Е. П. Методы анализа природных вод.— М., 1954.
5. Гецеу В. В. Типы подземных минеральных вод Дагестана и их бальнеологическое значение. Махачкала, 1972.

Г. Г. Бунин, С. М. Гусейханов

ВЫЯВЛЕНИЕ БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БОЛЬШОГО КАВКАЗА ДИСТАНЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ

Накопившиеся геологические материалы по юго-восточной части Большого Кавказа и их интерпретация позволили прийти к заключению о том, что его морфоструктура представляет собой сложное сочетание продольных и поперечных ступеней, разделенных скрытыми разломами фундамента [1, 2]. О наличии их свидетельствуют изменения высот рельефа, мощностей и фаций отложений, положение уровня зеркала складчатости, проявлений магматизма и рудной минерализации и др.

Основной каркас мезозойской складчатости рассматриваемой территории состоит из продольных структурных ступеней (тектонических блоков) общекавказского направления, ограниченных с обеих сторон зонами дробления или флексурами глубокого заложения. А поперечные структуры как бы «просвечивают» через них и характеризуются ступенчатой зональностью.

Эти структурные взаимоотношения наиболее отчетливо стали видны благодаря анализу космоснимков. Дешифрируемые линеаментные поля позволили выявить разномасштабные геологические структуры, отображающие особенности строения разных структурных этажей. При этом структуры фундамента проявляются через линеаментные зоны и блоки, испытавшие унаследованное развитие и новейшие перемещения. Однако их выделение было затруднено из-за широкого развития в пределах юго-восточной части Большого Кавказа тектонических покровов и олистостромовых комплексов, юрского, ранне-среднемелового и миоценового этапов [3, 4], которые «маскировали» скрытые разломы фундамента. Только благодаря дешифрированию космоснимков и применению новых методов анализа, блоковое строение различных структурных этажей и их пространственное взаимоотношение, получило новое убедительное подтверждение.

По результатам дешифрирования космических снимков с ИСЗ «Метеор» и КК «Союз» нами была построена схема расположения линеаментов юго-восточной части Большого Кавказа* (рис. 1), которые затем сопоставлялись с геологическими, геоморфологическими, гидрографическими и другими данными и таким путем выяснялась их природа. Наибольшей густотой характеризуются Шеки-Шунудагское субмеридиональное и Шагдагское поля линеаментов с наибольшими амплитудами новейших тектонических поднятий.



Рис. 1. Схема расположения линеаментов юго-восточной части Большого Кавказа, выделенных по результатам дешифрирования космических снимков.

* В пределах данной территории дешифрируется целый ряд кольцевых структур, которые в настоящей работе не рассматриваются.

Размещение линеаментных сеток разных систем определяется в основном особенностями напряженного состояния литосферы, литологическими и физико-механическими свойствами горных пород, тектоническим режимом и зависит в первую очередь от планетарных причин (положения полюсов, угловой скорости вращения Земли и др.).

В пределах юго-восточной части Большого Кавказа выделяются следующие линеаментные сетки, отвечающие ортогональному ($0^\circ-90^\circ$), субмеридиональному ($25^\circ-335^\circ$), субширотному ($68^\circ-295^\circ$) и диагональному ($47^\circ-317^\circ$) направлениям.

Для выяснения особенностей разломно-блоковой тектоники, скрытой под чехлом юрских отложений, изучались закономерности пространственного распределения дешифрируемых линейных элементов и гравитационного полей по выделенным системам. Поскольку блоки земной коры образуются, как правило, пересечением взаимно ортогональных разломов и имеют пространственную и временную связь, нами был применен метод визуальной сепарации, на основании которой были выделены подвижные зоны или «межи» шириной до 5–7 км и протяженностью от 50 до 150 км, разделяющие литопластины на структуры, типа геоблоков, начиная от самых древних, до современных. Основой выделения зон послужили наиболее протяженные линеаменты и пучки сближенных линеаментов определенной системы, оперяющих их.

Это позволило довольно отчетливо выделить геоблоки докембрийского фундамента — байкалиды ($340^\circ \perp 70^\circ$), включающие в себя самый нижний структурный этаж (нижний палеозой, кембрий); герциниды ($317^\circ \perp 47^\circ$), охватывающие второй структурный этаж (верхний девон, пермь, нижний и средний триас); киммериды ($295^\circ \perp 25^\circ$), образующие третий структурный этаж (верхний триас, юра и мел) и, наконец — альпиды ($270^\circ \perp 0^\circ$), слагающие верхний, четвертый структурный этаж (третичный и четвертичный комплексы).

Синтезированная схема расположения геоблоков представлена на рис. 2. Как видно из рисунка, выделенные блоки для всех структурных этажей, за исключением самого древнего, имеют изометричную форму, как правило, не совпадающую в плане. Размеры блоков колеблются от 25×30 км до 40×50 км. Совершенно не просматриваются блоки самого древнего основания, а межблоковые подвижные зоны являются широкими (от 20–25 до 35–40 км). Очевидно это можно объяснить более крупными размерами геоблоков (первого ранга), когда в пределах рассматриваемой территории мы видим лишь «узел» пересечения нескольких подвижных зон, а не сами геоблоки.

Результаты проведенных исследований, с использованием

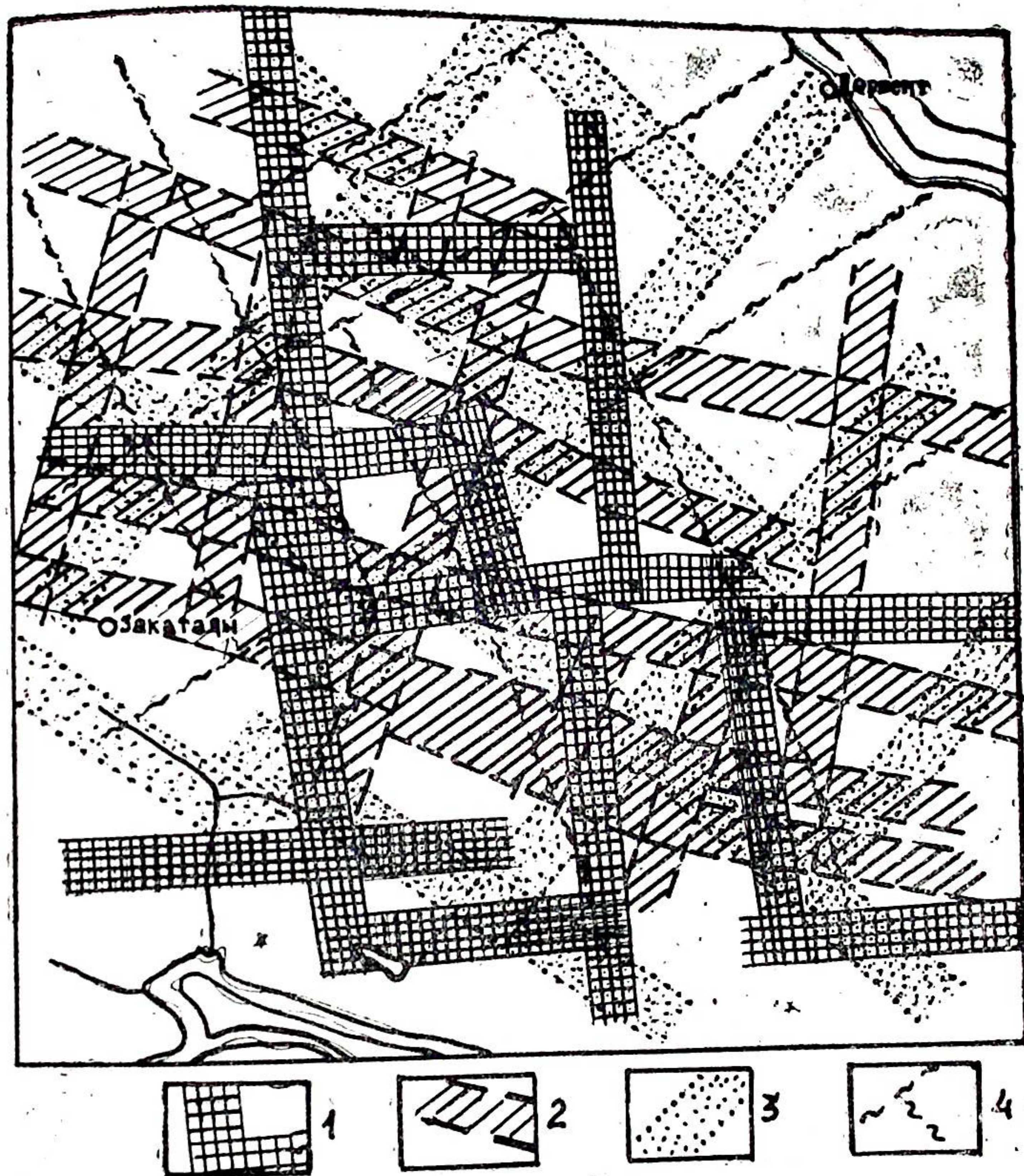


Рис. 2. Синтезированная схема расположения геоблоков в юго-восточной части Большого Кавказа. Сетка подвижных линеаментных зон («меж»): 1 — в байкалидах, 2 — в герцинидах, 3 — в киммеридах, 4 — в альпидах.

методов дистанционного анализа, позволили установить, что литосферная оболочка юго-восточной части Большого Кавказа, благодаря тектонической расслоенности, состоит из структурных этажей (литопластин), каждый из которых разбит своей системой подвижных зон на геоблоки. Это позволило установить определенные закономерности в бло-

ковом строении юго-восточной части Большого Кавказа, что создает хорошую основу для новых гидро-геохимических и металлогенических построений.

ВЫВОДЫ

1. Линеаменты и линеаментные зоны в пределах юго-восточной части Большого Кавказа располагаются не произвольно, а укладываются в определенные системы. Каждому структурному этажу соответствует своя система ориентировки линеаментов, их взаимная ортогональность и подчиняется закономерностям планетарной трещиноватости.

2. В формировании структурного плана древнего палеозойского фундамента — байкалид принадлежит системе $340^\circ \perp 70^\circ$; герцинид $317^\circ \perp 47^\circ$; киммерид $295^\circ \perp 25^\circ$, а современному напряженному состоянию земной коры, альпид, соответствует система $270^\circ \perp 0^\circ$.

3. Расстояние между подвижными линеаментными зонами одного порядка для каждого структурного этажа строго выдержано и составляет от 20—25 км до 35—40 км. Ширина самих зон достигает 5—7 км, а протяженность от 50 до 150 км.

4. Выделенные сетки линеаментных зон образуют устойчивый анизотропный каркас, соответствующий строго определенному уровню (структурному этажу) и, как правило, не совпадают в плане. Поэтому считать все линеаментные подвижные зоны в качестве разломов глубокого заложения столь же неправомечно, как и присваивать им названия, закрепляющие эту неправомочность. Их глубина проникновения ограничивается мощностью литопластины, обусловленной тектонической расслоенностью литосферы. Выявленные закономерности блокового строения вполне согласуются с представлениями о слоисто-блоковой модели земной коры, согласно которым кора по латерали дифференцируется на блоки различных порядков и разделяющие их межблоковые зоны, а по вертикали — на отдельные литопластины (уровни).

5. Установление закономерности поэтажного пространственного размещения подвижных линеаментных зон и связь с ними проявлений магматизма позволяют по-новому подойти к выяснению особенностей размещения рудных полезных ископаемых в пределах юго-восточной части Большого Кавказа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашкай М. А., Тамразян Г. П. Поперечные (антикавказские) дислокации Крымско-Кавказского региона, их роль в магматизме и закономерностях размещения полезных ископаемых.— М.: Недра, 1967, с. 1—75.
2. Шолпо В. Н. Альпийская геодинамика Большого Кавказа. М.: Недра, 1978, с. 1—176.
3. Исаев Б. М., Гаджиев Т. Г., Али-Заде С. А., Конгерли Т. Н. Тектонические покровы и олистостромовые комплексы Юго-Восточного Кавказа.— Геотектоника, 1981, № 1, с. 70—84.
4. Гурбанов А. М., Мамедов А. И., Юсифов И. С., Омаров А. М., Джавадов Я. Д. К тектонике Шагдагской синклинальной зоны Большого Кавказа.— Геотектоника, 1982, № 3, с. 82—85.

Г. М. Гайдаров

ГРАВИТАЦИОННАЯ ЭНЕРГИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Всякое превышение пластового давления над гидростатическим давлением означает наличие в этой системе некоторой потенциальной гравитационной энергии жидкости, относительно дневной поверхности.

Длительный опыт вскрытия пластов показывает, что такое превышение в природе встречается настолько часто, что в современной геологии возникло направление по изучению аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). Степень повышения пластового давления оценивается так называемым коэффициентом аномальности (отношение пластового давления к гидростатическому), который во многих случаях больше единицы и может достигать 1,5 и более.

Общее количество или потенциальные ресурсы гравитационной энергии, заключенной в единице упругого объема пласта, может быть оценено по формуле:

$$E_{go} = 11,7(m\beta_{ж} + \beta_c) [P_r (\alpha - 1) + \Delta P_t]^2, \quad (1)$$

где: E_{go} — гравитационная энергия на уровне дневной поверхности, ккал; m — пористость, в долях единицы; $\beta_{ж}$, β_c — коэффициенты сжимаемости соответственно жидкости и породы, $\frac{кг}{см^2}$; ΔP_r , ΔP_t — давления соответственно гидро-

статическое и обусловленное эффектом термолита $\frac{кг}{см^2}$; α — коэффициент аномалии.

Значение P_r и ΔP_t могут быть получены соответственно из формул [1]:

$$P_r = 0,1 H \gamma \quad (2)$$

$$\Delta P_t = 0,033 H \beta_t (0,5 \Gamma H + t_y - 20), \quad (3)$$

где: γ — удельный вес жидкости, $\frac{г}{см^3}$; H — глубина залегания пласта, м; β_t — коэффициент температурного расширения жидкости, $\frac{1}{°C}$; Γ — геотермический градиент региона, $°C/м$; t_y — температура жидкости на устье скважины, $°C$.

Подставляя (2) и (3) в (1) получаем формулу, где явно представлена зависимость E_{go} от глубины H :

$$E_{go} = 11,7 H^2 (m\beta_{ж} + \beta_c) \times \times [0,1 \gamma (\alpha - 1) + 0,033 \beta_t (0,5 \Gamma H + t_y - 20)]^2. \quad (4)$$

Для количественного представления величины гравитационной энергии рассмотрим её в сравнении с геотермальной. Отношение потенциальных ресурсов гравитационной энергии E_{go} к потенциальной тепловой энергии флюида в условиях упругого режима пласта $E_{тп}$, можно записать в следующем виде:

$$\frac{E_{go}}{E_{тп}} = \frac{1,17 \cdot 10^{-4} H^2 (m\beta_{ж} + \beta_c) \times \times [\gamma (1 - \alpha) + 0,33 \beta_t + (0,5 \Gamma H + t_y - 20)]^2}{m c_{ж} \gamma (t_{п} + \Gamma H) - T_c}, \quad (5)$$

где: $C_{ж}$ — термемкость жидкости $\frac{ккал}{кг \cdot °C}$; $t_{п}$ — температура нейтрального слоя, $°C$; T_c — температура жидкости при сбросе после съема тепла, $°C$.

Количество извлекаемой гравитационной энергии при упругом режиме $E_{гп}$ равно:

$$E_{гп} = 1,17 q H \tau_s [\gamma (\alpha - 1) + 0,33 \beta_t (0,5 \Gamma H + t_y + 20)] - - 5,86 \cdot \frac{q^2 \mu}{4 \pi K h} = \int_{\tau_s}^0 E_i - \left(\frac{r^2}{4 \cdot z \cdot \tau} \right) d\tau. \quad (6)$$

Отношение же этой энергии к эксплуатационным запасам геотермальной энергии $E_{эт}$, которое представляет наибольший практический интерес, будет:

$$\frac{E_{гп}}{E_{эт}} = \frac{1,17 \cdot 10^{-3} H}{\gamma C_{ж} (t_{п} + \Gamma H - T_c)} \times \times [\gamma (\alpha - 1) + 0,33 H \beta_t (0,5 \Gamma H + t_y - 20)] -$$

$$-\frac{5,86 \cdot 10^{-3} q \cdot \mu}{4\pi K h \gamma C_{ж} \tau_3 (t_n + \Gamma H - T_c)} \int_{\tau_3}^0 E_i \left(\frac{r^2}{4 \cdot \kappa \cdot \tau} \right) d\tau. \quad (7)$$

В формулах (6) и (7) приняты следующие обозначения:
 q — дебит скважины, $\frac{м^3}{сут.}$; μ — вязкость, сп, τ_3 — время эксплуатации скважины, сутки; K — проницаемость дарси, h — толщина пласта, м; r — радиус дренируемой зоны, м; κ — пьезопроводность $\frac{м^2}{сут.}$.

Принимая для грубой оценки линейный закон падения забойного давления в течении эксплуатационного периода τ_3 , можно получить более простую формулу для определения $\frac{E_{гп}}{E_{эт}}$;

$$\frac{E_{гп}}{E_{эт}} = \frac{1,17 \cdot 10^{-3} H [\gamma(\alpha - 1) + 0,33\beta \cdot t(0,5\Gamma H + t_y - 20)]}{t_n + \Gamma H - T_c} \quad (8)$$

Оценим гравитационную энергию, заключенную в 1 м пласта и её отношение к термальной энергии, для условий Тарумовского геотермального месторождения Дагестанской АССР.

Глубина скважины $H=5500$ м, начальное пластовое давление $P_0=780 \frac{кг}{см^2}$; средний удельный вес воды $\gamma=1,07 \frac{г}{см^3}$

$$P_r = \frac{5500 \cdot 1,15}{10} = 591 \frac{кг}{см^2};$$

$$\alpha = \frac{780}{591} = 1,32; \quad \beta \cdot t = 0,8 \cdot 10^{-3} \frac{1}{C}; \quad \Gamma = 0,03 \frac{C}{м};$$

$$t_y = 162^{\circ}C; \quad T_c = 50^{\circ}; \quad t_n = 15^{\circ}C.$$

Подставляя в (8), имеем:

$$\frac{E_{гп}}{E_{эт}} = \frac{1,17 \cdot 10^{-3} \cdot 5500 [(1,32 - 1) 1,075 + 0,33 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} (0,5 \cdot 0,03 \cdot 5500 + 162 - 20)]}{15 + 0,03 \cdot 5500 - 50} = 0,0187 = 1,87\%$$

Графики зависимости $\frac{E_{гп}}{E_{эт}}$ от H рассчитаны по формуле (8) для $\Gamma=0,03$ и $\Gamma=0,04$ и следующих значений коэффициента аномалий (рис. 1):

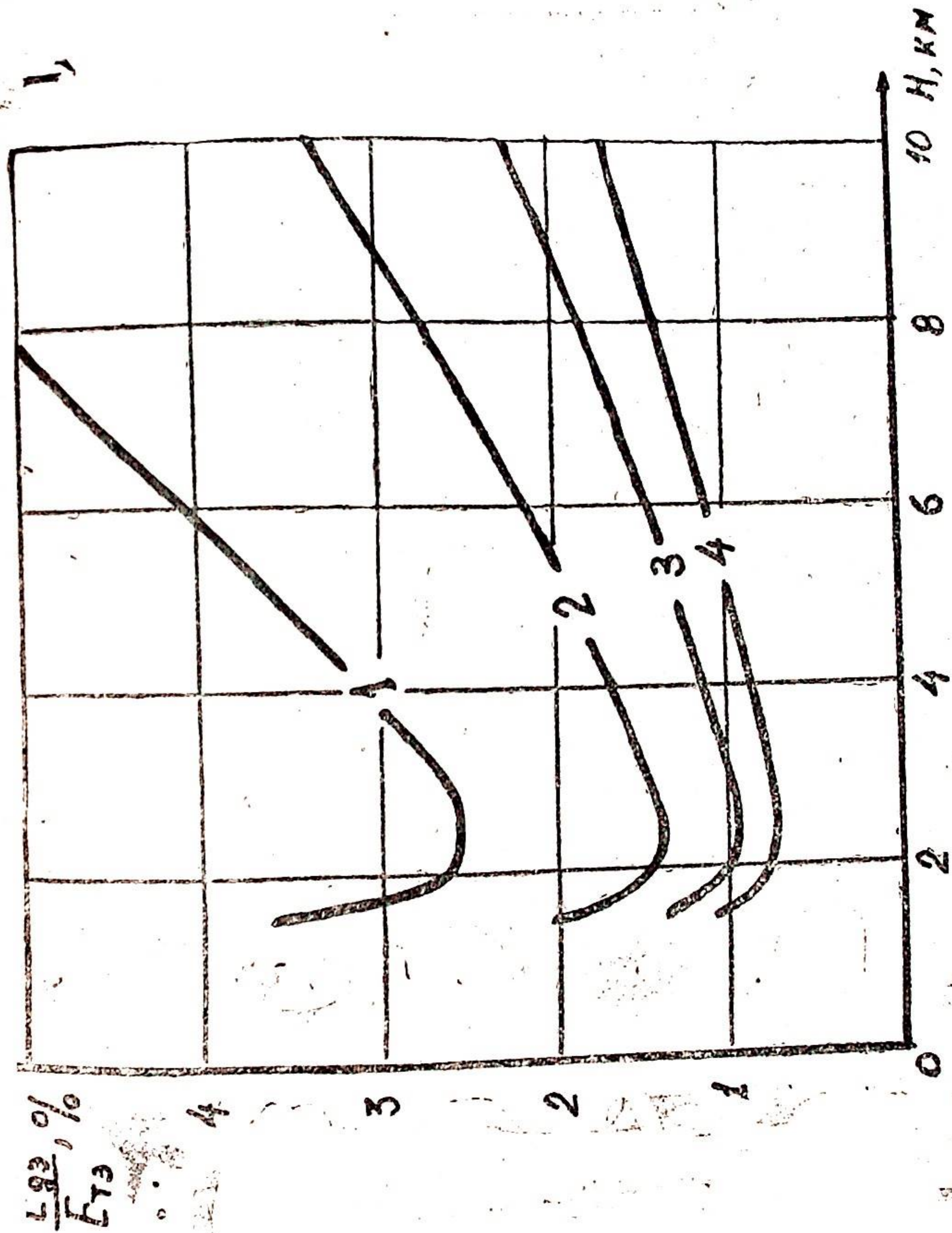


Рис. 1. Зависимость отношений гравитационной и геотермальной энергии от глубины.

1. $\alpha = 1 + 10^{-4} \text{ Н}$
2. $\alpha = 1 + 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ Н}$
3. $\alpha = 1 + 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ Н}$
4. $\alpha = 1 + 0,2 \cdot 10^{-4} \text{ Н}$

Приведенный выше пример и построенные графики свидетельствуют о том, что величины гравитационной энергии пластовых флюидов в общем случае малы по сравнению с геотермальной энергией, составляя несколько процентов последней. Однако с глубиной процент гравитационной энергии возрастает. Необходимо отметить, что, несмотря на сравнительно небольшие значения гравитационной энергии в экономическом отношении она может в ряде случаев успешно конкурировать с геотермальной и особенно с солнечной и ветровой энергией, благодаря тому, что она является попутным ресурсом, получаемым в процессе эксплуатации скважин, пробуренных на воду и нефть. Очевидно при современной технологии, бурение специальных скважин с целью освоения гравитационной энергии экономически невыгодно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гайдаров Г. М., Исрапилов М. И. Термические и гидрохимические эффекты в гидротермальной скважине. Тр. Института геологии ДФАН СССР, вып. 26.— Махачкала, 1982, с. 152—155.

Г. М. Гайдаров, С. Я. Аскеров

ОЦЕНКА ЭНЕРГИИ ОСЕДАНИЯ ЗЕМНОЙ ТОЛЩИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ФЛЮИДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проблеме оседания земной поверхности под влиянием отбора жидкости из флюидонасыщенных пластов в последнее время уделяется всё возрастающее внимание. Изучение этого процесса проводится в нашей стране, а также Японии, США, Англии, Италии и других странах [1]. Случаи такого оседания в мировой практике исчисляются многими десятками, причем некоторые из них имели катастрофические последствия.

В связи с развитием и активизацией решения задач поисков и использования энергии, посредством глубинной геотехнологии, представляет интерес энергетический анализ явления оседания геологического комплекса (в том числе и поверхности земли), расположенного выше разрабатываемого пласта. Для оценки величины оседания земной поверхности предложены ряд формул, которые учитывают основные физико-механические факторы, влияющие на процесс и величину этого оседания. Для пласта прямоугольной формы размерами $2D_1 \times 2D_2$ Р. А. Муллером получена следующая формула, удобная для практических расчетов [3]:

$$l(x, y, z) = 0,25 l_0 \left[\operatorname{erf} \left(\frac{D_1 + x}{a \cdot z} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{D_1 - x}{a \cdot z} \right) \right] \cdot \left[\operatorname{erf} \left(\frac{D_2 + y}{a \cdot z} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{D_2 - y}{a \cdot z} \right) \right] \quad (1)$$

где: $l(x, y, z)$ — величина оседания поверхности в точке, определяемой координатами x, y, z ;
 $a(z)$ — коэффициент, характеризующий изменения свойств горных пород по вертикали, зависит только от апликаты z ;

l_0 — оседание кровли пласта;

$$\operatorname{erf}(n) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^n \exp(-u^2) du \text{ — интеграл вероятностей.}$$

Приближенные значения коэффициента $a(z)$ могут быть получены по формуле С. Г. Авершина:

$$a(z) = (0,15 \div 0,18) H$$

где: H — глубина залегания пласта, км.

Очевидно, в этом случае энергия оседания, отнесенная к 1 м^2 , может быть представлена в следующем виде:

$$\epsilon = 2,343 \bar{\epsilon} \sum_1^n \Delta H_i \cdot \gamma_i \quad (2)$$

где: ϵ — энергия оседания 1 м^2 в ккал,

n — число пластов или стратиграфических комплексов в разрезе скважины,

$\Delta H_i, \gamma_i$ — мощность и удельный вес пород каждого стратиграфического комплекса, соответственно m и $\frac{\gamma}{\text{см}^3}$,

$\bar{\epsilon}$ — средневзвешенное значение оседания всего объема равное:

$$\bar{\epsilon} = \frac{0,25 l_0}{4 a \cdot b \cdot H} \int_x^a \int_y^b \int_H^0 \left\{ \left[\operatorname{erf} \frac{6,25(a+x)}{z} \right] + \operatorname{erf} \frac{6,25(a-x)}{z} \right\} \cdot \left[\operatorname{erf} \frac{6,25(b+y)}{z} + \operatorname{erf} \frac{6,25(b-y)}{z} \right] dx dy dz. \quad (3)$$

Для более сложных условий, с учетом различия оседания поверхности в зависимости от характера поля пластового давления, как было показано С. Г. Авершиным [4] задача сводится к решению уравнения:

$$\frac{\partial l}{\partial z} = a(z) \left(\frac{\partial^2 l}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 l}{\partial y^2} \right). \quad (4)$$

Для решения этого уравнения им был разработан алгоритм и на вычислительной машине «Минск 22» выполнены расчеты для следующих условий разработки флюидонасыщенного пласта: радиус разрабатываемого кругового пласта $R=1000 \text{ м}$, оседание кровли пласта принято равным $l_0=2 \text{ м}$, $n+1=26$ (где $n+1$ — число частей, на которые разбит

радиус-вектор), $n=100 \text{ м}$, $a(z)=0,16$. Расчет проводился для двух значений $z=1000 \text{ м}$ и $z=1500 \text{ м}$. Результаты расчета приведены на рис. 1 в виде графиков зависимости $\epsilon=f(R)$, взятых из [4].

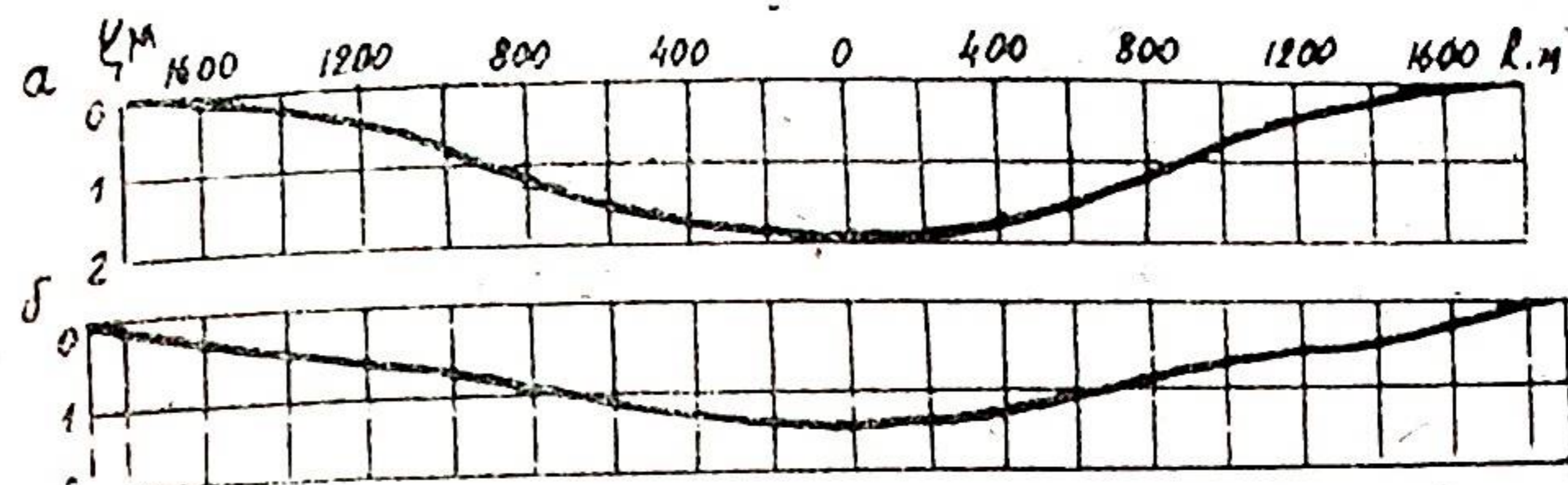


Рис. 1. Зависимость величины оседания от радиуса: а — при глубине разработки — 1000 м, б — при глубине разработки — 1500 м.

Среднее значение $\bar{\epsilon}$ нами вычислено по формуле:

$$\bar{\epsilon} = 0,5 \left[\epsilon_0 + \frac{1}{R} \int_0^R \epsilon(R) dR \right]. \quad (5)$$

Вычисление интеграла в формуле (5) произведено графическим путем с помощью рис. 1. При этом получены следующие значения: для $H=1000 \text{ м}$, $\bar{\epsilon}=1,025 \text{ м}$ и для $H=1500 \text{ м}$, $\bar{\epsilon}=0,985 \text{ м}$. Подставляя полученные значения $\bar{\epsilon}$ в формулу (5) и принимая разрез скважины, состоящим из однородных пород с $\gamma=2,4 \text{ г/см}^3$, имеем:

$$\epsilon_{oc} (H=1000 \text{ м}) = 2,343 \cdot 1,025 \cdot 1000 \cdot 2,4 = 5764 \text{ ккал}$$

$$\epsilon_{oc} (H=1500 \text{ м}) = 2,343 \cdot 0,985 \cdot 1500 \cdot 2,4 = 8308 \text{ ккал.}$$

Для сравнения оценим значения геотермальной энергии пласта на этих глубинах по формулам:

$$\epsilon_v = 1000 h m \alpha (T_0 - \Delta T - T_c)$$

$$\epsilon_n = [m C_v + (1-m) C_n] (T_0 - \Delta T - T_c) \cdot h \quad (6)$$

где: ϵ_v и ϵ_n — геотермальная энергия, заключенная в 1 м^3 соответственно флюида и горной породы, ккал.;

h — мощность пласта, м;

m — пористость пласта в долях единицы;

α — коэффициент водоотдачи в долях от m ;

T_o , ΔT , T_c — соответственно температуры пласта, теряемая в стволе скважины и флюида, сбрасываемого на поверхности после отбора тепла, $^{\circ}\text{C}$;

C_v , C_n — теплоемкости соответственно воды и насыщенной горной породы.

Принимая линейный закон возрастания температуры с глубиной $T_o = t_n + \Gamma H$ (где t_n — температура нейтрального слоя $^{\circ}\text{C}$, Γ — геотермический градиент в $^{\circ}\text{C}/\text{м}$, а также $\Delta T = 0,1 T_o$; $T_c = 35^{\circ}\text{C}$, $t_n = 15^{\circ}\text{C}$; $m = 0,2$; $\alpha = 0,8$ и $mC_v + (1-m)C_n = 560 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3\text{C}}$ получаем следующие рабочие формулы:

$$\epsilon_v = 144 (\Gamma H - 29,4)$$

$$\epsilon_n = 504 (\Gamma H - 29,4)$$

Для случая $H = 1000$ м при $h = 10$ м и $\Gamma = 0,035^{\circ}\text{C}/\text{м}$ имеем:

$$\epsilon_v = 144 \cdot 10 (0,035 \cdot 1000 - 29,4) = 8064 \text{ ккал};$$

$$\epsilon_n = 504 \cdot 10 (0,035 \cdot 1000 - 29,4) = 28220 \text{ ккал}.$$

Для второго рассмотренного случая, когда $H = 1500$:

$$\epsilon_v = 144 \cdot 10 (0,035 \cdot 1500 - 29,4) = 33260 \text{ ккал};$$

$$\epsilon_n = 504 \cdot 10 (0,035 \cdot 1500 - 29,4) = 116420 \text{ ккал}.$$

Сравнивая величины энергий оседания и геотермального тепла нетрудно видеть, что даже на небольших глубинах первая мала по сравнению со второй, а с возрастанием глубины это соотношение резко уменьшается, о чем свидетельствует нахождение глубины z под знаком $e \cdot \Gamma \cdot l$ в формуле (3).

Таким образом, энергия оседания в процессе разработки месторождений, по-видимому, не представляет большого интереса с точки зрения попытки разработки каких-либо технологий его использования. Однако изучение механизма разработки флюидных месторождений показывает, что эта энергия может играть существенную роль в процессах извлечения жидкости, оказывая на них как стимулирующее, так и тормозящее влияние. Действительно, всякое оседание кровли означает уменьшение порового пространства пласта и возрастание давления на жидкость (т. е. увеличение пластового давления). В зависимости от значений пьезопроводности и размеров пласта увеличение пластового давления, обусловленное оседанием кровли может быть существенным. С этой точки зрения оседание может дать значительные дополнительные объемы добываемой жидкости. Отметим, что теоретически возможное предельное значение оседания кровли в случае $\alpha m \rightarrow 0$ по-видимому равно $\frac{1}{3} \alpha m h$, т. е. если мощность разра-

батываемого пласта равна 20 м, $\alpha = 0,8$, $m = 0,2$ имеем $l_{\text{max}} = 1,08$ м. Однако реальное значение этой величины во многих месторождениях показывает, что значительные изменения величины m не наблюдаются. Существенное влияние оказывает оседание кровли на фильтрационные свойства горных пород.

Известно, что между проницаемостью и пористостью существует степенная зависимость:

$$K = C m^n.$$

По данным разных авторов [5] величина $n = 2,3 \div 3$. В таком случае небольшое изменение пористости m , отмеченное выше может существенно снизить величину проницаемости, которое соответственно приводит к ухудшению производительности скважин. Эти изменения емкостных и фильтрационных характеристик пород в процессе разработки обуславливаются в целом упругими свойствами и оседанием кровли и дифференциация этих факторов представляет актуальную задачу в связи с их существенным влиянием на разработку, особенно при интенсивных отборах, которые характерны для артезианского водоснабжения и геотермального производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гармонов И. В., Коноплянец А. А., Котлов Ф. В. Оседание земной поверхности в связи с интенсивной откачкой подземных вод, эксплуатацией месторождений нефти и газа. Серия: Гидрогеология и инженерная геология. Гос. геол. комитет СССР. ВИЭМС, ОНТИ, вып. 17, 1965.
2. Davis G. H., Counts H. B. Further examination of subsidence at Savannah, Georgia, 1956—1975 — Publ. IAHS—AISH, 1976, vol. 121, p. 347—354.
3. Муллер Р. А. Влияние горных выработок на деформации земной поверхности. — Л.: Углетехиздат, 1958.
4. Аверишин С. Г. Расчет деформаций массива горных пород под влиянием подземных разработок. Изд. ВНИМИ. — М., 1960.
5. Кристса А. Г. Подземная гидравлика. — М.: Гостоптехиздат, 1968.

В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов,
А. Г. Кадыров

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКА НА ДЕГАЗАЦИЮ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Опыты проводились в натуральных условиях на одном из геотермальных объектов. Экспериментальная установка, на которой проводились опыты, представлена на рис. 1. Установ-

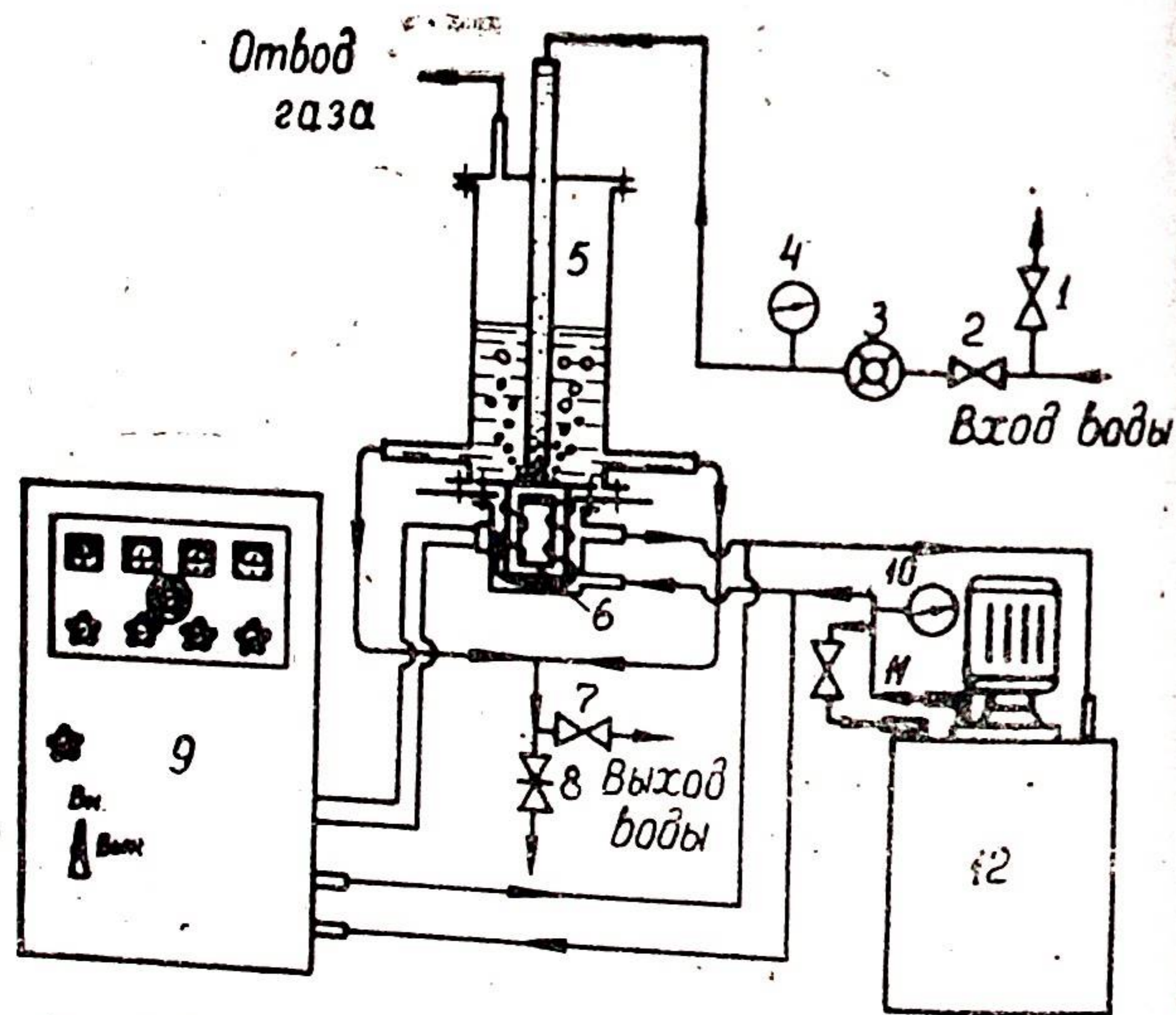


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментальной установки для ультразвуковой дегазации геотермальных вод в потоке. 1, 2, 7, 11 — вентили; 3 — водомер; 4, 10 — манометры; 5 — дегазационная камера; 6 — магнестрикционный преобразователь ПМС-6-22; 8 — задвижка; 9 — генератор УЗГ-2, 5А; 12 — емкость с водой.

ка состоит из самой дегазационной камеры (реакционный сосуд) 5, к которой от скважины подается геотермальная вода. Камера состоит из внешнего корпуса, цилиндрическая часть которого выполнена из стекла для возможности визуального наблюдения за процессами, происходящими внутри. Флянцы выполнены из металла. Нижним флянцем внешний корпус крепится к основанию. В свою очередь к основанию крепится магнестрикционный преобразователь 6 типа ПМС-6-22 (произведена дополнительная переделка магнестриктора с целью увеличения интенсивности излучаемых волн). Излучающая пластина преобразователя служит дном реакционного сосуда. К верхнему флянцу внешнего корпуса камеры крепится крышка, на которой имеются отводной патрубок для отвода газа, выделяемых при дегазации, и входной патрубок для воды. Вода к установке подается через вентиль 2, которым можно изменять расход воды через дегазационную камеру. Расход воды можно контролировать по показаниям счетчика 3 в единицу времени. Давление, под которым подается вода, измеряется манометром 4. Затем вода через входной патрубок подается в цилиндрический корпус дегазационной камеры, где собственно и происходит обработка воды ультразвуком.

После дегазации вода через систему отводных патрубков, объединенных в один общий, поступает к задвижке 8, а от нее на сброс. Задвижка 8 служит для ручной регулировки уровня воды, в дегазационной камере при различных расходах. Вентиль 1 служит для отбора воды на анализ до дегазации, а вентиль 7 для отбора воды на анализ после дегазации. Излучатель 6 ультразвуковых колебаний питается от генератора 9. Некоторые детали генератора (силовой трансформатор, выходной трансформатор, генераторная лампа), а также излучатель 6 требуют принудительного охлаждения холодной проточной водой при давлении 152 ÷ 202,7 кПа. Для этого используется бак с водой 12 емкостью 200 л, на крышке которого укреплен самовсасывающийся насос типа ИСЦВ-1,5 м. Охлаждающая вода от патрубка насоса параллельно подается на входной патрубок генератора 9 и входной патрубок стакана, которым герметично закрывается излучатель 6. Стакан излучателя имеет три патрубка, один из них используется для вывода концов проводов обмотки излучателя, идущих к генератору 9, два других для подвода воды и вывода охлаждающей воды для излучателя. Пройдя через генератор и излучатель, охлаждающая вода через выходные патрубки вновь возвращается в емкость 12. Насос, подающий охлаждающую воду, работает с постоянной производительностью и подает воду под давлением несколько выше необходимого давления воды, 202,7 кПа. Для обеспечения необходимого давления воды,

подаваемой в охлаждающие системы генератора 9 и излучателя 6, часть воды, идущей от патрубка насоса, сбрасывается обратно в емкость 12. Необходимое давление в охлаждающей системе обеспечивается регулировочным вентилем 11 и контролируется манометром 10.

Опыты проводились при нормальном атмосферном давлении внешней среды. Подводимая акустическая мощность ультразвуковых колебаний $W_{\text{акуст.}} = 1000 \text{ Вт}$, интенсивность ультразвуковых колебаний $I = 4,4 \frac{\text{Вт}}{\text{см}^2}$; частота ультразвука $f = 22 \text{ кГц}$. Содержание молекулярно-растворенного углекислого газа в геотермальной воде по дегазации составляло $\text{CO}_2 \text{ своб.} = 73,26 \frac{\text{мг}}{\text{л}}$; содержание дисперсионного (в виде пузырьков) газа в воде $V_{\text{д.г}} = 2,6 \frac{\text{мл}}{\text{л}}$; температура воды

$t = 65^\circ \text{С}$. Содержание молекулярно-растворенного газа в воде до и после дегазации определяли общепринятым химическим методом (объемный метод). Объем дисперсионного газа в воде определяли методом отсечки [1, 2], прибором, разработанным и изготовленным в Даг.ЭНИНе. Поток акустических волн и поток воды, подаваемой на дегазацию, имеет встречное направление. При проведении опытов на каждую экспериментальную точку выполняли по шесть анализов. При подаче воды в камеру были применены самостоятельно каждый из двух сменных патрубков различной длины.

При использовании первого (короткого) патрубка, отстоящего торцом от плоскости излучателя 300 мм, вода в дегазационной камере могла находиться на различных уровнях. В первом случае зеркало воды, при дегазации, в камере поддерживалось на уровне ниже торца подающего патрубка, во втором случае зеркало воды в камере поддерживалось на уровне выше торца подающего патрубка. При применении второго (длинного) патрубка, отстоящего торцом от плоскости излучателя на расстоянии 6,75 мм, вода в дегазационную камеру подавалась под гидродинамическим напором над центральной частью плоскости излучающей пластины.

На рис. 2 в графическом виде представлены зависимости содержания $\text{CO}_2 \text{ своб.}$ в геотермальной воде от расхода воды и способа её подачи при $W_{\text{акуст.}} = 1000 \text{ Вт} = \text{Const}$, построены на основе экспериментальных данных. Прямая I отображает зависимость $\text{CO}_2 \text{ своб.}$ в геотермальной воде после ультразвуковой дегазации при различных расходах воды и при поддержании уровня воды в дегазационной камере на уровне ниже торца подающего патрубка (применен короткий

патрубок). Как видим, эффект дегазации незначителен и поддерживается на одном уровне независимо от расхода воды.

В среднем содержание растворенного углекислого газа в геотермальной воде после ультразвуковой дегазации составило $\text{CO}_2 \text{ своб.} = 71,42 \frac{\text{мг}}{\text{л}}$; т. е. уменьшилось всего на 2,51%.

Это связано видимо с тем, что при выходе из подающего патрубка, геотермальная вода освобождалась от пузырьков газа, которые имелись в ней. После чего вода в емкости дегазационной камеры над плоскостью излучателя содержала лишь незначительное число пузырьков по размерам, близким к резонансным, которые бы могли активно участвовать в перекачке молекулярно-растворенного газа из воды в свои полости. Резонансный размер пузырька можно определить по формуле Минерта-Смита [3]:

$$f = \frac{1}{\pi d} \sqrt{\frac{3K}{\rho} \left(P_0 + \frac{4\sigma}{d} \right)}, \quad (1)$$

где d — диаметр пузырька;

P_0 — атмосферное давление;

$K = \frac{C_p}{C_v}$ — отношение удельных теплоемкостей для газа в пузырьках при постоянном давлении и постоянном объеме;

ρ — плотность жидкости;

σ — поверхностное натяжение на границе газа и жидкости. Величиной $\frac{4\sigma}{d}$ можно пренебречь в виду её малости по сравнению с P_0 .

Тогда формулу [1] можно упростить

$$f_R = \frac{1}{\pi d} \sqrt{\frac{3KP_0}{\rho}}. \quad (2)$$

Для наших условий для пузырьков газа в воде, т. е. при $P_0 = 101,3 \text{ кПа}$; $K = 1,14$ и $\rho \approx 1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$

$$\text{получаем: } f_R = \frac{0,657}{d} \text{ кГц}; \quad (3)$$

$$\text{откуда } d = \frac{0,657}{f_R}. \quad (4)$$

При $f_R = 22 \text{ кГц}$ диаметр пузырька равен $d \approx 0,03 \text{ см} = 0,3 \text{ мм}$.

С другой стороны, условия всплытия пузырька газа в воде выражается неравенством:

$$P_{\text{газ. п.}} > P_0 + h \cdot \rho + \frac{\sigma}{d}, \quad (5)$$

где $P_{\text{газ. п.}}$ — давление газа в пузырьке;
 h — высота столба жидкости над пузырьком.

Согласно формулы (5) для пузырьков газа, оставшихся в верхних слоях столба воды над излучателем условия всплытия благоприятны. Скорость всплытия для пузырьков $d \geq 0,2$ мм можно определить по формуле Стокса:

$$V = \frac{2}{9} g \frac{R^2}{\mu} (\rho - \nu); \quad (6)$$

где g — ускорение силы тяжести;
 μ — динамическая вязкость воды;

ρ — плотность воды;

ν — плотность газа;

R — радиус пузырька.

Для пузырьков газа, по размерам, близким к резонансному $V \approx 4,3 \frac{\text{мм}}{\text{с}}$. Значительное ускоряющее воздействие на всплытие пузырьков оказывает также радиационное давление.

Оставшиеся же в воде пузырьки имеют очень малую амплитуду колебания, за счет чего и диффузионный поток газа из воды в полости пузырьков также мал. Вышеперечисленными факторами мы и объясняем малоэффективное газоудаление за счет ультразвука в данном варианте. То же самое можно сказать, рассмотрев прямую 2. В этом случае уровень воды в емкости дегазационной камеры поддерживался при ультразвуковой дегазации выше торца подающего патрубка (см. рис. 2). Так что пузырьки газа, находящиеся в геотермальной воде, подавались вместе с ней в объем воды, находящейся под плоскостью излучателя, но, т. к. подающий патрубок отстоит от плоскости излучателя на расстоянии 300 мм, все же значительная часть пузырьков за счет подъемной силы успевала покинуть воду, не достигнув плоскости излучателя, где акустическая мощность максимальна. Лишь незначительная часть пузырьков могла быть увлечена потоком воды к плоскости излучателя за счет сил вязкого трения. В этом случае газоудаление также незначительно, но несколько выше, чем в первом случае. Среднее содержание углекислого газа в геотермальной воде после ультразвуковой дегазации составило $\text{CO}_2 \text{ своб.} = 69,02 \frac{\text{мг}}{\text{л}}$ т. е. уменьшилось на 5,79%.

Наклонная прямая 3 (см. рис. 2) показывает, как зависит содержание растворенного углекислого газа в геотермальной воде при различных расходах, при подаче воды на дегазацию

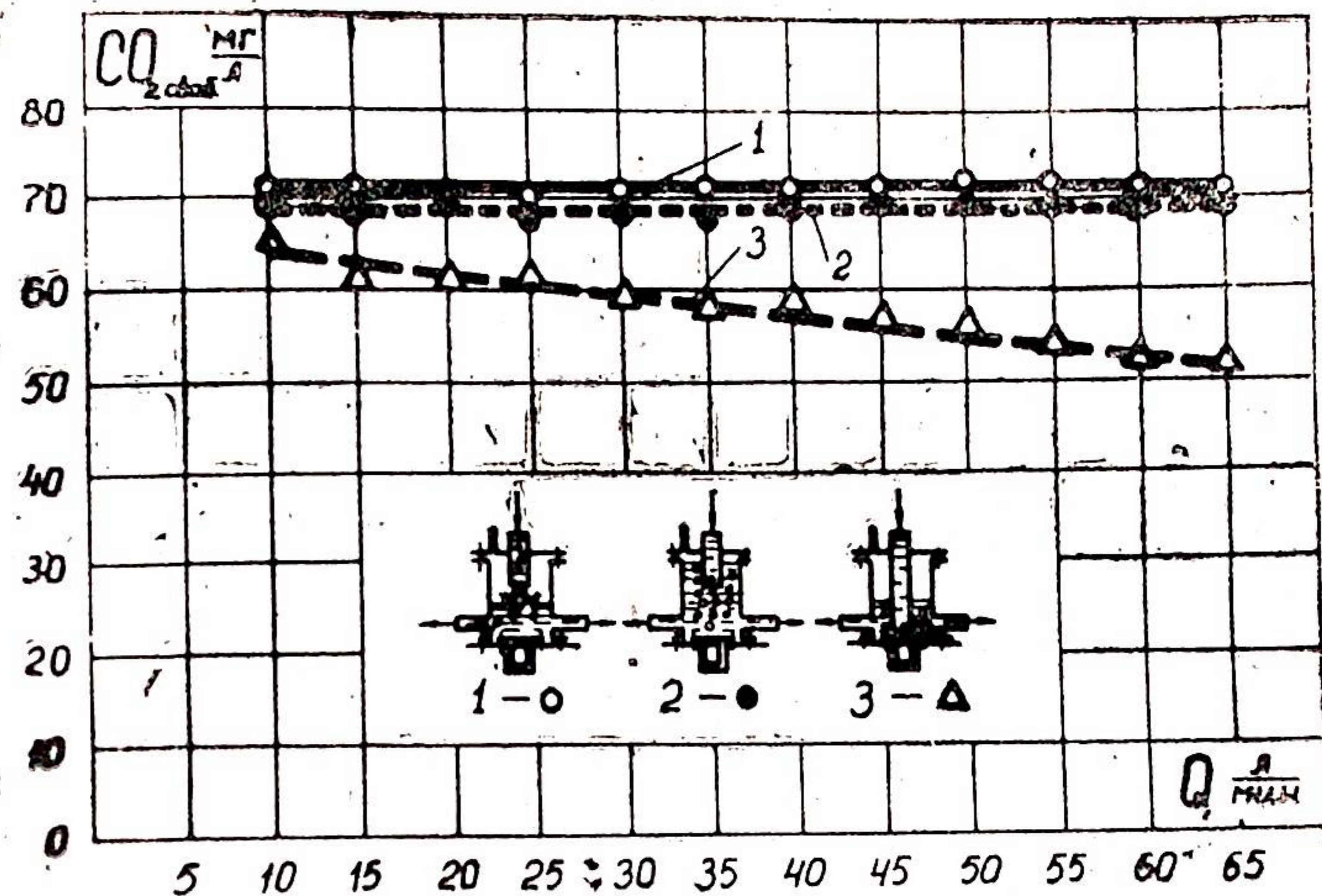


Рис. 2. Зависимость содержания CO_2 своб. [мг/л] в геотермальной воде от расхода воды при различном расположении входного патрубка (дегазационная камера — вариант-3).

под напором, т. е. когда патрубок расположен от плоскости излучателя на расстоянии 6,75 мм (при таком расстоянии боковая поверхность выхода воды, образуемая между плоскостью излучателя и торцом подающего патрубка, равна площади внутреннего сечения патрубка).

Из рис. 2 ясно, что минимальное газоудаление соответствует расходу воды $Q = 10 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$. При этом расходе, после дегазации, содержание $\text{CO}_2 \text{ своб.} = 65,34 \frac{\text{мг}}{\text{л}}$; т. е. уменьшилось на 10,81%. По мере увеличения расхода воды содержание газа в воде после дегазации уменьшается и при расходе воды.

$Q = 65 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$ составило $\text{CO}_2 \text{ своб.} = 51,48\%$, т. е. газосодержание уменьшилось на 29,73%. Как видим, подача воды под напором приводит к увеличению эффекта удаления растворенного газа из геотермальной воды. Это связано, как и при дегазации, с камерой во втором варианте [4], с созданием развитой кавитационной области в объеме воды между

плоскостью излучателя и торцом патрубка, подающего геотермальную воду в камеру. В результате чего пузырьки газа в геотермальной воде дробятся на более мелкие, увеличивая их количество в воде. Раздробленные пузырьки вместе с водой появляются тут же над периферийной частью плоскости излучателя и активно включаются в работу по перекачке растворенного газа из воды в свои полости. Затем пузырьки коалесцируют, образуя пузырьки больших размеров. Эта фаза обусловлена действием акустических потоков, радиационного давления, сил Бьеркнеса и Бернулли. Укрупнившись пузырьки быстро всплывают, покидая воду. Проанализировав экспериментальные данные можно прийти к выводу, что ультразвуковая дегазация воды в рассмотренном варианте малоэффективна. Исключение составляет третий случай этого варианта. В этом случае, собственно, сочетаются одновременно два процесса при использовании для них одного общего излучателя. Это процессы дегазации с камерой в первом варианте [5] и с камерой во втором варианте [4]. Данный случай может найти применение в геотермии. Единственным недостатком является необходимость подачи воды в камеру под высоким давлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.— М.: Недра, 1974.
2. Городецкий И. Я. и др. Вибрационные массообменные аппараты.— М.: Химия, 1980.
3. Бергман П. Ультразвук и его применение в науке и технике.— М.: «ИЛ», 1956.
4. Чибисов В. Т., Султанов Ю. И. Влияние ультразвуковых колебаний на дегазацию геотермальных вод в потоке при повышенном давлении в камере и дополнительной подаче инертного газа. В кн.: Материалы по гидрогеохимии Дагестана /Тр. ИГ. Даг. ФАН. СССР, вып. 26, 1982.
5. Чибисов В. Т., Султанов Ю. И. Ультразвуковая дегазация геотермальных вод в потоке. Тезисы докладов V Всесоюзной научно-технической конференции по ультразвуковым методам интенсификации технологических процессов. Научный Совет АН СССР по компл. проблеме. Физическая и техническая акустика. Научный Совет АН СССР по проблеме: Ультразвук.— М., 1983.

В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов,
А. Г. Кадыров

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ В ГЕОТЕРМИИ

Ультразвуковой способ дегазации геотермальных вод является новым и ранее не применявшимся в водоподготовке. Поэтому исследования по этому способу дегазации представляют большой интерес как с научной так и с практической точки зрения.

В последнее время в СССР рядом авторов проведены исследования по выделению дисперсионного (в виде пузырьков) и молекулярно-растворенного газа из жидких сред в потоке с помощью ультразвука [13—20]. Получены обнадеживающие результаты, что позволяет уже сейчас применять этот способ дегазации в народном хозяйстве. Так, исследования, проведенные в Даг. ЭНИНе, показали [13, 14], что, при определенных условиях, из потока геотермальных вод с помощью ультразвука полностью выделяется дисперсионный газ и частично молекулярно-растворенный.

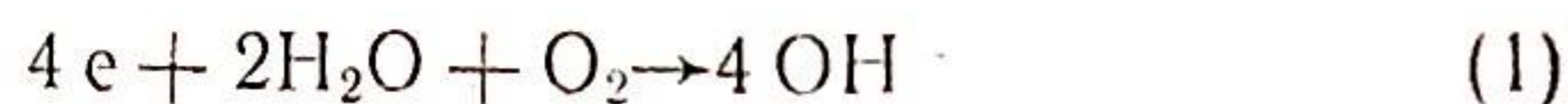
Ультразвуковая дегазация геотермальных вод может быть использована для следующих целей:

- дегазация с целью стабилизации состава воды для устранения углекислотной агрессивности;
- дегазация с целью управления углекислотным равновесием при магнитной обработке;
- глубокая дегазация, с целью выделения солей из воды;
- выделение горючих газов из воды;
- дегазация с целью устранения коррозии;
- дегазация с целью выделения всех газов, вредных для организма человека, а также создающих газовые пробки в геотермальной системе. Некоторые из направлений рассматриваются более подробно ниже.

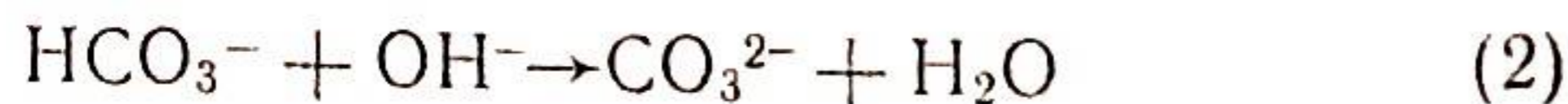
1. Ультразвуковая дегазация с целью стабилизации состава геотермальных вод для устранения углекислотной агрессивности

Среди геотермальных вод встречаются такие воды, которые не дают отложений, но обладают углекислотной агрессивностью. В основном, к таким относятся воды бикарбонатно-кальциевого содержания и в основном со сравнительно низким солесодержанием.

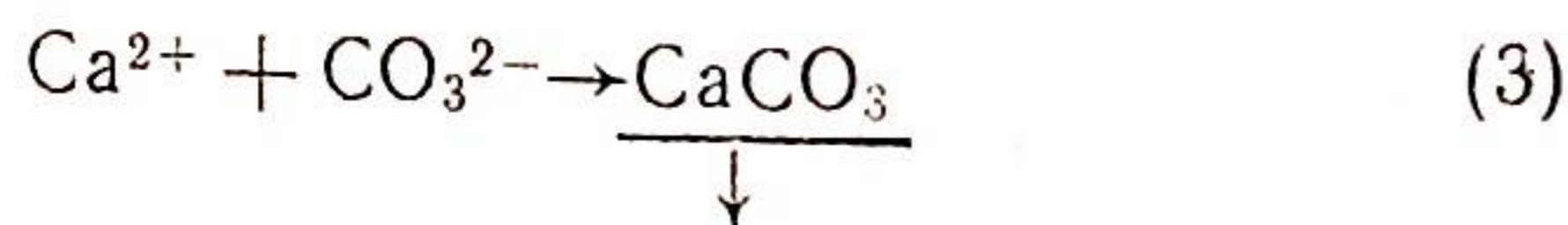
В таких водах $/\text{CO}_2/\text{своб.} > /\text{CO}_2/\text{равн.}$, т. е. содержит избыточную (агрессивную) свободную кислоту. Агрессивные свойства углекислоты основаны на ее способности взаимодействовать с карбонатами и переводить их на растворимые в воде бикарбонаты, а также на некоторое снижение рН среды, в результате чего усиливается электрохимическая коррозия некоторых металлов, например, железа. Разрушающее действие агрессивная углекислота оказывает и на бетон, сводящееся к растворению извести цемента, что значительно ослабляет прочность бетона. Исследования показали, что углекислота не является коррозионным агентом [1], непосредственно действующим на металл. Действие ее заключается в растворении карбонатов, представляющих собой составные части ржавокарбонатных отложений, которые образуются в водопроводной сети. В нейтральных водных средах (при $\text{pH} > 5$) коррозия железа происходит главным образом с кислородной деполяризацией [2], по уравнению:



При этом возле катодных участков коррозионных элементов создаются локальные зоны повышенных концентраций гидроксильных ионов. Ионы OH^- реагируют с имеющимися в воде бикарбонатными ионами по уравнению:



Образующиеся в результате этой реакции карбонатные ионы в свою очередь реагируют с имеющимися в воде катионами кальция



При определенных условиях карбонат кальция осаждается тут же на катодных участках труб в виде тонкой пленки [3, 4, 5], прочно удерживающейся на поверхности.

Этим достигается постепенная пассивация коррозионных элементов на внутренней поверхности труб и с течением времени вся поверхность покрывается пленкой, защищающей

трубы от дальнейшего агрессивного действия воды. Этот слой состоит из смеси гидроокиси железа и карбоната кальция и имеет серо-коричневую окраску. Толщина слоя порядка $4 \cdot 10^{-6} \div 8 \cdot 10^{-6}$ см.

Образующаяся в таких условиях пленка карбонатов и окислов железа обладает довольно высокой экранирующей способностью и стабильностью и оказывает эффективное тормозящее действие на коррозию металла в водах, содержащих растворимые соли кальция [2].

Защитная пленка образуется на поверхности металла лишь в том случае, если вода находится в состоянии углекислотного равновесия ($I=0$) или несколько перенасыщена карбонатом кальция ($I > 0$). Если же вода содержит агрессивную углекислоту ($I < 0$), то пленка не образуется, т. к. соединения, входящие в ее состав, переводятся в растворимые соединения и уносятся водой. В этом случае трубы подвержены коррозии [2].

Таким образом, применительно к некоторым видам геотермальных вод при соответствующих условиях, стабилизацией, связанной с устранением углекислотной агрессивности можно добиться устранения коррозии металлов. Обычно в водоподготовке для стабилизации состава воды для устранения углекислотной агрессивности применяют хим. реагенты такие [1], как: едкий натр, соду, известь, мел, мрамор, доломит, магнезиту и др.

Стабилизация состава воды при помощи вышеуказанных реагентов сводится к связыванию углекислоты. В некоторых случаях агрессивная углекислота из воды удаляется физическими методами дегазации.

Стабилизацию геотермальных вод можно производить и ультразвуковым способом. В этом случае не потребуются химические реагенты, дополнительный нагрев или глубокий вакуум. В работе участвуют только ультразвуковые колебания, создаваемые генератором. Для откачки выделяющегося газа потребуется лишь насос небольшой производительности. Ультразвуковой способ стабилизации может быть полностью автоматизирован.

2. Дегазация геотермальных вод ультразвуком с целью управления углекислотным равновесием при магнитной обработке

Дело в том, что не всякая вода может обрабатываться магнитным полем [6]. Магнитная восприимчивость воды зависит от углекислотного равновесия последней. В зависимости от содержания свободной углекислоты $/\text{CO}_2/\text{своб.}$ свободной

по отношению к расчетной равновесной $/CO_2/$ равн., вода может подразделяться на три типа:

1. Вода, в которой $/CO_2/$ своб. $< /CO_2/$ равн. называется нестабильной;

2. Вода, в которой $/CO_2/$ своб. $= /CO_2/$ равн. называется стабильной;

3. Вода, в которой $/CO_2/$ своб. $> /CO_2/$ равн. т. е. которая содержит агрессивную двуокись углерода, такая вода называется агрессивной. Агрессивная и стабильная вода магнитной обработке не поддается сколько бы не увеличивали напряженность магнитного поля, действующего на нее. Иначе обстоит дело по отношению к нестабильной воде, в которой содержание свободной углекислоты меньше равновесной, т. е. перенасыщена по карбонату.

Только в перенасыщенном растворе выделяется твердая фаза соли, способствующая возникновению центров кристаллизации и приводит по сравнению с водой, не обработанной полем, к увеличению числа дисперсных кристаллов меньших по размерам, выделяющихся в объеме воды. Таким образом, при магнитной обработке воды для снижения солеотложения (накипи) концентрация свободной углекислоты по отношению к равновесной, играет решающую роль.

За последнее время это важное обстоятельство не учитывалось, вследствие чего и результаты были разноречивы.

Из рассмотренного следует, для получения максимального эффекта при магнитной обработке с целью предотвращения солеотложения (накипи), необходимо найти и достичь оптимального углекислотного равновесия, которое можно выразить коэффициентом углекислотного равновесия:

$$K_p = \frac{/CO_2/ \text{ своб.}}{/CO_2/ \text{ равн.}} \quad (4)$$

где K_p — коэффициент углекислотного равновесия.

Очевидно, большая скорость образования твердой фазы будет у той воды, у которой K_p — меньше.

Оптимальный коэффициент углекислотного равновесия можно достигнуть дегазацией геотермальной воды, т. е. предлагается удалять излишек CO_2 . В простейшем случае излишек CO_2 из геотермальной воды можно удалить дополнительным подогревом, но как показывает практика дополнительный подогрев геотермальных вод, не дающих солеотложений или с минимальным выделением соли, сопровождается интенсивным образованием солеотложений на стенках трубопровода геотермальных вод.

До настоящего времени для установления оптимального коэффициента углекислотного равновесия при магнитной об-

работке воды никаких мер не принимали (имеется в виду питательная вода для тепловых электростанций), не говоря уже о геотермальной воде.

Таким образом, с помощью ультразвука можно управлять углекислотным равновесием в геотермальной воде, т. е. добиваться такого углекислотного равновесия, при котором магнитная обработка будет максимально эффективной. Имеется возможность магнитной обработки геотермальной воды, которая в обычных условиях безрезультатна.

3. Дегазация геотермальных вод с целью удаления всех газов, вредных для организма человека

Если геотермальная вода используется для душа при купании, для мойки посуды, стирки белья и т. п., то возможно при этом значительное выделение газов, создающих неприятные запахи и вредных для организма человека. К таким газам следует отнести сероводород и углекислый газ [7, 8].

Сероводород сильно ядовит: вдыхание его вызывает головную боль, головокружение, тошноту. Опасность отравления усугубляется тем, что при продолжительном вдыхании сероводорода запах его перестает ощущаться через 5 минут. Отравляющее действие сероводорода происходит от того, что вследствие химического средства серы к металлам, он разрушает гемоглобин крови, превращая содержащееся в нем железо в сульфид железа. В этом можно убедиться, пропуская сероводород в свежую кровь: красный цвет ее принимает грязную черно-зеленую окраску, свойственную сульфиду железа.

Значительное содержание углекислого газа в воздухе также оказывает отравляющее действие на организм человека. Количество CO_2 в воздухе составляет 0,03% по объему. Воздух, выдыхаемый человеком, содержит до 4% CO_2 поэтому в помещениях, где находятся много людей, количество CO_2 в воздухе увеличивается. Пребывание в воздухе, в котором содержится 10% CO_2 , быстро приводит к потере сознания и смерти.

В первую очередь газ из геотермальной воды выделяется из пузырьков при перепаде давления [9]. Поэтому для избавления от газов используют трапы или перед поступлением к потребителю, геотермальной водой предварительно заполняют громадные емкости, в которых пузырьки газа за счет подъемной силы выделяются над водой. Следует отметить, что таким образом не удастся полностью избавиться от дисперсионного газа. Возможен и ультразвуковой способ удаления дисперсионного газа из геотермальной воды, причем при этом

более полно удаляется газ. Суть метода заключается в том, что за счет воздействия ультразвуковых волн происходит слияние мелких пузырьков газа в более крупные и быстро выходят из воды.

4. Выделение горючих газов из геотермальных вод с помощью ультразвука

Некоторые геотермальные воды содержат значительное количество горючих газов.

В некоторых водах содержание их составляет 4,5 м³ газа на 1 м³ воды и более [10, 11]. Выделение горючих газов из воды представляет интерес как с точки зрения техники безопасности, так и с энергетической точки зрения. В век энергетического кризиса возможно потребуются утилизация горючих газов, выделенных из воды. Значительно ускорить выделение газа из воды можно ультразвуком.

5. Дегазация геотермальных вод ультразвуком с целью максимального удаления агрессивных газов, вызывающих коррозию

Борьба с коррозией сооружений и оборудования — важнейшая народнохозяйственная задача [12], которую необходимо решить в самые сжатые сроки. Это объясняется прежде всего большими прямыми и косвенными потерями, вызываемыми коррозионными разрушениями и тем, что ремонтные работы являются дорогостоящими и малоэффективными для продления срока службы сооружений. Своевременное применение противокоррозийной защиты на геотермальных объектах позволит успешно решить проблему коррозии. Ряд методов обладает высокой эффективностью и надежностью и требует сравнительно незначительных затрат на ремонт поврежденного коррозией оборудования и косвенных потерь, связанных с дегерметизацией скважин, заменой трубопроводов простоя оборудования и т. д. Основными причинами разрушения труб и оборудования геотермальных объектов могут быть:

- химическая коррозия, вызванная агрессивными компонентами продукции геотермальных скважин;
- биокоррозия в результате деятельности микроорганизмов;
- коррозия под напряжением;
- водородная хрупкость металла;
- кавитационная эрозия вследствие ударного действия пузырьков и вихрей, усиленная прямой эрозией, вызываемой песком.

Наиболее интенсивную коррозию (при прочих равных условиях) вызывает высокое содержание сероводорода, углекислого газа и кислорода или комбинация этих газов, а также, высокая минерализация геотермальной воды. По ряду причин [13] использование реagentных методов при обработке геотермальных вод нецелесообразно. То же самое можно сказать и в отношении предупреждения коррозии трубопроводов и оборудования геотермальных объектов, хотя можно было бы вполне успешно применить, например, ряд ингибиторов. Ультразвуковая же дегазация с целью предотвращения коррозии, сущность которой заключается в максимальном удалении из геотермальных вод наиболее агрессивных растворенных и спонтанных газов таких, как H₂S, CO₂, O₂ и их соединений, вызывающих коррозию, является более приемлемой на геотермальных объектах. Предпочтение отдать этому методу предупреждения коррозии можно по следующим причинам:

- простота способа;
- отсутствие химреагентов;
- отсутствие организованного контроля;
- минимальные эксплуатационные расходы;
- применимость на отдельной скважине объекта;
- полная автоматизация процесса.

При ультразвуковой дегазации происходит комплексное удаление присутствующих растворенных и спонтанных газов. По мнению многих специалистов, ультразвуковой способ дегазации жидких сред является одним из самых перспективных по сравнению со всеми другими существующими способами. В заключение необходимо отметить, что для успешной реализации перечисленных преимуществ ультразвуковой дегазации по сравнению с другими способами дегазации жидких сред и максимального удешевления этого процесса, при возможности обработки больших количеств воды, необходимо обратить внимание на надежность и КПД ультразвуковой аппаратуры на расширение ассортимента ультразвуковых преобразователей. В настоящее время средний КПД генераторов составляет всего 60—70%, а КПД преобразователей всего лишь 40—50%. Возможность непрерывной работы мощного генератора не превышает одних суток. Надеемся, что в ближайшее время проблемы эти будут устранены и ультразвуковая дегазация будет в широких масштабах внедрена в народное хозяйство — в частности в геотермию. На это позволяют надеяться сообщения и демонстрация единичных экземпляров значительно улучшенной ультразвуковой аппаратуры на V Всесоюзной научно-технической конференции по ультразвуковым методам интенсификации технологических процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кульский Л. А.* Основы технологии кондиционирования воды.— Киев: АН УССР, 1968.
2. *Эванс Ю. Р.* Коррозия и окисление металлов.— М.: Машгиз, 1962.
3. *Гоник А. А.* Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения.— М.: Недра, 1976.
4. *Гоник А. А., Тихова Е. М.* Борьба с коррозией установок по деэмульсации нефти и очистке сточных вод.— Борьба с коррозией в нефтяной и газовой промышленности.— Темат. научно-техн. обзор. ВНИИОЭГ.— М.: 1967.
5. Исследование характера изменения агрессивности сточных вод и подбор ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования.— Труды объединенного заседания добычи нефти и нефтяного газа научно-технического Совета Миннефтепрома СССР... по обслуживанию проблемы борьбы с коррозией на нефтяных промыслах СССР.— М.: 1971, 119 с. Авт. А. А. Гоник, К. Р. Низамов и др.
6. *Тебенихин Е. Ф., Гусев Б. Т.* Обработка воды магнитным полем в теплоэнергетике.— М.: Энергия, 1975.
7. *Тамаров М. А.* Неорганическая химия.— М.: Медицина, 1974.
8. *Кузнецов И. Е.* Защита атмосферного воздуха от загрязнения.— Симферополь: Таврия, 1973.
9. *Гончаров В. С.* Особенности механизма разгазирования глубинных проб пластовых вод, обогащенных кислыми газами. Реферативная информация. Серия: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Выпуск 5.— М.: 1979.
10. *Никаноров А. М., Мирашников М. В.* Справочник по подземным водам нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа.— Орджоникидзе: «ИР», 1970.
11. *Корценштейн В. Н., Козлов А. Л.* Гидрогеология газоносных районов Советского Союза.— Л.: Недра, 1964.
12. *Легезин Н. Е.* и др. Защита от коррозии промышленных сооружений в газовой и нефтедобывающей промышленности.— М.: Недра, 1973.
13. *Чибисов В. Т., Султанов Ю. И.* Влияние ультразвуковых колебаний на дегазацию геотермальных вод в потоке при повышенном давлении в камере и дополнительной подаче инертного газа. В кн.: Материалы по гидрогеохимии Дагестана /Тр. ИГ. Даг. ФАН СССР, вып. 26/, 1982.
14. *Чибисов В. Т., Султанов Ю. И.* Ультразвуковая дегазация геотермальных вод в потоке. Тезисы докладов V Всесоюзной научно-технической конференции по ультразвуковым методам интенсификации технологических процессов. Науч. Совет. АН СССР по комплексной проблеме. Физическая и техническая акустика. Науч. Совет АН СССР по проблеме: Ультразвук.— М.: 1983.
15. *Капустина О. А.* Дегазация жидкостей. Физика и техника мощного ультразвука, т. III. Физические основы ультразвуковой технологии.— М.: Наука, 1970.
16. *Эскин Г. И.* Ультразвук в металлургии.— М.: Металлург, 1960.
17. *Седлов Л. М.* Способ дегазации с помощью ультразвука. № 197180. Б № 12, 1967.
18. *Коновалов Е. Г., Седлов Л. М., Шилев А. С.* Фильтрация жидкостей от газов ультразвуковым полем. Сб. Применение ультразвука в промышленности и научных целях.— Минск, 1969.
19. *Седлов Л. М., Шилев А. С., Коновалов Е. Г., Шмаков В. А.* Способ акустической фильтрации жидкостей от свободных и растворенных газов. А. С. № 303084. Б. № 16, 1971.
20. *Коновалов Е. Г., Седлов Л. М., Шилев А. С.* К вопросу ультразвукового отделения газообразной составляющей от жидкой в потоке газо-жидкостной системы.— Известия АН БССР, Серия физико-технических наук, 1972, № 2.

И. Б. Хейров, Э. Г.-М. Алиева,
А. М. Магомедов

О ДИАГЕНЕТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЯХ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА РАКОВИН МОЛЛЮСКОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ИХ ЗАХОРОНЕНИЯ

В настоящее время принято считать, что карбонат кальция в известковых скелетах моллюсков существует в четырех изоморфных разновидностях: высокостронциевый и низкостронциевый арагониты и высокомагнезиальные и низкомагнезиальные кальциты [2]. Арагонит и высокомагнезиальный кальцит малоустойчивы и со временем могут перекристаллизоваться в стабильный низкомагнезиальный кальцит даже при обычных термодинамических условиях [2, 6].

Лоуэнстам обратил внимание на то, что для моллюсков морей умеренных и южных широт в большинстве своем характерна арагонитовая раковина [2].

Многочисленными исследованиями каспийских моллюсков было доказано, что они также строят свою раковину из арагонита [1, 3]. Присутствие кальцита в образцах раковин свидетельствует о том, что скелет погибшего моллюска подвергся диагенетическим преобразованиям в процессе захоронения [3], что объясняется, по-видимому, совокупностью определенных условий, и в конечном счете, этот факт может быть использован при воссоздании обстановки осадконакопления древних бассейнов.

Нами было исследовано около 60 образцов раковин четвертичных и верхнеплиоценовых моллюсков (роды *Didacna* Eichwald и *Dreissensia* van Beneden) из ряда районов западного побережья Каспийского моря и Бакинского архипелага.

По данным рентгенодифрактометрического анализа (дифрактометрические кривые снимались на ДРОН-2,0 на монохроматическом медном излучении) изученные пробы представлены преимущественно арагонитом, который на дифрактометрических кривых определен дифракционными эффектами, зарегистрированными при межплоскостных рас-

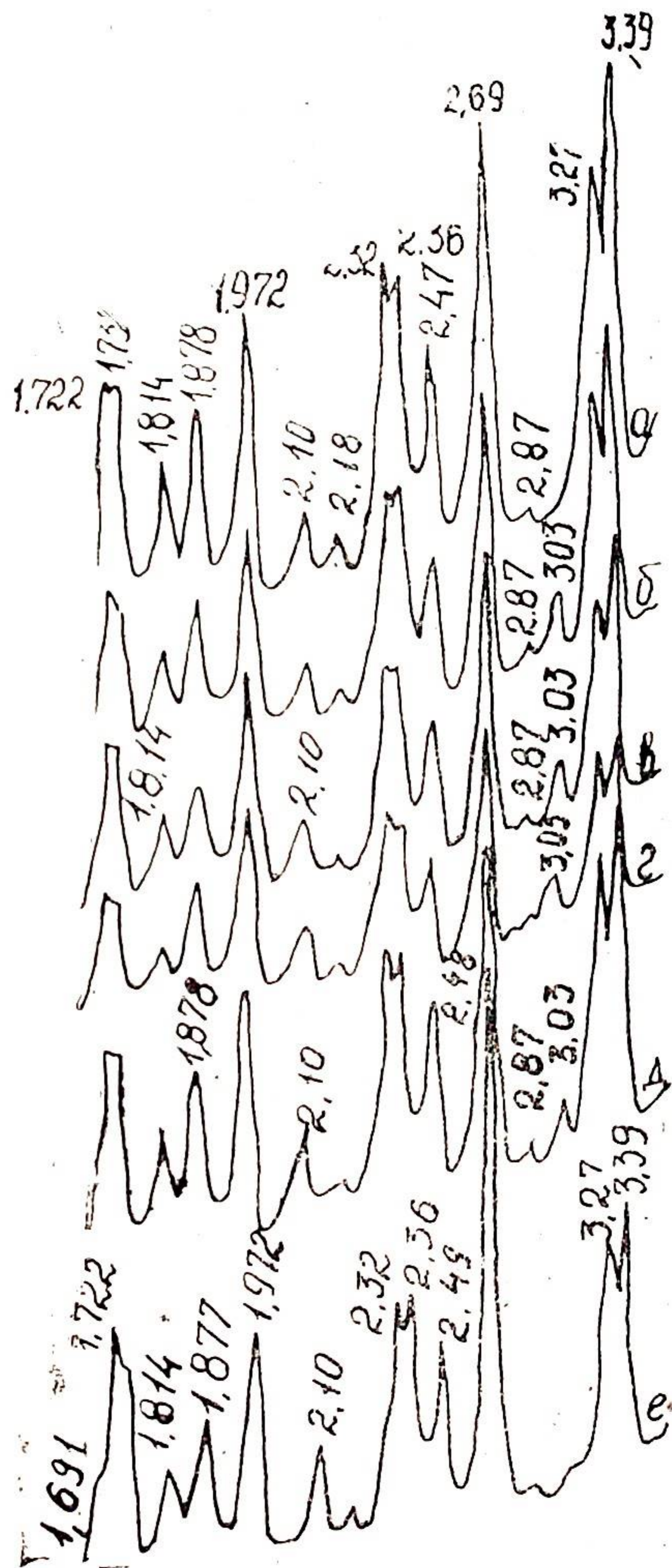


Рис. 1. Дифрактометрические кривые раковин моллюсков апшеронских и четвертичных отложений.

- Гюргянские слои, о. Обливной.
Мингечаурские слои. Кечалдаг.
Апшеронский ярус. Нагорный парк.
Апшеронский ярус. Шудук.
Апшеронский ярус. Нагорный парк.
Гюргянские слои. Чувалдаг.
- a) *Didacna pallasi* Prav.
б) *Didacna eulachia* (Bog) Fed.
в) *Dreissensia polymorpha* Pall.
г) *Dreissensia polymorpha* Pall.
д) *Dreissensia latro*.
е) *Didacna incrassata* Bog.

стояниях 3,39; 3,27; 2,87; 2,70; 2,48; 2,36; 2,32; 2,18; 2,10; 1,972; 1,878; 1,814; 1,734; 1,722 Å° и др. (рис. 1, а). Вместе с тем, во многих раковинах наряду с арагонитом было обнаружено также присутствие кальцита, содержание которого колеблется от следов до 15%, и в одном образце — наличие MgCO₃ (5—10%). В таблице и на рисунках приведены результаты рентгендифрактометрического анализа ряда раковин моллюсков, в которых был выявлен кальцит.

Таблица 1

Минералогический состав раковин моллюсков верхнеплиоценовых и постплиоценовых отложений

Стратиграфический возраст	Район отбора	Название фауны	Кальцит	Магнезит	Арагонит
1	2	3	4	5	6
Нижнево-Каспийский	Шахова коса	<i>Didacna crassa</i>			
		Eichw.	3	—	97
То же	Али-Байрамлы	<i>D. trigonoides</i>			
		Pall.	следы	—	>97
—»—	Хыдырлы	<i>D. crassa</i> Eichw.	3	—	97
		<i>D. crassa</i> Eichw.	5	—	95
Хазарский	Бяндован	<i>D. delenda</i> Bog.			
			следы	—	>97
Гюргянский	Канлытепе	<i>D. incrassata</i> Bog.			
			3	—	97
То же	Чувал-Даг Миаджик	<i>D. incrassata</i> Bog.	—	5—10%	90—95
		<i>D. kovalevskii</i>			
—»—	—»—	<i>D. pallasii</i> Prav.	5	—	95
		<i>D. pallasii</i> Prav.	5	—	95
—»—	Кянизадаг		3—5	—	95—97
		<i>D. lindleyi</i> Dasch.	следы	—	>97
—»—	Калмас	<i>D. incrassata</i>			
		Bog.	3	—	97
—»—	—»—	<i>D. kovalevskii</i>			
		Bog.	3	—	97
Мингечаурский	Кечалдаг	<i>D. eulachia</i>			
		(Bog.) Fed.	10—15	—	85—90
То же	Шихикая	<i>D. eulachia</i>			
		(Bog.) Fed.	следы	—	>97

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6
—»—	Аляты-море	<i>D. eulachia</i>			
		(Bog.) Fed.	следы	—	>97
Апшеронский	Нагорный парк	<i>Dr. polymorpha</i>			
		Pall.	10	—	90
То же	То же	<i>Dr. latro</i>	10	—	90
—»—	—»—	<i>Dr. distincta</i> And.	следы	—	>97
—»—	Шудук	<i>Dr. polymorpha</i>			
		Pall.	10	—	90

Полученные результаты показывают, что по всей вероятности, возраст ископаемых раковин в пределах изучаемого стратиграфического интервала, не играет ведущей роли в перекристаллизации исходного арагонитового материала. Так, например, во всех исследованных образцах из бакинских отложений, в большинстве апшеронских, а также в раковинах акчагыльского возраста кальцит отсутствует, тогда как в самых молодых раковинах нижневокаспийского возраста кальцит был отмечен в скелетах видов *Didacna crassa* Eichw. (3—5%) и *Didacna trigonoides* Pall. (следы) (см. табл. и рис. 2, в, д, ж). Однако все же необходимо констатировать, что сравнительно большее содержание (10—15%) кальцита отмечается в скелетах апшеронского яруса и мингечаурского возраста (см. табл.). Кальцит в них определен в основном дифракционным эффектом при межплоскостном расстоянии 3,03 Å° (рис. 1, б—д). В более молодых раковинах гюргянских, хазарских и нижневокаспийских отложений содержание кальцита не превышает 3—5%. Тем не менее процесс кальцит-арагонитовой перекристаллизации обусловлен, по-видимому, условиями, в которых происходило захоронение скелета погибшего моллюска. Об этом свидетельствует пространственная приуроченность пунктов отбора фаунистических остатков, содержащих кальцит, к зонам распространения нейтральных геохимических фаций, в которых значения pH колеблются в пределах величин, свойственных нейтральным и щелочным средам [5]. Чтобы проверить это предположение на более представительном материале, были исследованы раковины других видов моллюсков, синхронных по возрасту, и отобранных в тех же районах. В них также был обнаружен кальцит (см. табл. и рис. 1, 2). Исключение составляют раковины видов *Didacna incrassata* Bog., *Didacna pallasii* Prav., *Didacna vulgaris* And. из гюргянских отложений района г. Чивалдаг

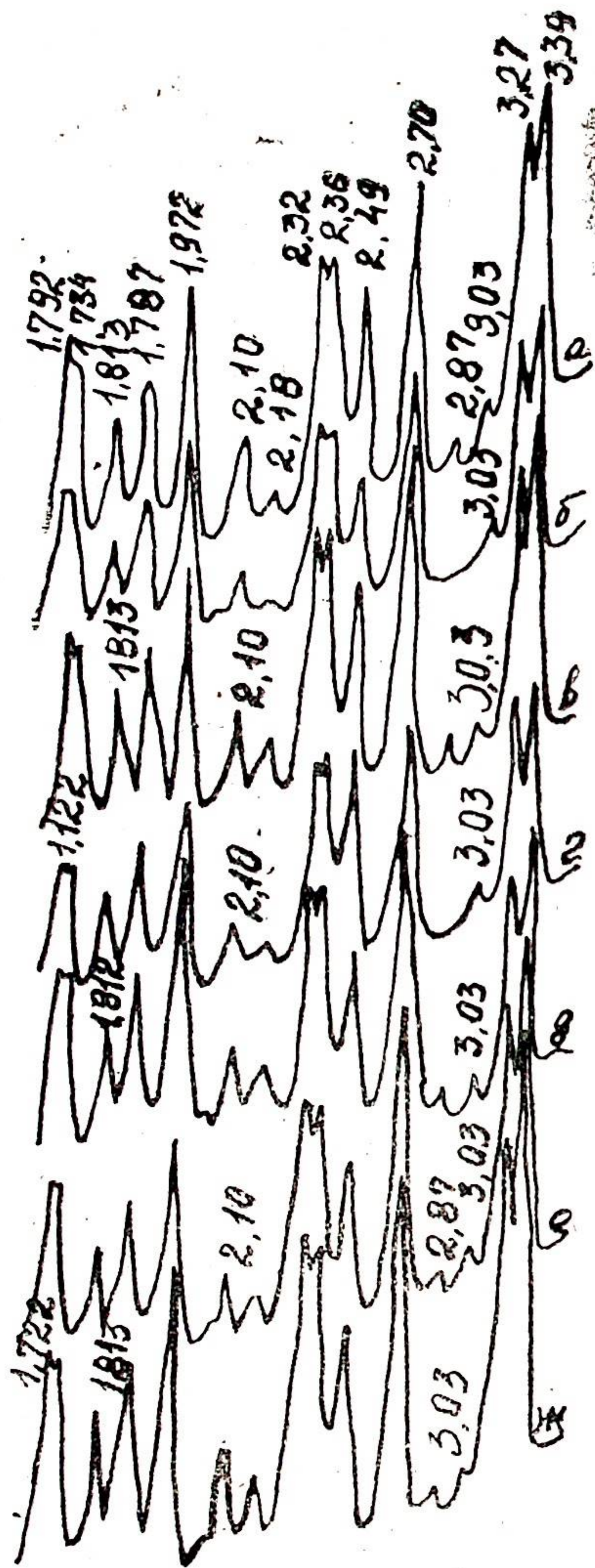


Рис. 2. Дифрактометрические кривые раковин моллюсков четвертичных отложений.

- а) *Didacna kovalevskii* Bog.
 - б) *Didacna pallasii* Prav.
 - в) *Didacna crassa* Eichw.
 - г) *Didacna pallasii* Prav.
 - д) *Didacna crassa* Eichw.
 - е) *Didacna incrassata* Bog.
 - ж) *Didacna crassa* Eichw.
- Гюргяцкие слои. Миаджик.
 - Гюргяцкие слои. Миаджик.
 - Нижневокаспийские слои. Хыдырлы.
 - Гюргяцкие слои. Малый княздаг.
 - Нижневокаспийские слои. Али-Байрамлы.
 - Гюргяцкие слои. Канлытеле.
 - Нижневокаспийские слои. Шахова-Коса.

(Апшеронский полуостров). В образце *Didacna incrassata* Bog. отмечено небольшое содержание (5—10%) магнезита, идентифицируемое заметным увеличением площадей пиков при межплоскостных расстояниях 2,70 и 2,10 Å (характерные как для арагонита, так и для магнезита), а также появлением дифракционного эффекта при 1,691 Å (рис. 1, е). С чем это связано объяснить трудно, поскольку раковины двух других видов *Didacna pallasii* Prav. и *Didacna vulgaris* And. сложены полностью арагонитом. Возможно, что в случае с *Didacna incrassata* Bog. мы имеем дело с переотложенным материалом.

Разное процентное содержание кальцита в раковинах разных видов, отобранных в одном и том же районе и имеющих одинаковый стратиграфический возраст объясняется, по-видимому, таксономическим контролем за минеральным составом раковин. Как было подчеркнuto К. Х. Вольфом и др. влияние вида на состав раковин особенно ярко выражено среди моллюсков. Живое и отмершее органическое вещество оказывает активную роль на образование полиморфных разновидностей CaCO_3 [2].

Проанализированные нами образцы раковин моллюсков из районов Бакинского архипелага, где на протяжении изучаемого отрезка времени существовали восстановительные условия, а также из других районов Западного побережья Каспийского моря, характеризующихся преобладанием в осадках также восстановительных условий, не показали наличие кальцита. Так, например, ни в одном образце из района Али-Байрамлов, где в верхнеплиоценовое и четвертичное время существовали преимущественно восстановительные условия, присутствие кальцита не было установлено. Исключение составляют раковины вида *Didacna crassa* Eichw. нижневокаспийского возраста. При этом необходимо отметить, что уже в хвалынское время в данном районе намечался переход от слабовосстановительных условий к нейтральным и окислительным. Так что, вероятно, в нижневокаспийское время здесь существовали нейтральные геохимические условия. Известно, что выпадение кальцита в осадок может происходить при условии недостатка CO_2 . Кальцит устойчив в щелочной и нейтральной средах [6]. По-видимому, именно наличие указанных выше условий в осадках благоприятствует процессу перекристаллизации арагонита в кальцит.

Однако необходимо констатировать, что существование нейтральных геохимических условий не является единственным фактором, обуславливающим рассматриваемое явление. Так, например изученные нами раковины *Dreissensia distincta* And. среднеапшеронского возраста из района Биби-Эйбат (Апшеронский полуостров) не показали наличие кальцита,

а образцы этого же вида, а также *Dreissensia polymorpha* Pall. и *Dreissensia latro* тоже среднеапшеронского возраста из района Нагорного парка, который расположен неподалеку от площади Биби-Эйбат, содержали до 10% кальцита. Трудно предположить, что в этих близ расположенных участках Апшеронского полуострова, существовали резко различающиеся друг от друга геохимические условия. Кроме того, изученные нами раковины видов *Didacna rudis* Nal., *Didacna celekenica* Fed. и *Didacna catillus* Eichw. из бакинских отложений районов г. Бакинского яруса, Канлытепе, (Апшеронский полуостров), Малый Кянизадаг (Прикуринская низменность) и Аялты-море, формировавшихся в нейтральных условиях, не выявили присутствие кальцита. Далее, отмеченные уже выше образцы видов *Didacna pallasii* Prav. и *Didacna vulgaris* And. с г. Чувалдаг не содержат кальцита, хотя в гюргянское время в районе Апшеронского полуострова также существовали нейтральные геохимические условия [5].

Как было отмечено К. Х. Вольфом и др., минералогический состав скелетов, по-видимому, контролируется также неорганическими процессами [2]. Вероятно, в районах отбора образцов, раковин моллюсков, содержащих кальцит, существовали какие-то локальные условия, благоприятные для трансформации арагонита, в кальцит. Известно, что арагонит образуется преимущественно в условиях несколько повышенной солености. Его образованию благоприятствует присутствие Sr, изоморфная примесь которого повышает устойчивость арагонита [6]. С другой стороны, возможен переход арагонита в кальцит в присутствии растворителя [4]. Таким образом, можно предположить, что в изученных районах, надонные и иловые воды характеризовались несколько пониженной соленостью и содержанием ионов Sr, а с другой стороны, здесь вероятно, присутствовали в повышенной концентрации также ионы других элементов, способствующие процессу перекристаллизации арагонита в кальций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахундов Ю. А. Минералогический состав современных и древних беспозвоночных. Тезисы докладов I Всесоюзного совещания по палеобиохимии и палеоэкологии.— Баку, 1969.
2. Вольф К. Х., Чилингар Д. В., Билес Ф. У. Элементарный состав карбонатных органических остатков, минералов и осадков.— В кн.: Карбонатные породы.— Мир, т. II, 1971.
3. Комплексное изучение моллюсков для целей палеогеографии и стратиграфии плейстоцена.— Изд-во МГУ, 1981.

4. Лазаренко Е. К. Курс минералогии.— М.: Высшая школа, 1971.
5. Пашалы Н. В. Литология четвертичных отложений восточного Азербайджана.— Баку: Изд-во АН Азерб. ССР, 1964.
6. Справочное руководство по петрографии осадочных пород.— Ленинград: Гостоптехиздат, 1958, т. I.

Ю. А. Кагиров, М. К. Курбанов,
О. А. Татаев

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ПРИРОДНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

Несмотря на то, что по ресурсам поверхностных и подземных вод Дагестан занимает одно из первых мест на Северном Кавказе охрана вод для нашей республики имеет особо важное значение. Это связано с тем, что большая часть территории республики расположена в зоне недостаточного увлажнения, многие районы являются засушливыми, и все посевные площади, а также сады и виноградники Внешнегорного и низменного Дагестана орошаются [1].

В пределах Прикаспийской низменности, поверхностный сток практически отсутствует, речная сеть представлена концевыми участками рек, приносящими свои воды из отдаленных более увлажненных районов. Средний годовой сток уменьшается от 25 мм на севере и до нуля на крайнем юге. Водный режим рек определяется особенностями половодья — сроками его наступления, продолжительностью, что в свою очередь обуславливается преобладанием того или иного типа в каждом из районов. На реках высокогорного и внутригорного Дагестана сроки начала половодья различны, наблюдаются сдвиги сроков: начало — с февраля на март—апрель, конец — на август—сентябрь. Максимальные расходы наблюдаются в июне—июле, реже в августе, что обусловлено таянием ледников [1].

Таким образом крайне неравномерно распределение поверхностного стока, как по территории, так и в течение года и многовековое господство аридного климата на значительной площади республики послужили для более 80% территории причиной дефицита хозяйственно-питьевой воды. На Дагестан приходится 640 км береговой линии и 18 тыс. км² акватории Каспийского моря — уникального рыбо-хозяйственного водоема. Он дает 14% общекаспийских уловов по

стране. Кроме того, Дагестанское побережье Каспийского моря объявлено курортной зоной Всесоюзного значения. Об актуальности охраны вод Каспийского моря от загрязнения свидетельствует и Постановление Совета Министров от 16 ноября 1977 г., где рассматриваются дополнительные меры по охране его от загрязнения. Один из аспектов мероприятий, затронутых в данном Постановлении, — это полное прекращение сброса неочищенных стоков в бассейн к 1985 году [2].

Важность данного вопроса обостряется и тем, что на обширной территории республики, куда можно отнести как горную, так и значительную часть низменной территории, имеющую различную степень хозяйственного освоения, централизованное водоснабжение и канализация развиты слабо или отсутствуют совершенно. Мелкие населенные пункты в основном централизованных систем канализации не имеют.

Крайне неравномерна плотность населения и размещение промышленных предприятий на территории республики, с чем тесно связано санитарное состояние поверхностных вод.

Только на осуществление мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов на одиннадцатую пятилетку по ДАССР выделено 43,4 млн. рублей, а на 1984 г. — 4 млн. 220 тыс. рублей. За последние годы в республике построено 33 очистных сооружения общей мощностью 245 тыс. м³/сутки, на 84 предприятиях построены и действуют системы оборотного водоснабжения общей мощностью 216 м³/сутки, что сократило забор свежей воды на промышленные нужды на 50% [3].

При подходе к вопросам охраны и рационального использования водных ресурсов с позиций будущего, проводимые мероприятия оказываются недостаточными.

Различают три основных источника загрязнений природных вод: а) загрязнения хозяйственно-бытовыми сточными водами, б) промышленными сточными водами, в) сточными водами, отводимыми с сельскохозяйственных угодий [4, 5].

С бытовыми сточными водами в водоемы вносятся значительные количества органических и минеральных веществ в растворенном, коллоидном и взвешенном состоянии.

Выпуск сточных вод животноводческих комплексов в водные объекты, а также смыв загрязнений поверхностным стоком территории и пастбищ ведет к интенсивному загрязнению поверхностных вод.

Производственные сточные воды содержат значительное количество загрязняющих веществ, по характеру которых их разделяют три основных класса: 1) загрязненные преимущественно минеральными веществами (рудо- и угледобыча, машиностроение, металлургия, стройиндустрия и др.), 2) загрязненные преимущественно органическими веществами

(пищевая, целлюлозно-бумажная, некоторые виды легкой и химической промышленности, 3) загрязненные минеральными и органическими веществами (добыча и переработка нефти, нефтехимия и др.).

Производственные сточные воды, как правило, проходят локальные очистные сооружения, после чего сбрасываются в водные объекты или в городскую канализационную сеть для дальнейшей доочистки совместно с бытовыми сточными водами.

Коллекторно-дренажные воды выносят с орошаемых угодий значительное количество минеральных солей, неорганических и органических удобрений и, что особенно опасно — ядохимикаты, являющиеся в глобальном масштабе основными загрязняющими компонентами поверхностных вод.

Следует отметить, что значительную опасность для водных объектов представляет рассредоточенный сток с богарных (неорошаемых) сельскохозяйственных угодий, который также может быть загрязнен ядохимикатами и минеральными удобрениями.

В условиях Дагестана воды неликвидированных, самоизливающихся скважин, наряду с главными факторами истощения подземной гидросферы, выступают дополнительными, хроническими источниками загрязнения поверхностных вод и почв.

Основными приемниками сточных вод всех видов для республики являются открытые водоемы — Каспийское море, реки Терек, Сулак, Самур и их притоки, а также малые реки Дагестана. Крупнейшим приемником сточных вод является Каспийское море. Значительная часть водотоков республики не является достаточно мощной для приема сточных вод. Кроме того, многие из них в отдельные периоды года либо совершенно не имеют стока, либо сток настолько незначителен, что они не могут служить приемниками сточных вод.

Основными проблемами охраны поверхностного стока Дагестана является охрана ее от воздействия указанных источников в связи с чем необходимо проводить работы в следующих основных направлениях. В сельскохозяйственном производстве источники загрязнения природных вод пестицидами и минеральными удобрениями могут быть ликвидированы за счет улучшения методов внесения удобрений, применения новых не стойких пестицидов, переход, где это возможно, на биологические и агрохимические приемы борьбы с сорняками и вредителями сельскохозяйственных культур. При повторном использовании на орошение дренажных вод может быть уменьшено поступление в реки возвратных минерализованных вод в зонах орошаемого земледелия.

Основой борьбы с затоплением и заилением водных объек-

тов, в результате поступления в них поверхностного стока сельхозугодий, должно явиться регулирование стока в пределах площади водосборов опасных в этом отношении бассейнов. Нужно проводить противоэрозионные, агро- и лесотехнические, лесомелиоративные, гидротехнические и специальные водоохраные мероприятия.

Многие химические препараты обладают ограниченной подвижностью и аккумулируются в верхних слоях пахотного слоя. Смыв этого слоя почвы вместе с находящимися в нем химическими препаратами вызывает усиленное загрязнение водных объектов. Важное значение для экономного использования оросительной воды имеют обработка и широкое внедрение совершенных способов и техники полива — мелкодисперсное дождевание, подпочвенное, импульсное, капельное орошение и др., при котором оросительные нормы многократно снижаются против традиционных способов в зависимости от возделываемой культуры.

Лесомелиоративные мероприятия играют важную роль, проявляющуюся в перераспределении стока, а также способствуют предотвращению выноса химических препаратов в водные объекты.

Гидрохимические мероприятия заключаются в устройстве водозадерживающих валов, лотков, быстротоков, перепадов, запруд, террас, плотин и водохранилищ.

Нефтепродукты, тяжелые металлы и другие отходы промышленности угнетают жизнедеятельность организмов, населяющих грунт. Все это приводит к тому, что процесс самоочищения прекращается и происходит вторичное загрязнение реки. По мере накопления донных отложений начинают проявляться анаэробные процессы разложения, находящихся в толще наносов органических соединений с выделением в воду продуктов распада, вследствие чего наблюдаются в реке повышение БПК и содержание ионов аммония. Поэтому необходимо проводить очистку дна и берегов от загрязнения отходами промышленности.

Важное значение для охраны водных ресурсов от загрязнения имеет использование сточных вод для орошения и удобрения сельскохозяйственных земель. Отходы животноводческих комплексов можно использовать для повышения урожайности кормовых культур, наиболее отзывчивых на азотно-калийные удобрения [5].

Данные об удобрительной ценности некоторых других видов сточных вод, характерных для Дагестана приводятся в таблице 1.

Перед использованием в сельском хозяйстве сточные воды должны быть подвергнуты соответствующей обработке и подготовке, степень и характер которых зависят от состава

и происхождения вод. В отношении сточных вод с населенных территорий такая подготовка полностью обеспечивается в результате их отстаивания и обеззараживания в биологических прудах аэробного и анаэробного действия, а затраты на организацию и техническое обеспечение орошения сточными во-

Таблица 1
Удобрительная ценность некоторых видов сточных вод по [5]

Вид сточных вод	Содержится, мг/л				При средней оро- сительной норме 4000 м ³ /га вно- сится т/га	
	азот	калий	фосфор	кальций + магний	мине- ральных туков	навоза по азоту
Населенные места						
Хозяйствен- но-бытовые	80—100	40—50	18—20	—	2,4—2,9	64—80
Смешанные	50	30	10	100	1,8	40
Пищевая промышленность						
Молочная	36	23	18	70	1,3	29
Пивова- ренная	16	20	5	65	0,5	13
Дрожжевая	250	480	100	—	11,8*	200
Мясоком- бинаты	290	140	100	160	9,2*	230
Консервная	23	120	25	—	2,2	18

* Требуют значительного разбавления.

дами при самых высоких требованиях к санитарной стороне этой меры окупаются в несколько лет и в последующем дают почти чистый доход. Хозяйственно-бытовые и коммунальные смешанные сточные воды поселков и небольших городов, в которых отсутствуют крупные промышленные предприятия со стоками сложного состава пригодны по своему составу (табл. 1, 2) для орошения в различных природных условиях.

Химический состав основных видов производственных промышленных стоков (табл. 1) также указывает на целесообразность смешения между собой отдельных их видов или с хозяйственно-бытовыми сточными водами.

В промышленности наиболее эффективные методы рационализации водного хозяйства в перспективе связаны с совер-

шенствованием технологии водоснабжения, повышением степени использования воды. Для чего в первую очередь необходимы исследования по оптимизации схем, систем и структуры водопользования, борьба с потерями воды, автоматизация и механизация работы систем, совершенствование их эксплуатации и др. Все это в конечном итоге позволит существенно сократить количество сбрасываемых в водоемы загрязненных стоков.

Таблица 2
Состав хозяйственно-бытовых сточных вод по [5]

Степень очист- ки хозяйст- венно-бытовых сточных вод	Средние концентрации компонентов, мг/л					
	азот	фосфаты	калий	БПК ₅	сухой остаток	РН
Без очистки	30—40	5—7	12—18	60—70	600—1000	6,5—7,1
Механиче- ская очистка	25—35	4—6	11—12	50—60	500—900	7,4—7,8
Биологиче- ская очистка	14—18	2—3	10—13	15—20	400—700	7,2—7,6

На предприятиях молочной промышленности можно некоторые категории сточных вод использовать многократно. Например, теплую воду с пастеризационно-охлаждающих установок можно использовать для питания котлов, а продувочную воду использовать для мойки автоцистерн; сыворотку можно использовать на корм скоту, а не сбрасывать в канализацию.

Биохимические процессы самоочищения воды водоемов зависят от концентрации растворенного кислорода. Основными мероприятиями, направленными на интенсификацию процессов самоочищения вод, является искусственная аэрация, способствующая насыщению воды кислородом и разбавлению сточных вод (там, где мало растворенного кислорода). Для интенсификации процессов начального разбавления выпускаемых сточных вод предусматривается расположение выпусков сточных вод в местах с повышенной турбулентностью и устройство глубоководных рассеивающих выпусков. Особенно это необходимо для городских коллекторов, по которым стоки отводятся непосредственно в море.

Таким образом, охрана природных вод должна осуществляться в процессе их рационального использования, для чего необходимо осуществлять возможно полное регулирование поверхностного и подземного стоков, то есть перейти к актив-

ному управлению водным балансом региона, на основе анализа общих природных условий, представляющих систему взаимодействующих природных факторов, основными из которых являются: климат, рельеф, геологическое строение, почвенно-растительный покров, поверхностные и подземные воды.

На фоне общих целенаправленных работ в республике должна осуществляться и более конкретная работа по охране вод от загрязнения под воздействием локальных источников загрязнения в каждом конкретном их проявлении.

Во многих случаях негативные последствия воздействия на окружающую среду дешевле и проще предотвратить, чем ликвидировать, но несмотря на применяемые меры по охране от загрязнения поверхностного стока для Дагестана они недостаточны. В первую очередь это проявляется в отсутствии самостоятельной организации по строительству очистных сооружений. Руководители ряда консервных заводов агропромышленного комплекса «Нагорный Дагестан» не раз подвергались денежным штрафам, но эта мера не дает должного эффекта, как сбрасывали неочищенные стоки, так и продолжают сбрасывать их в бассейн реки Сулак. На реке Сулак за последние годы построены ряд гидроэлектростанций. Затворы плотин открываются и закрываются в ритме пиковых нагрузок энергосистемы Северного Кавказа, нарушая нормы подачи воды из водохранилищ на рыбохозяйственные нужды. Нарушаются нормы сброса воды и в р. Терек. На Каргалинском гидроузле порядок пропуска воды составлен без учета рыбохозяйственных требований, отсутствует рыбообходная канава.

Механические насосы ряда колхозов, установленные в бассейне реки Сулака для полива сельскохозяйственных угодий, не оснащены специальными рыбозащитными устройствами. Необходимо руководителям этих хозяйств в первую очередь напомнить статью 23 «Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик», где говорится о том, что колхозы и совхозы, пользующиеся водными объектами для нужд сельского хозяйства, обязаны соблюдать установленные правила, нормы и режим водопользования, чтобы не допускать попадания рыбы в мелиоративные системы. Немалый вред наносит рыбному хозяйству и здоровью людей выброс в реки отходов, банок из-под консервов и краски, соломы и навоза, ветоши и тряпок, пропитанных нефтепродуктами и т. д. Мытье автотранспорта на берегу рек, водохранилищ и моря способствуют попаданию в водные объекты большого количества взвешенных веществ, горючесмазочных материалов, тяжелых металлов.

Решение проблем поверхностного стока Дагестана, охрана его от загрязнения и истощения, — дело государственной важ-

ности и решать его надо по-государственному. Поэтому считаем необходимым принятие следующих мер.

Райкомам КПСС и райисполкомам районов, расположенных в бассейнах рек, усилить контроль за сохранностью водных ресурсов.

При исполкомах Советов и их плановых органах нужно создать межведомственные подразделения, внимание которых должно сосредотачиваться на более широком и рациональном использовании водных ресурсов. При этом заботу о чистой воде на местах должны проявлять сельские Советы, депутатские комиссии. Советы обязаны и должны возглавлять и контролировать работу по охране окружающей среды на местах, в том числе по созданию водоохраных полос на малых и водоохраных зон на больших реках. В целях улучшения чистоты речных вод необходимо перенести автохозяйства из водоохранной зоны, запретить мойку машин в прибрежной полосе и всякое строительство в водоохранной зоне.

Принять меры к ограничению роста населенных пунктов вдоль побережья, меры по их благоустройству и озеленению.

Многогранность промышленного использования водных ресурсов привела к известной распыленности контроля за бережным и грамотным отношением к ним. Создание в республике единой экологической службы, которая координировала бы исследования специалистов разных ведомств — почвоведов, медиков, работников санэпидстанций, гидрохимиков, биологов и других позволило бы ликвидировать ведомственный подход к проблеме охраны окружающей среды с одной стороны, а с другой это обеспечило бы научно-обоснованные разработки и практическую реализацию комплексных программ по охране окружающей среды, в том числе и поверхностного стока. В деле охраны водных ресурсов республики большую роль может сыграть общественное мнение, которое создается путем соответствующего воспитания людей, и с помощью правильно поставленной информации. Продуманная пропаганда экологических знаний должна помочь людям понять жизненную важность бережного обращения с природой, научить их лучше охранять богатства всего окружающего нас мира, воспитывать любовь к родной земле.

Конечной целью всех мероприятий является постепенное прекращение сброса всех видов сточных вод в реки и водоемы, другими словами всемерная изоляция хозяйственного круговорота воды от естественного, его речного, а также подземного звена [6].

Проведение указанных мероприятий в масштабе республики существенно улучшит состояние поверхностного стока и будет служить сохранению рыбных запасов Дагестана.

ЛИТЕРАТУРА

1. Природные ресурсы и производительные силы Северного Кавказа. Водные ресурсы, 43, 52, 59 с.
2. Постановление Совета Министров СССР «О дополнительных мерах по охране Каспийского моря от загрязнения». Решения партии и правительства по хозяйственным вопросам.— М., 1979, т. 12, с. 155—160.
3. Магомедов М. М. Охрана природы — дело всенародное.— Материалы седьмой сессии Верховного Совета Дагестанской АССР десятого созыва.— Дагестанская правда, № 122, 26 мая 1983 г.
4. Гидрохимические материалы.— Л.: Гидрометеониздат, 1977, т. 67, 5 с.
5. Основы прогнозирования качества поверхностных вод.— М.: Наука, с. 22—68.
6. Львович М. И. Будущее охраны водных ресурсов. Изв. АН СССР сер. геогр., 1982 г., № 1, с. 38—43.

И. Б. Багиров

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВЗВЕШЕННЫХ НАНОСОВ И ГИДРОХИМИЯ ВОД р. СУЛАК

Сулак — наиболее крупная и многоводная река Дагестана. Расстояние от устья до наиболее удаленной точки речной системы (в пределах ДАССР) 347 км. Падение на этом расстоянии 2770 м, уклон 8%. Площадь водосбора 15200 км², средняя высота 1800 м.

Территория бассейна Сулака отличается сильно расчлененной поверхностью и разнообразием рельефа. Горная часть бассейна представляет собой сложную систему складчатых хребтов с наличием современных и древних ледниковых форм рельефа, значительно видоизмененных эрозионными процессами [5]. Наибольшая глубина расчленения поверхности бассейна достигает 3000 м.

Высокогорный Дагестан сложен толщей темно-серых и черных аспидных сланцев, а также песчаников и по характеру рельефа и геологическому строению разделяется на северную и южную части. Северная, в строении которой участвуют верхне и нижне меловые и верхнеюрские известняки, отличается резкорасчлененным рельефом, наличием хребтов с плоскими и зубчатыми гребнями, крутыми скалистыми склонами, глубокими котлованообразными долинами тектонического и эрозионного происхождения.

От слияния рек Аварское Койсу и Андийское Койсу до п. Миатлы долина Сулака представляет цепь узких, глубоких каньонов и ущелий, чередующихся с небольшими расширениями.

Дно реки в ущельях скальное, в расширениях покрыто аллювием. Ниже п. Миатлы русловые отложения постепенно изменяются от валунно-галечных до галечно-песчаных. На низменной части бассейна река Сулак равнинная, свободно меандрирующая.

Гранулометрический состав взвешенных наносов представляет значительный интерес, поскольку крупность наносов входит практически во все русловые расчеты. Крупность взвешенных частиц определяет транспортирующую способность потоков. Знание крупности взвешенных наносов необходимо при проектировании, строительстве и эксплуатации разных водохозяйственных сооружений на реках: плотин, отстойников, водозаборов, ГЭС.

Вместе с тем изучение гранулометрического состава наносов представляет определенные трудности, особенно на горных реках, т. к. приборы взятия проб большой крупности отсутствуют.

Реки бассейна Сулака характеризуются наименьшим во всем Дагестане содержанием в наносах частиц крупностью менее 0,05 мм (50%). Увеличение крупности взвешенных наносов объясняется как значительными уклонами и скоростями течения, так и наличием трудноистираемых горных пород (аспидных сланцев и твердых песчаников).

Обычно вниз по течению рек отмечается уменьшение крупности частиц, проносимых во взвешенном состоянии. Это объясняется уменьшением уклонов и отложением крупных частиц в расширениях речных долин, особенно характерных для рек Аварское Койсу, Каракойсу и др. Однако на участках впадения в реку боковых притоков, приносящих крупнообломочный материал, крупность наносов возрастает.

По мере приближения к устью в пределах равнинной части Сулака крупность взвешенных наносов в целом уменьшается, хотя на отдельных участках она увеличивается за счет размыва русловых образований в соответствии с их динамикой в различные фазы гидрологического режима. В таких случаях формируется краефракционный тип гранулометрического состава (табл. 1).

Во взвешенных наносах рек бассейна Сулака преобладают частицы диаметром менее 0,05 мм во все фазы гидрологического режима, особенно однообразен их состав в низовьях Сулака. Такой мелкофракционный, достаточно однообразный механический состав взвешенных наносов в течение года, казалось бы, не соответствует наблюдаемым значительным скоростям течения, резким колебаниям расходов и мутности воды. Однако, эта особенность становится понятной, если учесть, что взвешенные наносы проходят значительный путь, на протяжении которого наиболее крупные частицы выпадают, не достигнув устьевых участков. Поступающий же на равнинный участок реки обломочный материал в процессе транспортировки неоднократно переоткадывается, перетирается и, естественно, измельчается. Поэтому в составе взвешенных наносов, как правило, отсутствуют частицы крупнее 0,2 мм,

хотя нами наблюдалось их кратковременное взвешивание со дна.

Таблица 1

Гранулометрический состав взвешенных наносов

Фаза режима	Характеристика состава	Диаметр частиц (в мм) и их содержание (в % по весу)					
		1—0,5	0,5—0,2	0,2—0,1	0,1—0,05	0,05	0,01
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулак—Миатлы							
Половодье и паводки	Крупный	0,2	0,4	77,7	4,0	14,6	3,1
	Средний		0,4	24,8	9,8	40,5	24,5
	Мелкий			2,5	7,0	23,9	66,6
Межень	Крупный	0,8	3,8	40,8	26,9	27,7	
	Средний		0,7	5,3	39,3	54,7	
	Мелкий			1,3	8,7	90,0	
Сулак—устье							
Половодье и паводки	Крупный			6,6	31,5	52,00	9,9
	Средний			2,1	27,3	38,2	32,4
	Мелкий			0,3	16,9	31,3	51,5
Межень	Крупный		0,2	3,7	28,4	31,9	35,8
	Средний			1,5	21,7	31,1	45,7
	Мелкий			0,3	19,6	27,0	53,1
Андийское Койсу—Менако							
Половодье и паводки	Крупный		49,3	39,5	5,1	6,1	
	Средний		11,3	12,9	21,2	54,6	
	Мелкий		0,1	8,0	7,7	24,1	60,1
Андийское Койсу—Агвали							
Половодье и паводки	Крупный	0,5	33,7	11,1	8,9	45,8	
	Средний	0,8	14,1	6,1	6,0	30,4	42,6
	Мелкий		0,6	1,9	4,8	32,7	60,0
Андийское Койсу—Тлох							
Половодье и паводки	Крупный	25,8	30,7	7,6	4,0	15,7	16,2
	Средний	3,8	13,4	4,4	4,5	26,6	47,3
	Мелкий		0,1	0,1	0,3	14,3	85,2

1	2	3	4	5	6	7	8
Анди́йское Койсу—Чирката							
Половодье и паводки	Крупный	0,4	3,2	73,8	2,4	18,8	1,8
	Средний	0,4	0,6	21,6	9,8	43,8	23,8
	Мелкий			0,9	3,7	24,8	70,6
Межень	Крупный		1,1	32,3	4,3	56,2	6,1
	Средний		1,0	8,9	8,4	26,0	55,7
	Мелкий			0,1	0,3	18,1	81,5
Аварское Койсу—Балаханский мост							
Половодье и паводки	Крупный	0,4	3,0	32,4	10,4	31,5	22,3
	Средний		1,0	11,0	10,0	39,2	38,8
	Мелкий		0,2	0,3	1,3	12,3	85,9
Межень	Крупный	0,9	15,5	10,9	11,8	60,9	
	Средний		1,7	5,0	17,5	75,8	
			0,2	1,0	0,3	43,5	55,0

При построении схематической карты крупности взвешенных наносов рек бассейна Сулака в качестве характеристики крупности наносов выбрано содержание фракции менее 0,05 мм. На фоне преобладающего состава наносов с крупностью менее 0,05 мм на отдельных участках бассейна наблюдается укрупненный состав взвешенных наносов, в основном это истоки малых рек. (Рис. 1).

Однако, нередко случаи, когда именно верховья рек отличаются очень мелким фракционным составом, в то же время геологическое строение во всех упомянутых водосборах примерно одинаковое. Таким образом, крупность взвешенных наносов зависит не только от геологического строения, на её величину влияют и другие факторы, к числу которых относятся условия накопления и смыва продуктов разрушения горных пород, транспортирующая способность потока. Однако, влияние этих факторов осуществляется комплексно и выяснить их значимость в настоящее время не представляется возможным из-за отсутствия систематических наблюдений над крупностью наносов, характеров осадков, выпадающих на водосборе, температурном режиме и другими не менее важными факторами формирования состава наносов, хотя приняты попытки проработок в этом направлении [1, 2].

Однообразие механического состава не исключает опреде-

ленных, достаточно четко выраженных сезонных изменений количества некоторых фракций. Этим вопросом занимался целый ряд исследователей по различным регионам, однако вопрос этот еще далек от своего разрешения. В настоящее время не имеется рекомендаций по расчету внутригодового распределения фракционного состава взвешенных наносов. Поэтому накопление и систематизация массовых материалов наблюдений над этим процессом представляет большой практический интерес.

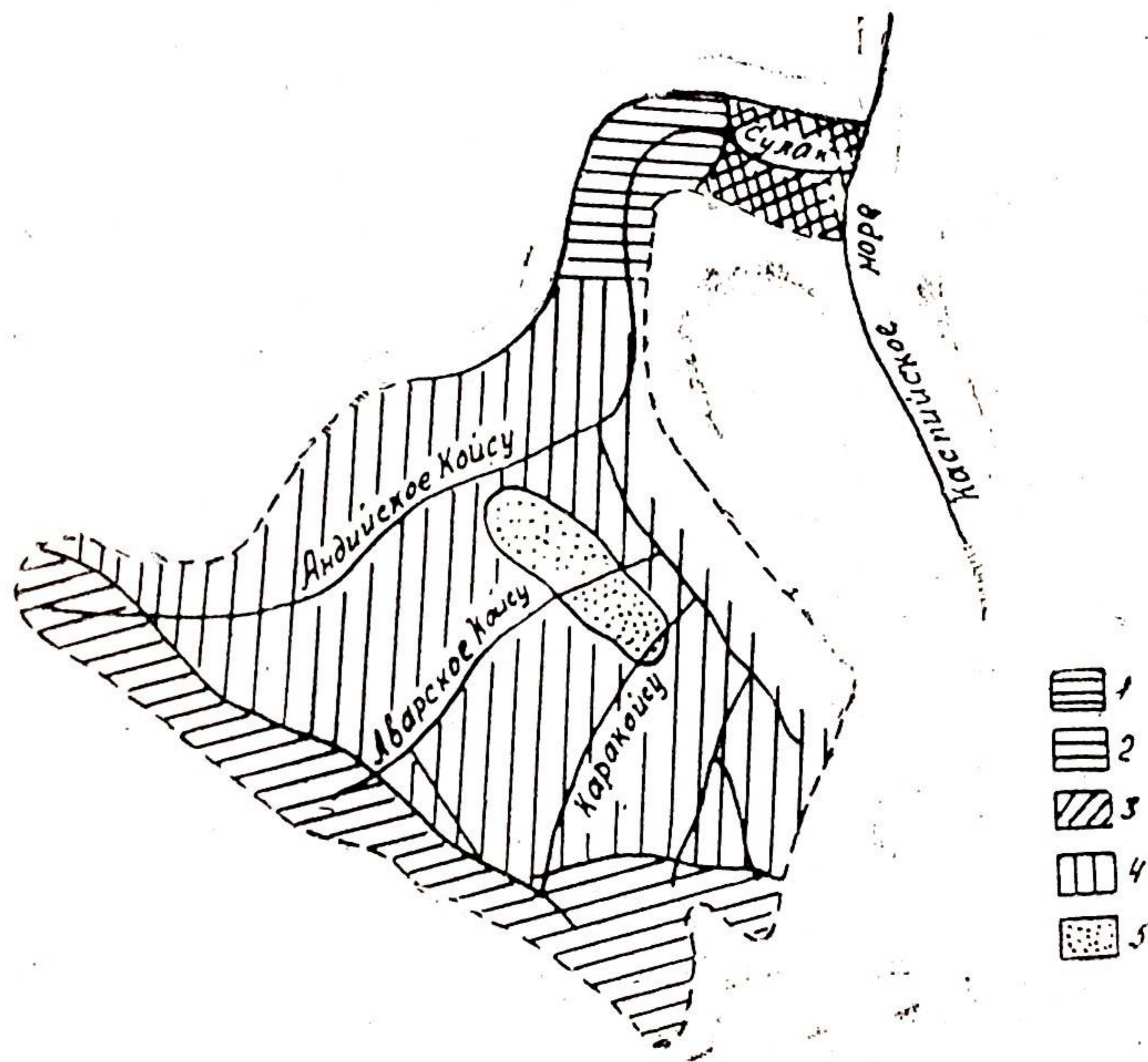


Рис. 1. Схематическая карта распределения крупности взвешенных наносов в реках бассейна Сулака:
1) содержание фракций < 0,05 мм более 90%; 2) то же 90—75%;
3) то же 75—50%; 4) то же менее 35%.

Данные натуральных наблюдений свидетельствуют о том, что наибольшей изменчивостью внутри года отличается содержание фракции более 0,5 мм, которая в межень вообще не

присутствует во взвешенном состоянии ни в равнинной, ни в горной частях бассейна Сулака. Наименьшей изменчивостью по фазам гидрологического режима подвержено содержание фракции менее 0,01 мм.

В целом по бассейну в период половодья реками транспортируются более крупные взвешенные наносы, чем в межень, причем на подъеме половодья в составе наносов преобладают более крупные фракции, чем на спаде. Это положение не согласуется с выводами Г. В. Лопатина [3] о том, что для горных рек характерно уменьшение крупности взвешенных наносов в паводок за счет смыва с поверхности большого объема грунта более мелкого состава, чем отложения русла.

Данные свидетельствуют о том, что в бассейнах горных рек в период половодья происходит смыв с поверхности не только мелких частиц грунта, но и значительной части крупных.

В период половодья интенсивность русловых процессов усиливается, что приводит в конечном итоге не только к абсолютному, но и к относительному укрупнению состава наносов.

Этот процесс определяется особенностями поверхностно-склонового эрозионного процесса. Основными факторами, обуславливающими формирование склонового стока, а значит и смыва грунта, являются впитывание воды и скорость стекания водных потоков. Однако эта связь двусторонняя — эрозионный процесс зависит не только от стока, но и сам влияет на характер его формирования, по аналогии с принципом взаимодействия потока и русла. Детально вопрос формирования стока наносов под влиянием склоновой водной эрозии рассмотрен в монографии Г. И. Швевса [6].

При формировании паводком и поступлении обломочного материала в микрорусловую, а затем в овражно-русловую сеть, крупность наносов, поступающих в поток, в значительной степени определяется интенсивностью склоновой эрозии, которая, в свою очередь, зависит от целого ряда факторов [4], трудно поддающихся учету.

На равнинных реках в период формирования паводка в русловую сеть поступают в основном частицы почвы. На горных же водосборах, где смывость почв значительна ввиду развития многолетних необратимых процессов, и склоны покрыты горными породами покровного типа, в русловую сеть поступает более крупный материал. Этим объясняется относительное укрупнение взвешенных наносов на подъеме половодья в горных реках.

Дагестан недостаточно обеспечен гидроресурсами. Интенсификация сельскохозяйственного производства и рост народонаселения, промышленность, технический прогресс требуют расхода значительных вод. В промышленности, сельском

хозяйстве и в быту преимущественно используются речные воды. Поэтому прежде всего необходимо особо оговориться о рациональном использовании гидроресурсов.

С техническим прогрессом, развитием промышленности и интенсификацией сельскохозяйственного производства происходит качественное истощение как почво-грунтов так и водных ресурсов. Это происходит также от загрязнения гидроресурсов.

Партия и Правительство СССР придают большое значение охране природы, природных ресурсов, атмосферы и гидросферы от загрязнения, о чем свидетельствуют решения апрельского пленума (1984 г.) и I-й сессии Верховного Совета СССР одиннадцатого созыва 1984 года, и еще раньше на XXIV, XXV, XXVI съездах КПСС ставились задачи разработки научных основ использования, охраны и преобразования природы...

Как известно, при практическом использовании природных вод весьма значительную роль играет их химический состав. Это не в меньшей мере относится и при использовании природных вод в целях орошения сельскохозяйственных культур.

Согласно известной классификации природных вод О. А. Алекина, вода р. Сулак относится к сульфатному классу кальцевой группы со средней минерализацией, жесткость ее умеренная [7].

На качество и интенсивность роста сельскохозяйственных культур непосредственное влияние оказывает содержание кальция, гидрокарбонатов, сульфатов, хлоридов, фосфатов, кремния, общего железа, растворенного кислорода и величины минерализации, рН содержащиеся в водной массе и концентрируемые в мутной среде они увеличиваются по мере движения от истоков рек к устью Сулака. Концентрации этих веществ в воде исследуемой реки находятся в пределах, удовлетворяющих соответствующим требованиям к качеству вод, [8] среднегодовое значения которых соответственно равны 75,0; 102,5; 238,0; 42,0; 0,04; 2,4; 0,001; 8,3; 376,0 мг/л и рН=8,2.

Как видно из этих данных, качество воды р. Сулак отвечает соответствующим требованиям, изложенным в «Правилах охраны поверхностных вод...» и позволяет в полной мере использовать её в целях орошения сельскохозяйственных культур.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

1. При определении крупности (гранулометрического состава) взвешенных наносов рассматривались природные факторы и характеристика рельефа.

2. Суммарное рассмотрение характеристик местных базисов: — среднемноголетний расход воды, являющийся основным показателем климатических условий, и геологические условия позволили определить гранулометрический состав взвешенных наносов.

3. Анализ материалов показал, что с увеличением расходов воды, её мутность возрастает, а в периоды половодья возрастает содержание крупных частиц в потоке.

4. Увеличение крупности взвешенных наносов объясняется значительными уклонами и скоростями течения и наличием трудно истираемых горных пород.

5. При интенсивном земледелии верхние слои почвы подвержены качественному истощению. Мутные воды Сулака в своем составе содержат полезную среду.

6. Использование вод Сулакского региона через водозаборы способствуют повышению урожайности сельскохозяйственных культур и растениеводства при орошаемом земледелии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боголюбова И. В. К вопросу о расчете транспорта взвешенных наносов горными реками. Труды ГГИ, вып. 191, 1972, с. 85—99.
2. Иванов Ю. Н. Сток взвешенных наносов рек бассейна Сыр-Дарья. Труды САРНИГМИ, вып. 36 (51).— Л.: Гидрометеониздат, 1967, 311 с.
3. Лопатин Г. В. Наносы рек СССР.— М.: Географиздат, 1952, 367 с.
4. Маркочева К. М. Формирование смыва с распаханными участками склонов. Труды ГГИ, вып. 191.— Л.: Гидрометеониздат, 1972, с. 53—67.
5. Ресурсы поверхностных вод СССР, т. 9, вып. 3.— Л.: Гидрометеониздат, 1966, 299 с.
6. Швабс Г. И. Формирование водной эрозии, стока наносов и их оценка.— Л.: Гидрометеониздат, 183 с.
7. Алекин О. А. Основы гидрохимии.— Л.: Гидрометеониздат, 1970, 461 с.
8. Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. М.: Минздрав СССР, 1975, 38 с.

Ю. А. Кагиров, О. А. Татаев

К ВОПРОСУ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ РЕКИ САМУР

Самур является второй по величине рекой внутреннего Дагестана (после Сулака) и берет начало с отрогов Главного Кавказского хребта близ горы Гутон. Наиболее крупными притоками Самура являются рр. Курахчай, Ахтычай и Усухчай. В верхнем течении река протекает в ущелье среди обнаженных глинистых сланцев, в среднем течении — в относительно широкой тектонической долине с террасированными склонами. Для нижнего течения Самура характерна хорошо разработанная ящикообразная долина, имеющая ряд расширений и сужений. При впадении в Каспий образует широко разветвленную дельту, сложенную грубообломочными отложениями. Ширина реки по длине меняется в пределах 5—40 м, глубина — 0,5—2 м. Скорости течения постепенно уменьшаются от 2,0—4,5 м/с в верховьях до 0,5—1,5 м/с в нижнем течении, питание реки смешанное, доля участия в стоке талых вод почти одинакова. Соотношение источников питания по длине реки относительно устойчиво. В верхнем течении на долю подземного питания приходится 20—30%, в нижней части до 40% годового объема стока [1, 2].

Самур относится к типу рек с весенне-летним половодьем и хорошо выраженной летней меженью. Бассейн р. Самура охватывает собой территорию Рутульского, Ахтынского и Магарамкентского районов, что соответствует верхнему, среднему и нижнему течению реки. Водные ресурсы реки широко используются в народном хозяйстве республики для орошения сельскохозяйственных угодий, водоснабжения предприятий пищевой промышленности и населенных пунктов, а также оказывают заметное влияние на гидрохимический режим и экологию прибрежной зоны Каспийского моря [2].

Непрерывное развитие промышленности, коммунального хозяйства и расширение сельскохозяйственного производства в бассейне р. Самур требуют значительного увеличения по-

требления воды, что соответственно ведет к росту сброса сточных вод, которые в свою очередь влияют на загрязнение поверхностных и подземных вод региона.

Сельское хозяйство является ведущей отраслью в бассейне р. Самур, в современных условиях и в ближайшей перспективе. Оно базируется на орошаемой земледелии и специализируется на производстве овощей, фруктов, столовых и технических сортов винограда. Мелиоративный фонд бассейна р. Самур по данным Минводхоза ДАССР составляет 23,35 тыс. га, а площадь орошения на 1.01.81 г. составила 18,55 тыс. га. Основные массивы орошаемых земель в настоящее время находятся на приморской низменности. На территории в бассейне р. Самур имеется несколько значительных оросительных систем: Самур—Дербентская (37 тыс. га), Самур—Гюргенчаевская (12 тыс. га). Водозабор осуществляется из р. Самур ниже с. Усучай. Река Самур является объектом водозабора (Самур—Дивичинский гидроузел) и для соседней Азербайджанской ССР.

Выявление источников загрязнения, а также выяснение характера и степени загрязненности воды р. Самур имеет важное практическое значение как для создания эффективных методов борьбы за чистоту водотока, так и для очистки всех видов сбросов до необходимой степени. С этой целью в бассейне р. Самур весной, летом и осенью 1977—1983 гг. нами проведены гидрохимические исследования на девяти створах, расположенных по длине реки (табл. 1).

Таблица 1

Перечень пунктов отбора проб воды в бассейне р. Самур

№ пунктов отбора проб	Место отбора проб воды	Расстояние от устья, (км)	Площадь водосбора, км ²
1	р. Самур, с. Ахты под мостом по дороге в с. Рутул	102	2210
2	р. Самур, после впадения р. Усучай, Джеферси	1	952
3	р. Самур, после впадения р. Ахтычай, 4 км ниже с. Ахты	58	2300
4	р. Усучай, под мостом у с. Усучай	0,9	272
5	р. Ахтычай, с. Ахты под мостом 1 км ниже с. Усучай	84	3620
6	р. Самур, 1 км ниже с. Магарамкент	35	4500
7	р. Самур, под мостом автотрассы Баку—Ростов	26,5	4900
8	р. Малый Самур	0,3	4900
9	р. Самур	0,3	4900

В пределах Рутульского района основными источниками загрязнения реки Самур являются стоки от сельскохозяйственных угодий, животноводческих ферм, хозяйственно-бытовых сточных вод населенных пунктов. В районе насчитывается около 150 коммунальных объектов, предприятий пищевой и молочной промышленности, на которых отсутствуют очистные сооружения, а стоки сбрасываются прямо в р. Самур. В средней части бассейна источником ее загрязнения вод являются предприятия местной промышленности и сельское хозяйство Ахтынского района.

В Ахтынском районе развита пищевая промышленность (маслосыроробельная) и легкая (ковровая). В сельском хозяйстве — животноводство, садоводство и полеводство. Наряду с этим в речную сеть сбрасываются минеральные воды многих источников с разнообразными химическим составом и температурой, в том числе и сероводородные.

В нижнем течении р. Самур источниками загрязнения служат предприятия с. Магарамкент: гаражи, производственное объединение «Сельхозтехника», гравийный завод, межлесхоз, молочный комплекс, асфальтобетонный завод, консервный комбинат совхоза им. Свердлова. Очистные сооружения сточных вод на этих предприятиях (пруды — отстойники, нефтеловушки) очень примитивны, за исключением молочного комплекса и консервного комбината совхоза им. Свердлова, где функционирует полный комплекс биологической очистки.

Для оценки качества воды р. Самур определялась температура воды, величина рН, количество взвешенных веществ, содержание железа (общее), меди, цинка, азота (аммонийный, нитритный и нитратный); окисляемость перманганатная (ПО) и бихроматная (ХПК), концентрация растворенного кислорода и биологическое потребление кислорода в течении 5 суток (БПК₅) [4—10].

Оценка специфического загрязнения речных вод определялась по концентрации в воде эфирно-экстрагируемых веществ (нефтепродуктов), летучих фенолов и СПАВ (синтетические поверхностно активные вещества), [4, 5, 11, 12, 13].

Проведенные гидрохимические исследования по р. Самур позволили выявить следующее: водородный показатель рН по всей длине реки колеблется от 7,2 до 8,5, что обусловлено физико-географическими условиями и геологическим строением района в целом, а также водохозяйственной деятельностью человека. Наибольшие значения рН наблюдаются в Ахтычай, в котором повышено и содержание металлов.

Вода р. Самур характеризуется высоким содержанием взвешенных веществ до 360 мг/л, особенно в летний период. Распределение твердого стока р. Самур в году характеризуется большими расходами взвешенных веществ в период с ап-

реля по сентябрь и значительно меньшими расходами — в остальные месяцы года. Особенно большие расходы наносов наблюдаются в период с мая по июль, в течение которого река проносит до 76% твердого годового стока. Высокая мутность вод объясняется прежде всего наличием легко размываемых сланцево-песчаных юрских пород, глинистых сланцев, песчаников и глин ниже-среднеюрского возраста, интенсивностью денудационных и эрозионных процессов, а также большими уклонами местности и бурным течением реки. Проявлению активных процессов денудации и речной эрозии способствуют также бедность растительного покрова и резко выраженный горный континентальный климат.

Энергичная аэрация, особенно в верхнем и среднем течении, создает условия для высокой насыщенности воды кислородом: от 9,5 мгО₂/л до 12,3 мгО₂/л. Малые значения БПК₅ (1,83—3,90 мгО₂/л), ПО (1,53—3,35 МгО/л) и ХПК (2,9—6,92 мгО/л) по всей длине реки свидетельствуют о слабой загрязненности речной воды органическими веществами в целом. При этом величина процентного отношения перманганатной окисляемости к бихроматной ($\frac{ПО}{ХПК} \cdot 100\%$), характеризующая в известной мере природу органического вещества [14], колеблется от 43,7% до 46,7%, что характерно для несвежеобразованных органических соединений.

Содержание нефтепродуктов 0,025—0,031 мг/л и СПАВ 0,005—0,004 мг/л в верховье реки незначительно, а в низовье возрастают: нефтепродукты до 0,14—0,36 мг/л и СПАВ—0,014—0,02 мг/л, что связано с увеличением поступления отводимых стоков в р. Самур. Повсеместное содержание фенолов в концентрациях 0,001—0,002 мг/л в воде р. Самур, при отсутствии в больших количествах фенолосодержащих сточных вод, отводимых в нее, свидетельствуют об их естественном происхождении. Содержание других компонентов колеблется: аммонийного азота от 0,06 до 0,23 мг/л; нитрат ионов от 0,021 до 0,8 мг/л и нитрат ионов от 0,001 до 0,003 мг/л, что не превышает допустимые нормы.

Подытоживая вышеизложенное можно сделать следующий вывод: воды бассейна р. Самур практически на всем протяжении по качеству в основном отвечают требованиям санитарных и рыбохозяйственных норм.

Вместе с тем на некоторых локальных участках имеются признаки загрязнения вод.

Для ликвидации недостатков необходимо наладить стационарные режимные наблюдения за качеством воды р. Самур и систематическое проведение профилактических мероприятий, исключающие процессы загрязнения вод.

ЛИТЕРАТУРА

1. Плацев А. В., Чекмарев В. А. Гидрография СССР.— Л.: Гидрометеоздат, 1978, 161 с.
2. Природные ресурсы и производительные силы Северного Кавказа. Водные ресурсы.— Изд. Ростовского университета, 1981, 24 с.
3. Шикломанов И. А. Антропогенные изменения водности рек.— Л.: Гидрометеоздат, 1979, с. 98—97.
4. Руководство по химическому анализу поверхностных вод суши. Под ред. А. Д. Семенова.— Л.: Гидрометеоздат, 1977, с. 12—248.
5. Алевкин О. А., Семенов А. Д., Скопинцев Б. А. Руководство по химическому анализу вод суши.— Л.: Гидрометеоздат, 1973, с. 62—78.
6. Драчев С. М., Блынкина А. А., Корш Л. Е. Биохимическое потребление кислорода в воде при низких температурах.— Материалы I Всесоюзного симпозиума по вопросам самоочищения водоемов и смещения сточных вод.— Таллин, 1965, с. 11—24.
7. Унифицированные методы исследования качества вод, ч. I Методы химического анализа вод. Раздел I.— М., 1965, 110 с.
8. Унифицированные методы исследования качества вод.— М., СЭВ, 1966, ч. 5, 112 с.
9. Унифицированные методы анализа вод.— М.: Химия, 1971, 375 с.
10. Миркова А. И. Очистка дитизона при определении микроколичеств металлов.— Заводская лаборатория, 1958, № 9, с. 25—29.
11. Семенов А. Д., Страдамская А. Г., Зурина Л. Ф. Ускоренный люминисцентно-хроматографический метод определения нефтепродуктов в природных водах.— Гигиена и санитария, 1970, № 5, с. 66—68.
12. Каплин В. Т., Фесенко Н. Г. Колориметрические определения фенолов с помощью диметиламиноантипиринна (пирамидона) при содержании их в литре 0,001 кг и выше.— В кн.: Современные методы анализа природных вод. 1962.— М.: Из-во АН СССР, с. 136—140.
13. Каплин В. Т., Фомина А. И., Фесенко Е. Г. Определение микрограммовых количеств анионных синтетических поверхностно активных веществ в природных водах.— Гидрохимические материалы. 1966, т. 41, с. 109—115.
14. Скопинцев Б. А. Органическое вещество в природных водах (водный гумус). Тр. ГОИН, 1950, вып. 17 (29), 30 с.

*З. М. Штанчаева,
М. С. Гасанова, А. Б. Мегаев*

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ АХТЫНСКИХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД И НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ИХ ХИМСОСТАВА

Курортное строительство Дагестана требует дальнейших глубоких исследований и изучения геохимии микроэлементов в минеральных водах. Минеральные воды — это природные воды, характеризующиеся повышенным содержанием активных химических компонентов и газов, особенно углекислоты. В водах глубинного происхождения, в больших количествах присутствуют йод, бром, барий и другие микроэлементы. Несмотря на обилие бальнеологических ресурсов, курортное строительство в республике развито недостаточно. Недостаточно исследованными остаются вопросы, связанные с происхождением, режимом и распространением подземных минеральных вод.

В республике выявлено более 300 источников, на которых уже функционируют ряд известных курортов (Талгинский, Каякентский и др.). Исследования, проведенные до настоящего времени, являются неполными в области изучения микроэлементов в минеральных водах.

Предлагаемая статья отражает историю изученности минеральных источников Ахтынского района и сопоставляет результаты наших исследований с аналитическими данными других авторов, изучавших их ранее.

Ахтынский район находится в горной области Южного Дагестана. Административным центром района является селение Ахты — это своего рода город в горах, где насчитывается около десяти тысяч населения, расположенный по обе стороны устья реки Ахтычай.

Во всем Южном Дагестане территория Ахтынского района наиболее богата минеральными источниками, обладающими разнообразным химическим составом.

Ахтынский курорт расположен на речной террасе левого

берега реки Ахтычай в 5 км западнее с. Ахты. Минеральные источники Ахтынского курорта пользуются большой известностью. Они были известны еще в VI веке, ими стало пользоваться военное ведомство с 1839 г., а ванны здания построены в 1840-х годах (отчет ИГ, 1964 г. В. В. Гецеу, Д. Г. Осика, З. М. Мусиева). Первые литературные сведения о нем мы находим в работах К. Грума (1855 г.), который указал наличие одного источника с температурой 40°С. В 1864 г. И. И. Ходзько [1] сообщает координаты Ахтынского источника. Г. В. Абих (1866 г.) и Н. В. Скоров (1877 г.) дали описание трех Ахтынских источников и отметили наличие сероводорода.

В 1892 г. А. М. Коншиным впервые подробно были описаны Ахтынские источники и даны им местные названия, которые дошли до нашего времени без изменения [2]. К. И. Багданович (1902 г.) приводит температурные данные источников.

Впервые химические анализы Ахтынских минеральных источников произведены в Тифлисе аналитиком Р. Купцисом, которые были опубликованы в 1915 г. А. Махмудовым [3]. В 1925 г. В. П. Ренгартен [11] подробно описал семь источников Ахтынского курорта, приведены новые анализы воды, дана геологическая характеристика района.

Н. Г. Ушинский в заметке «О сернистых источниках Дагестана» (1927 г.) описал климатические условия Ахтынского курорта.

В течение двух лет (1932—1933 г.) геологическое исследование Джани—Ахтынского курорта проводил Н. Н. Ростовцев. Он продолжил разведку, начатую Н. Ю. Успенской в 1931 г. мелким ручным бурением, а в 1936 г. Н. Н. Ростовцев дал геологическую характеристику Ахтынского курорта, описал источники местности Джани и разработал вопрос о перспективах развития курорта всесоюзного значения в Ахтынском районе.

Исследованием Ахтынских минеральных вод в последующие годы занимались М. Ш. Курбанов [4], В. В. Гецеу [5], М. С. Бежаев, А. М. Асаев [6].

Ахтынскими горячими минеральными водами местное население пользуется с незапамятных времен, главным образом, с гигиеническими целями и в меньшей степени лечебными.

Русские военные власти со времен своего появления в Дагестане интересовались Ахтынскими термами, и со времен основания Ахтынской крепости источники перешли в ведение военного ведомства. С 1890 г. курорт сдавался казной в аренду частным предпринимателям и только с 1925 г. Ахтынский курорт был полностью восстановлен и открыт для общего пользования.

Естественных выходов минеральных вод на территории курорта — семь, из которых №№ 1—5 используются для лечения и купания. Ванные постройки по А. М. Коншину [2] носят следующие названия: «Солдатский» (источник № 1), «Мужской» (источник № 2), «Офицерский» (источник № 3), «Женский» (источник № 4), «Главный корпус» (источник № 5), «Теплый» (источник № 6), «Теплый» (источник № 7).

Главные выходы Ахтынских минеральных источников расположены на берегу реки Ахтычай у подошвы склона гор над террасой. Результаты исследований минеральных вод Ахтынского района приведены в таблице 1, где формулой Курлова наглядно изображен состав минеральной воды. В таблице 2 приводим содержание микроэлементов в некоторых источниках.

Химический состав «Солдатского» источника № 1 относится к хлоридно-гидрокарбонатно-натриевому типу (табл. 1). Содержание кальция и магния небольшое, магний доминирует над кальцием. Воды этого источника могут быть использованы не только для лечения радикулита, ревматизма и других болезней, но и для приема во внутрь при лечении гастритов.

Вода источника № 2 щелочная на ощупь, РН равна 7,85, со слабым запахом сероводорода, относится к хлоридно-гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 1162 мг/л, состав идентичен первому источнику.

Вода источника № 3 (Офицерский) тоже относится к хлоридно-гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 1219 мг/л. Химический состав воды, применение и формирование аналогичны водам «Солдатского», «Женского», «Мужского» и «Теплого» № 7.

Вода источника № 4 «Женский» хорошо мылится, мягкая на ощупь, со слабым запахом сероводорода, бесцветная, прозрачная, без осадка, тип воды гидрокарбонатно-натриевый. В небольших количествах содержатся сульфаты. По солевому составу она аналогична водам источников «Солдатского» и «Теплого» № 7. Этот источник питает прачечную.

Химический состав воды источника № 5 относится к хлоридно-гидрокарбонатно-натриевому типу с РН 7,9.

Вода источника № 6 без запаха и вкуса, по химическому составу она значительно отличается от предыдущих источников, хотя по общей минерализации вода этого источника близка к ним (табл. 1). Вода относится к гидрокарбонатно-сульфатно-натриевому типу с повышенным содержанием магния. Хлориды содержатся в малом количестве. Эта вода может быть использована для приема во внутрь при гастритах.

Химический состав воды источника № 7 был впервые изучен В. В. Гецеу и З. М. Штанчаевой. Вода этого источника

Таблица 1

Краткая характеристика минеральных источников Ахтынского района

№№ п/п	Наименование и местонахождение источника	Возраст вмещающих пород	Формула Курлова	РН	Использование минеральной воды	Кем и когда ранее исследован
1	2	3	4	5	6	7
1.	Источник № 1 «Солдатский» с. Ахты	нижняя юра	$MI,4 \frac{HCO^*73 Cl26}{(Na+K)99} T 53^{\circ}$	7,8	Для лечения и купания	Ренгартен В. П., 1925 г. Ростовцев Н. Н., 1935 г. Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г., Забельшская, 1961 г. Бежаев М. С., 1962 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
2.	Источник № 2 «Мужской» с. Ахты	нижняя юра	$MI,16 \frac{HCO^*77,6 Cl22,0}{(Na+K)98,4} T 50^{\circ}$	7,85	—»—	Купцис Р. Д., 1913 г. Концевич Н. Г., 1933 г. Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.

1	2	3	4	5	6	7
3.	Источник № 3, «Офицерский» с. Ахты	нижняя юра	$M1,21 \frac{HCO^3 76 Cl 23}{(Na+K) 97} T 49^\circ$	7,9	—»—	Купцис Р. Д., 1913 г. Концевич Н. Г., 1913 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
4.	Источник № 4 «Женский» с. Ах- ты	нижняя юра	$M1,4 \frac{HCO^3 73,2 Cl 25,8}{(Na+K) 99} T 53^\circ$	8,0	Для ле- чения и купания	Купцис Р. Д., 1913 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
5.	Источник № 5 «Главный корпус» с. Ахты	нижняя юра	$M1,19 \frac{HCO^3 75,2 Cl 22,8}{(Na+K) 98} T 48^\circ$	7,9	—»—	Купцис Р. Д., 1913 г. Концевич Н. Г., 1933 г. Ростовцев Н. Н., 1934 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
6.	Источник № 6 «Теплый» с. Ахты		$M1,26 \frac{HCO^3 69,8 \cdot SO^4 24,5 \cdot Cl 5,6}{(Na+K) 82 Mg 11,4 \cdot Ca 6,6} T 28^\circ$	7,75	—»—	Ренгартен В. Т., 1925 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.

1	2	3	4	5	6	7
7.	Источник № 7 «Теплый»		$M1,02 \frac{HCO^3 73,4 Cl 24,8}{(Na+K) 93 Mg 5} T 36,8^\circ$	7,95	Для питья	Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1961 г. Бежаев М. С., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
8.	Источник 1 Джа- ни (Жени) с. Ах- ты		$M1,5 \frac{HCO^3 57,5 Cl 41,5}{(Na+K) 97,7} T 49^\circ$	7,2	Для стирки белья	Ростовцев Н. Н., 1934 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
9.	Источник 2 Джа- ни (Жени) с. Ах- ты	сланцы нижней юры	$M1,49 \frac{HCO^3 59,1 Cl 40,4}{(Na+K) 97,8} T 40^\circ$	7,50	—»—	Черицов А. И., Гутуев С. А., 1945 г. Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
10.	Источник 3 Джа- ни (Жени) с. Ах- ты	сланцы нижней юры	$M2,39 \frac{Cl 54,2 \cdot HCO^3 44,8}{(Na+K) 98,5} T 45^\circ$	7,45	—»—	Гецеу В. В., Штанчае- ва З. М., 1960 г. Зебелышская, 1962 г. Асаев А. М., 1964 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
11.	Источник Джани (Жени) Купул-яд		$M2,39 \frac{Cl 55 HCO^3 45}{(Na+K) 97} T 50^\circ$	7,8	Для лечения	Ростовцев Н. Н., 1934 г. Гецеу В. В., 1960 г. Бежаев М. С., 1966 г. Штанчаева З. М., 1980 г.

1	2	3	4	5	6	7
12.	Ахтынский холодный источник 1	аллювиальные отложения	$M1,9 \frac{SO^{4}61,5 HCO^{3}32,5}{(Na+K)48 Mg40 Ca12} T 18,2^{\circ}$	7,55	Для лечения	Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
13.	Ахтынский холодный источник 2	аллювиальные отложения	$M1,71 \frac{SO^{4}58,9 HCO^{3}35,1}{(Na+K)48,2 Mg36,8 Ca16} T 17,5^{\circ}$	7,55	Для питья	Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
14.	Ахтынский холодный источник 3	—»—	$M2,16 \frac{SO^{4}57 HCO^{3}37}{(Na+K)45 Mg38 Ca17} T 18,8^{\circ}$	7,25	Не используется	Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г. Асаев А. М., 1962 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
15.	Хновский (верхняя группа)		$M0,93 \frac{HCO^{3}98}{(Na+K)90 Ca7} T 32^{\circ}$	7,6	Для лечения и купания	Ростовцев Н. Н., 1934 г. Осика Д. Г., 1962 г. Бежаев М. С., 1962 г. Штанчаева З. М., 1980 г.
16.	Каканский соляно-щелочный		$M4,92 \frac{HCO^{3}58,7 Cl40,3}{(Na+K)95} T 12,1^{\circ}$	7,2	Представляет бальнеологический интерес.	Гецеу В. В., Штанчаева З. М., 1960 г. Бежаев М. С., 1962 г. Штанчаева З. М., 1979 г.

близка по химическому составу воде «Солдатского» источника, относится к гидрокарбонатно-хлоридно-натриевому типу, слабоминерализована с несколько повышенным содержанием магния. В следах присутствуют сульфаты. Считают, что вода источника излечивает от перхоти.

Ахтынские минеральные источники №№ 1 и 2 местности «Джани» по химическому составу относятся к гидрокарбонатно-хлоридно-натриевому типу. Содержание сульфат-ионов и ионов магния незначительно. Сероводород отсутствует.

Источник № 3 месторождения «Джани» относится к хлоридно-гидрокарбонатно-натриевому типу (табл. 1). Химический состав «Купул-яд» аналогичен по составу воде источника № 3 участка Джани. Недалеко от Ахтынского курорта наряду с термальными водами, имеются холодные источники, воды которых слабоминерализованы, по химическому составу относятся к сульфатно-гидрокарбонатно-натриево-магниевым.

Хновские минеральные источники известны по работам И. И. Ходзько, Г. В. Абиха со второй половины XIX века. В 1934 г. Н. Н. Ростовцев дает полное описание трех источников; в 1962 г. Д. Г. Осика выделяет среди Хновских источников две группы: верхнюю и нижнюю. По своему составу исследованный нами источник резко отличается от двух других Хновских источников и относится к гидрокарбонатно-натриевым (содовым). Содержание хлора и сульфат-ионов незначительно.

Каканский соляно-щелочный источник относится (таблица 1) к гидрокарбонатно-хлоридно-натриевому типу. По своему составу эта вода сходна с таковой Ахтынского курорта и местности Джани, а от Хновского источника отличается повышенной минерализацией.

Воды минеральных источников Ахтынского курорта относятся к инфильтрационным.

Все вышеперечисленные источники Ахтынского курорта относятся к гидрокарбонатно-хлоридно-натриевому типу, кроме источника № 6, который относится к гидрокарбонатно-сульфатно-натриевому типу. К гидрокарбонатно-сульфатно-натриевому типу относятся еще холодные Ахтынские минеральные источники (№№ 1 и 3).

Микроэлементы содержатся в повышенном содержании в гидрокарбонатно-хлоридно-натриевых минеральных водах по сравнению с водами гидрокарбонатно-сульфатно-натриевого типа (источник № 6 и Ахтынские холодные источники №№ 1—3). Особенно это отчетливо отмечается для иода и бора (таблица 2).

При сравнении аналитических данных вод с предыдущими исследователями видно, что химический состав минеральных

Таблица 2
Содержание микроэлементов в некоторых минеральных источниках

Наименование источника	Содержание, мг/л								
	I	Br	HBO ₂	Mn	Sr	Li	Rb	Cs	K
Источник № 1 «Солдатский»	0,6	1,9	5,08	1,08	15,5	1,1	0,13	0,12	6,8
Источник № 2 «Мужской»	0,6	1,5	5,71	1,20	5,3	1,12	0,12	0,11	6,4
Источник № 3 «Офицерский»	0,7	1,9	4,03	1,02	11,0	1,05	0,11	0,12	6,9
Источник № 4 «Женский»	0,25	1,7	12,8	1,12	3,9	1,03	0,12	0,12	6,3
Источник № 5 «Главный корпус»	0,3	1,8	5,71	1,08	3,8	1,2	0,13	0,10	6,1
Источник № 6 «Теплый»	0,2	1,1	2,11	не опр.	—	—	—	—	—
Источник № 7 «Теплый»	0,38	0,6	3,85	7,01	—	—	—	—	—
Источник 1 Джани (Жени) Хновский (верхняя группа)	1,0	22,0	—	—	—	—	—	—	—
Каканский соляно-щелочный Холодный источник 1	0,2	0,98	3,7	—	—	—	—	—	—
Холодный источник 2	обн.	0,93	3,9	—	—	—	—	—	—
Холодный источник 3	0,2	0,73	3,81	—	—	—	—	—	—

источников Ахтынского района не претерпел заметных изменений (таблица 3).

Для дальнейшего широкого использования минеральных вод, необходимо провести полный химический анализ газового состава и микроэлементов с применением физико-химических методов анализа.

Таблица 3
Сравнительные данные анализов химического состава воды источника № 1 во времени

Содержание, мг/л	По Купци-су Р. Д., 1913 г.	По Концевичу Н. Г., 1933 г.	По Гецеву В. В., 1962 г.	По Бежаеву М. С., 1962 г.	По Асаеву А. М., 1964 г.	По Штанцевой З. М., 1980 г.
Катионы:						
(Na ⁺ +K ⁺)	514,9	480,6	502,5	461,6	546,0	518,0
Mg ²⁺	5,2	5,0	5,0	3,9	5,1	5,0
Ca ²⁺	12,6	8,0	68,0	14,4	7,1	30,5
Сумма:	532,7	493,6	575,5	479,9	558,20	553,5
Анионы:						
Cl [']	186,5	180,7	182,0	156,5	182,48	183,4
SO ₄ ^{''}	21,6	18,6	20,6	23,7	21,96	20,3
HCO ₃ [']	1060,2	975,0	988,2	985,9	1037,0	1030,9
Сумма:	1268,3	1174,3	1190,8	1166,1	1241,44	1234,6
Недиссоциированные молекулы:						
H ₂ SiO ₃	60,8	66,8	44,2	56,6	43,80	45,1
Сухой остаток	1200,0	1224,0	1204,0	1199,3	1226,0	1219,0
Температура	47,5°	—	52°	51°	48,5°	49°

ЛИТЕРАТУРА

1. Хоздько И. И. Общий взгляд на орографии Кавказа Зап. Кавк. отд. Импер. русск. геогр. об-ва. Кн. 6.—Тифлис, 1864.
2. Коншин А. М. Описание горячих минеральных источников Восточного Кавказа. Матер. по геологии Кавказа, серия 2, кн. 6.—Тифлис, 1892.

3. *Махмудов А.* Ахтынские щелочно-соляные горячие минеральные воды. Тр. съезда по улучшению лечебных местностей. Вып. 6.— Петроград, 1915.
4. *Курбанов М. Ш.* Физико-химическое исследование минеральных источников Ахтынского района. Тр. Даг. с/х института.— Махачкала, 1963, т. 13.
5. *Гецеу В. В.* Типы подземных минеральных вод Дагестана и их бальнеологическое значение.— Махачкала: Даг. кн. изд., 1972.
6. *Бежаев М. С., Асаев А. М.* Минеральные источники Ахтынского района Дагестанской АССР.— Махачкала: Даг. кн. изд., 1966.
7. *Грум К.* Полное систематическое описание минеральных вод, лечебных грязей и купаний Российской империи с присовокуплением заграничных вод и патологий хронических болезней.— СПб., 1855.
8. *Абих В. В.* Теплые минеральные источники Дагестана. Медицинский сборник Кавказского минерального общества.— Тифлис, 1866, № 2.
9. *Скоров Н. В.* Минеральные воды Кавказского наместничества.— СПб., 1877.
10. *Багданович К. И.* Два пересечения Главного Кавказского хребта. Тр. геол. ком. т. 19, № 1, 1902.
11. *Ренгартен В. П.* Ахтынские минеральные воды на Кавказе.— М.: Курортное дело, 1926, № 5.
12. *Ушинский Н. Г.* Заметки о сернистых источниках Дагестана.— Дагестанский сборник.— Махачкала, т. 3, 1927.
13. *Ростовцев Н. Н.* Материалы по геологии газоносности восточного окончания Большого Кавказа (Дагестан, Азербайджан), 1936.

Г. Г. Бунин

РУДНО-МАГМАТИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И АВТОВОЛНОВОЙ ПРОЦЕСС

Казалось бы, что всем ходом своего развития геологическая наука шла к тому непреложному факту, что в основе динамики флюидных систем и всей эволюции Земли лежит автоколебательный процесс. В свое время были установлены зональность рудных месторождений, закономерное размещение в пространстве руд, минералов и химических элементов, их пространственная ориентировка и направленность развития во времени, периодичность и цикличность геологических процессов, их пульсационный характер, соответствующие определенным состояниям и фазам в возбудимых средах. Наконец были установлены многокольцевые и вихревые структуры — эти застывшие кольца «эха» и «ревербератов» [1, 2, 3], которые должны нас волновать не только своей формой и содержанием (т. е. чем они выполнены и в какой последовательности), но и своей организацией во времени и в пространстве [4].

Мне представляется, что здесь дело вовсе не в аналогии и в поразительном сходстве в живом и неживом, хотя они наводят нас на размышления и догадки, а в том, что уже сам набор приведенных терминов и понятий свидетельствует о том, что мы давно «соорудили то здание» (т. е. модель), которое зовется автоволновыми процессами в возбудимой геологической среде, но не хотим покуда в том признаться. Это особенно стало очевидным в последнее время, когда благодаря возросшему количеству теоретических работ, основанных на глубоком изучении динамики тепло-массопереноса в рудообразующих системах были разработаны принципы и методы построения геолого-генетических моделей рудных формаций и их генетических рядов [5]. Эти теоретические обобщения, основанные на детальных геологических исследованиях, пожалуй, как никогда сделали прогноз еще более научно-обоснованным.

Вместе с тем нельзя не отметить, что в предложенных моделях, основанных на общих закономерностях формирования оруденения в истории развития земной коры (конвергенции, унаследования, подобия, симметрии, геоида) (Рундквист, 1983) лежат четко установленные генетические факторы и параметры рудообразования, которые успешно могут быть объяснены с позиции автоволновых процессов — этой главной особенности физико-химической эволюции флюидных систем.

Поскольку вся динамика процесса эндогенного рудообразования неразрывно связана с развитием рудоносности магматического очага и определяется его фазовым состоянием и энергией, можно говорить о ведущей роли очага в пульсационном генерировании автоволн и связанных с ним процессов дифференциации, ликвации и геохимической ореольной зональности (рудной, метасоматической) вокруг него. Очаг, образующийся в результате инжектирования магмы (этой своеобразной плазмы) из мантии, либо ее локального разогрева в земной коре, играет роль своеобразного осциллятора автоколебаний с периодичностью определенной частоты. Вокруг него образуется сфера возбуждения, масштабы которой зависят от его энергии, массы и сил взаимодействия.

Над очагом или магматическим диапиром образуется поле тектонических напряжений прерывистого растяжения и сжатия, которое и формирует кольцевую структуру (в плане) с ее концентрической хроматографической зональностью. Очевидно это длительный процесс и происходит он в несколько этапов.

В этап зарождения и развития кольцевой структуры, предшествующий рудообразованию, отделение постмагматических флюидов и обогащение их водой, вначале носит турбулентный характер (рис. 1а). Постепенно турбулентный процесс как бы упорядочивается и переходит в спиральное закручивание флюидов, вызывая деформирование пород и открывание в них системы дуговидных и касательных трещин (рис. 1б).

В следующий этап, этап формирования оруденения, поле тектонических напряжений существенно меняется за счет растяжения и приоткрывания радиальных трещин и циркуляции по ним рудоносных гидротерм. Пульсационный характер их циркуляции обеспечивается автоколебательным процессом, благодаря которому и формируются концентры различного минерального состава (и морфологии индивидов) с центробежной и центростремительной рудной и метасоматической зональностью (рис. 1в, г), отражающих направленность процесса рудообразования во времени и в пространстве. Однако было бы ошибкой считать, что зональность оруденения, связанного с интрузиями, должна развиваться только концентри-

чески вокруг них, поскольку это лишь не более как классический пример. В действительности же, вследствие различной проницаемости вмещающих пород, рудоносные флюиды устремляются в наиболее ослабленные дренирующие зоны (камеры) с различной ориентировкой в пространстве, нередко способствуя формированию субгоризонтальных «рудоносных слоев» с поперечной расходящейся, либо сходящейся «серповидной» зональностью за счет бокового потока метеорных вод.

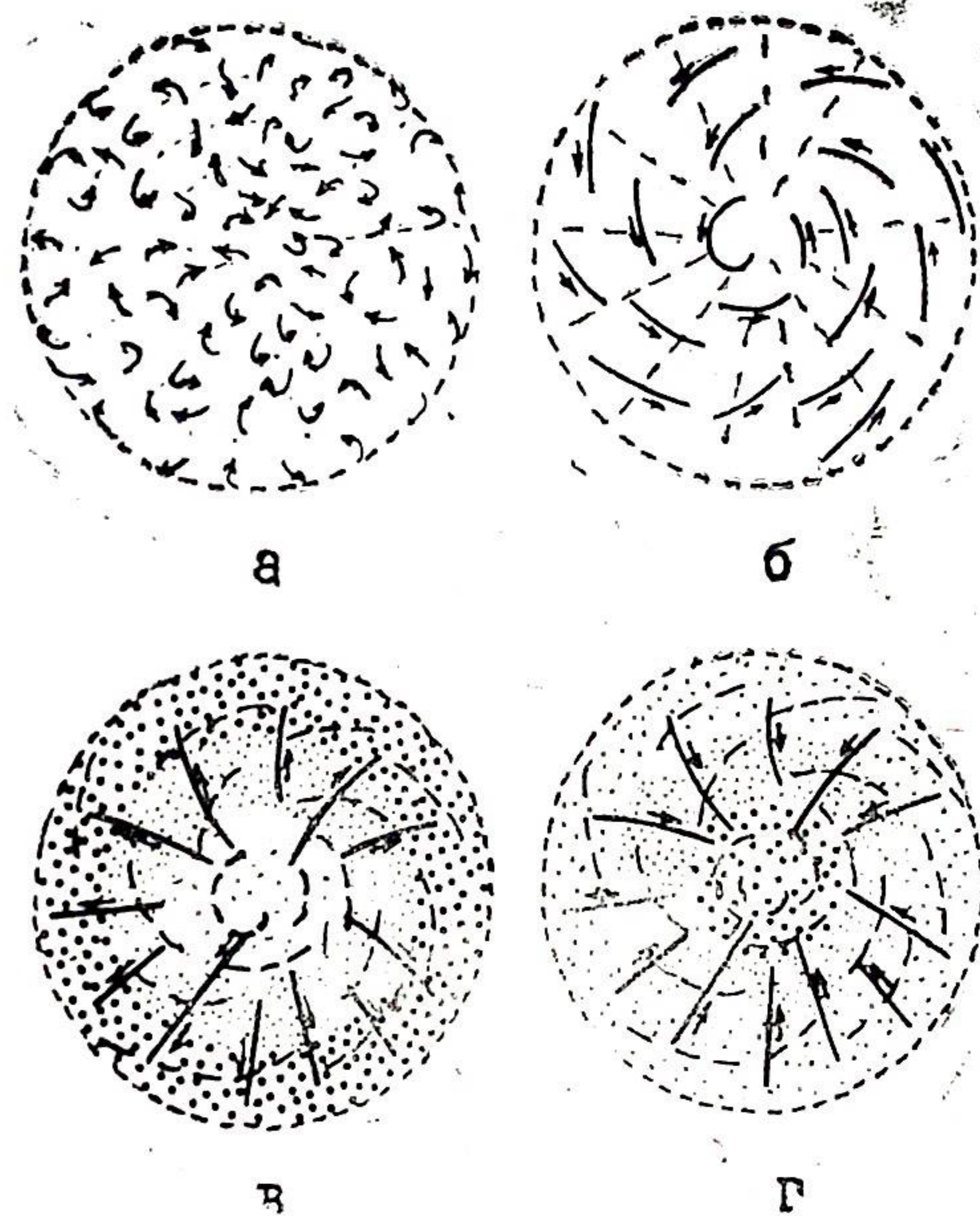


Рис. 1. Гипотетическая модель (план) полей тектонических напряжений в этап зарождения (а) и развития кольцевой структуры (б) и в этап формирования концентров оруденения (в, г).

Стрелками показана динамика процесса флюидов. Точками условно показан характер распределения фаз автоколебаний, приводящих к формированию центробежной (в) и центростремительной (г) рудной и метасоматической зональностей.

Вместе с тем высокие температуры и давление в очаге способствуют выщелачиванию вмещающих пород, повышению их

проницаемости, куда устремляются по трещинам и тектоническим нарушениям отделяющие флюиды, обогащенные рудными компонентами.

Это приводит к тому, что каждая открытая полость вокруг очага превращается в своеобразную камеру или реактор, заполненный флюидом (химической системой), физико-химическое состояние которого обеспечивается определенными РТ-условиями, концентрацией соединений, скоростью отделения и продвижения флюидов в реакторе.

Именно в нем, в реакторе, происходит обособление флюидов с различной специализацией, обусловленной химическими связями различных металлов с кислородом, хлором, серой, фтором и другими химическими компонентами.

В свою очередь формирующаяся в реакторе флюидная система также является химическим осциллятором, колебательный процесс которого может быть вызван добавлением определенного соединения на входе проточного реактора в систему, способной к гистерезису (отставанию, запаздыванию по фазе). В зависимости от скорости потока флюидов в реакторе периодические колебания происходят в разных режимах. Поступление этих соединений в реактор играет роль геохимических барьеров и является одной из главных причин дифференциации металлов во времени и в пространстве.

Что это за компоненты? Очевидно те же, о которых я говорил выше, и которые уже достаточно хорошо изучены в колебательных химических реакциях: сульфаты, хлориды, иодаты, арсениты, броматы калия и натрия и др., стадийность изменения скоростей реакций которых приводит к периодическим колебаниям [7]. При этом ореольная, сфероподобная форма автоколебаний вокруг очага чаще трансформируется в ореольную форму «пламени костра», что объясняется более быстрым снятием напряжения по вертикальной составляющей в направлении поверхности Земли.

Самой замечательной особенностью автоволновых процессов является то, что сложнопериодические автоколебания различных режимов в реакторах вокруг очага в отдельных фазах синхронизируются с автоколебаниями самого очага, подобно тому как фибрилляция различных клеток живого организма в определенных фазах совпадает с ритмикой самого сердца. Очевидно с периодическими переключениями автоколебаний самих оболочек и ядра Земли связаны периодические изменения режимов ее геологического развития. Об этом свидетельствует синхронность однотипных магматогенных очагов и рудных формаций в различных регионах Земли, возникающей в соответствии с геохимической эволюцией глубинного вещества. Следовательно, циклы эволюции Земли

связаны с циклами эволюции химических реакций и автоколебательных гравитационных процессов.

Этот универсальный механизм проявляется для всех рудных формаций и генетических рядов, несмотря на существенные различия в истории развития геологических структур и магматизма, значительные изменения состава вмещающих пород и общей геолого-геохимической обстановки, прерывистость и многостадийность минералообразования, наложенность процессов рудообразования друг на друга и как бы вуалирующих или смазывающих динамику автоволновых процессов. Таким образом все многообразие магматических пород и руд, их дифференциация и зональность есть результат направленной (прямой и обратной, центробежной и центростремительной) химической эволюции в оболочках Земли. Поэтому магматические интрузии и рудные месторождения можно рассматривать в качестве генетических моделей со сложным поведением колебательных систем (пульсации, мерцания), отражающих циклические и периодические геохимические процессы во времени и в пространстве.

Пространственные и временные закономерности проявления зональности оруденения для согласных, секущих и контактовых месторождений были достаточно подробно рассмотрены Д. В. Рундквистом, И. А. Неженским (1975) [8], и поэтому нет необходимости здесь повторяться. Мне лишь хочется подчеркнуть, что все они легко могут быть смоделированы из концентрических («эха»), либо спиральных («ревербераторов») автоволновых структур, которые представляют собой как бы «застывшие» автоволны или «кольца Лизеганга».

Это тем более становится очевидным, если принятую условную запись сходящейся (центростремительной) зональности

$$i \rightarrow k \rightarrow l \quad | \quad l \leftarrow k \leftarrow i$$

и расходящейся (центробежной) зональности

$$l \leftarrow k \leftarrow i \quad | \quad i \rightarrow k \rightarrow l$$

представить как чередование черных и белых колец (рис. 2). Все же другие случаи зонального размещения оруденения в секущих месторождениях могут быть получены их сочетанием, либо наложением.

Мне представляется, что признание ведущей роли автоколебательного процесса в магмо-рудообразовании имеет все основания для создания новой универсальной геолого-генетической модели, поскольку несмотря на «разнообразие источни-

ков металлов и растворов рудообразования как химический (т. е. автоколебательный — Г. Б.) процесс происходит в достаточно стандартной физико-химической обстановке из стандартного рудообразующего раствора в стандартном диапазоне температуры и давления в условиях стандартной физической и химической среды» (Л. Н. Овчинников, 1983). А именно в этих стандартных условиях наиболее возможно возникновение устойчивых временных и пространственных колебаний в режимах химических процессов.

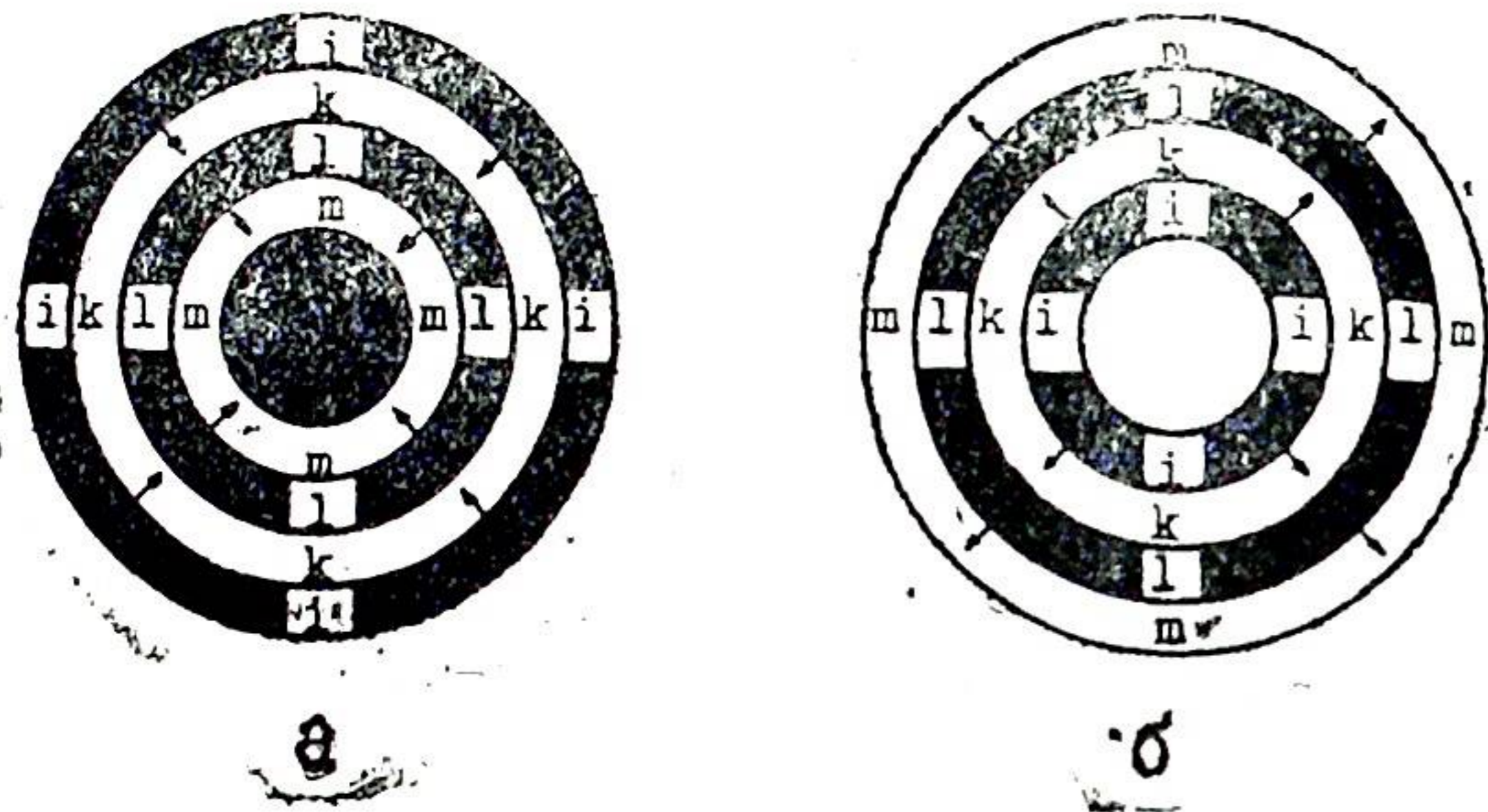


Рис. 2. Рудная зональность как отражение изменения состояний во времени в неоднородной (стандартной) физико-химической среде. $i \rightarrow k \rightarrow l \rightarrow m \rightarrow n$ — зональный ряд с направленной сменой минерализации, отражающий максимумы концентрации различных рудных элементов.

Стрелками показано направление распространения воли при центростремительной (а) и центробежной (б) зональностях.

Этот новый подход может оказать существенное влияние на разработку систематики и классификации геолого-генетических моделей магматизма и рудных формаций и будет способствовать дальнейшему развитию учения о петрологии и месторождениях полезных ископаемых, совершенствованию принципов и методов прогнозирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соловьев В. В. Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-морфологического анализа. Объяснительная записка к Карте морфоструктур центрального типа территории СССР м-ба 1:10 000 000.—Л.: ВСЕГЕИ, 1978, 111 с.

2. Бунин Г. Г. и др. Самурская спиралевидная структура — новый тип геологических образований.— В сб.: Геологические критерии поисков минерального сырья Дагестана.— Махачкала, 1982, вып. 25, с. 38—46.
3. Бунин Г. Г. О винтообразной (вихревой) самоподдерживающейся субвертикальной колонке проявления физических процессов в оболочках Земли.— В сб.: Геологические критерии поисков минерального сырья Дагестана.— Махачкала, 1982, вып. 25, с. 167—181.
4. Бунин Г. Г. О пространственно-временной организации эндогенных кольцевых структур в оболочках Земли.— Сб. Генетические типы и оценка перспектив месторождений минерального сырья Дагестана. Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1984, вып. 29.
5. Генетические модели эндогенных рудных формаций.— Новосибирск: Наука, 1983, т. 1, 184 с.; т. 2, 176 с.
6. Рундквист Д. В. Общие принципы построения геолого-генетических моделей рудных формаций.— В кн.: Генетические модели эндогенных рудных формаций.— Новосибирск: Наука, 1983, т. 1, с. 14—26.
7. Эпштейн И. Р., Кастин К., Кеннер П., Орбин М. Колебательные химические реакции. В мире науки, 1983, № 5, с. 72—81.
8. Рундквист Д. В., Неженский И. А. Зональность эндогенных рудных месторождений. Л.: Недра, 1975, 224 с.
9. Овчинников Л. Н. Геохимические аспекты единой генетической модели рудного месторождения.— В кн.: Генетические модели эндогенных рудных формаций, Новосибирск: Наука, 1983, т. 1, с. 26—34.

С. Х. Магидов

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ ДАГЕСТАНА

Антропогенное загрязнение природной среды с каждым годом становится все более интенсивным, что обуславливает усиление негативных воздействий на водные источники, почвы и атмосферу. Объемы хозяйственной деятельности человека настолько возросли, что он становится, по выражению академика В. И. Вернадского, геологическим фактором. Все это приводит к тому, что природные механизмы обезвреживания загрязнений уже не справляются с поступающими объемами вредных веществ и их концентрация начинает расти, что неблагоприятно отражается на биопродуктивности ландшафтов, а это в конечном итоге оказывает отрицательное воздействие на здоровье самого человека и наносит экономике большие убытки. Так, только в Японии убытки от загрязнения окружающей среды составляют 6,1 трлн. иен (24,1 млрд. р.) или 13,8% валового национального продукта [1].

Развитие промышленности и сельского хозяйства приводит к увеличению водопотребления и соответственно повышается загрязнение отходами. К 2000 году ожидается увеличение объема сточных вод в 16 раз [2].

Сегодня большинство рек Западной Европы и США превращены в сточные каналы. В нашей стране, хотя уровень загрязнения и ниже, чем в самых загрязненных реках Западной Европы, все же оснований для тревоги более чем достаточно. И несмотря на принятые Советом Министров СССР специальные постановления об охране водных бассейнов Черного, Азовского и Каспийского морей, рек Томи, Северного Донца, озера Байкал, загрязнение продолжает расти.

Некоторые гидрогеологические аспекты охраны окружающей среды можно проиллюстрировать на примере Дагестана.

Основными источниками загрязнений поверхностных водотоков Дагестана являются: сток с сельхозугодий ядохимика-

тов и удобрений; сбросы геотермальных, коммунально-бытовых вод и мусора.

Особую проблему представляет загрязнение ядохимикатами и удобрениями. Так, в 1980 г. все сточные воды от сельских населенных пунктов и с сельхозугодий сбрасывались без всякой очистки, причем концентрация некоторых ядохимикатов, например, ДНОК в дренажной воде в бассейнах рек Самура, Уллучая, Гюльгерычая, Рубаса имела значения, близкие к ПДК. В этих же реках содержатся нефтепродукты, ароматические углеводороды и другие, концентрация которых колеблется в зависимости от времени года.

В Дагестане насчитывается более 250 рек длиной свыше 10 км с общей протяженностью 6663 км, количество притоков менее 10 км — 1431 с общей протяженностью 9173 км, вдоль которых расположено большинство населенных пунктов республики [3].

Интенсивное сельскохозяйственное производство вызывает изменение качества вод малых рек в результате увеличения смыва ядохимикатов и удобрений, а также сброса бытового мусора, особенно с таких объектов, как животноводческие фермы, летние лагеря скота, купочные ванны, узлы для приготовления ядохимикатов, склады ГСМ, стоянки сельхозтехники, мойки транспортных средств и т. д. Согласно ориентировочным прогнозам в Южном Дагестане объемы сточных вод от сельских населенных пунктов и объектов сельского хозяйства должны возрасти в течение ближайших лет в 10 раз, вынос удобрений более чем в 3 раза, ядохимикатов в 1,5 раза, что создаст дополнительные проблемы.

В настоящее время в системе Минводхоза ДАССР организована служба охраны малых рек, которая проводит работу по предотвращению загрязнения, засорения и истощения малых рек. К сожалению, возможности ее очень ограничены.

К крайне нежелательным экологическим последствиям может привести реализация проекта, согласно которому предполагается построить каскад водохранилищ и гидроэлектростанций на р. Самур и прилегающих реках Гюльгерычай—Уллучай. При этом гарантированная водоотдача может быть увеличена почти вдвое.

Увеличение водопотребления на орошение, сельскохозяйственное и промышленное водоснабжение неизбежно приведет к иссушению и обезвоживанию огромных территорий в этом регионе, а полное использование созданных водных ресурсов будет означать перевод обширных районов из зоны умеренного поступления влаги в зону недостаточного. Согласно нашим ориентировочным подсчетам зона иссушенных районов при полном использовании водных ресурсов превысит 11 тыс. км², что составит примерно пятую часть территории

Дагестана. В действительности же влияние будет гораздо больше и будут затронуты жизненные интересы 13 районов республики.

В первую очередь изменится гидрогеологический режим на этой территории, что приведет к нежелательным экологическим последствиям, исчезнут многие источники водоснабжения. В условиях сильного дефицита влаги резко снизится уровень сельскохозяйственного производства. Необходимо учитывать и социальные последствия. Если суммировать убытки от снижения уровня сельскохозяйственной продукции, а также необходимость вложения дополнительных средств для водоснабжения многих горных районов, то при подведении общего баланса, возможно, будет перечеркнут экономический эффект, который планируется получить при реализации проекта.

Кроме того, будет нанесен огромный ущерб богатейшей природе Дагестана. На территории Дагестана произрастает более 3000 видов различных растений, что составляет около половины богатой флоры Кавказа. По богатству эндемиков и реликтов наша республика занимает одно из первых мест на Кавказе. Богат и разнообразен и животный мир Дагестана. Здесь обитает 89 видов млекопитающих, 92 вида и подвида рыб. Из 700 видов птиц, обитающих в стране, в Дагестане имеется 300 видов. Будет загублен и уникальный лиановый лес в дельте р. Самур, самый северный в стране [4].

Постройка каскада ГЭС на р. Самур и прилегающих реках приведет к резкому сокращению рыбных ресурсов этих рек, что никак не отмечается при подсчете экономической эффективности.

Если этот проект будет реализован в полном объеме, произойдут значительные изменения климата. Исчезнет тот уникальный комплекс природно-климатических условий, который обеспечивает восстановление здоровья и полноценный отдых. По заключению Центрального Института курортологии и физиотерапии, Кавказское побережье Каспия является одним из наиболее перспективных районов для использования богатых возможностей климатолечения. Если же произойдет деградация природных комплексов, обеспечивающих особо благоприятный режим для стационарного массового отдыха, для санаторного лечения и оздоровительного туризма, тогда просто отпадает необходимость в строительстве курортов и других лечебно-оздоровительных учреждений в этом регионе.

Необходимо отметить, что в связи с интенсивным орошением и обработкой растений химическими средствами резко возрастает смыв с полей ядохимикатов и удобрений, что является одним из существенных факторов загрязнения окружающей среды.

При этом нельзя не учитывать и того, что изменение гид-

рологического режима приведет к изменению климата, а это, в свою очередь, к миграции значительной части различных живых существ и особенно насекомых, которые приспособятся к условиям культурных ландшафтов, что неизбежно будет вести к потере части урожая. Поэтому следует ожидать применение значительно больших количеств ядохимикатов, чем планировалось проектом, при этом возрастет и себестоимость продукции за счет снижения продуктивности и дополнительных затрат на средства защиты растений.

Интенсивная обработка сельхозпродукции пестицидами ведет к накоплению их в почвах и продуктах питания, что будет неблагоприятно отражаться на здоровье потребителей. Уже сейчас добывается ежегодно около 10 млн. м³ термальной воды, а к 1990 году планируется довести объем добычи до 61,4 млн. м³ [5].

В республике зарегистрировано около 3000 скважин, более 90% из них работает на самоизливе, что свидетельствует о крайне нерациональном использовании водных ресурсов. Особенно опасны аварийные выбросы высокоминерализованных термальных вод, которые имели место в Дагестане.

Например, в Тарумовском районе при бурении одной из скважин произошли выброс пара и излив на поверхность земли большого количества высокоминерализованных термальных вод. В настоящее время слив высокоминерализованных рассолов производится в котлован. При эксплуатации скважин с геотермальными водами, особенно содержащих значительные количества токсических элементов и обладающих высокой коррозионной активностью, необходимо учитывать и долговременные последствия — в результате коррозии могут возникнуть межпластовые перетоки, результатом которых может явиться загрязнение подземных вод, которые используются для питьевого водоснабжения. Эта очень важная проблема и уже сейчас необходимо принимать меры для того, чтобы свести к минимуму такую вероятность.

Часть самоизливающихся скважин превращается в грифоны. Например, скважина № 20, Берикейской площади, причем наряду с увеличением стока увеличивается и зона активного действия. Сток рассолов достигает от 3000 м³/сутки и больше в разные годы. Эти воды содержат в своем составе: иод, бром, ароматические углеводороды и др. [6].

Несмотря на крайне неэффективное и нерациональное использование уже имеющихся скважин, бурятся все новые, а в Тарумовском районе строится геотЭС. Дебит скважины составит 3—4 млн. м³ в год. Предполагается использовать крепкие рассолы с минерализацией до 200 г/л и температурой 185°С.

При отборе тепла начнется усиленное солеотложение, ко-

торое забьет коммуникации, возникнут и другие трудности. Количество осажденных солей при этом может составить сотни тысяч тонн ежегодно. Эти отходы потребуют специальных хранилищ, в противном случае они будут размываться дождями, приводя к загрязнению территории [7, 8].

На I Всесоюзной школе по экогеохимии (1983 г.) был особо отмечен опасный характер накопления в среде тяжелых металлов, их токсичность (эмбриотоксичность, гонадотоксичность, мутагенное и канцерогенное действие), а также способность оказывать долговременные последствия.

В целях снижения уровня загрязнения водных ресурсов предусматриваются в первую очередь следующие мероприятия: строительство очистных сооружений во всех городах и крупных населенных пунктах республики; строительство объектов единой схемы размещения агропромышленных комплексов по проекту, выполненному «Дагколхозпроектом» МСХ ДАССР; внедрение очистных сооружений в геотермальных производствах; вынос из водоохраных зон объектов, загрязняющих водоисточники.

Кроме того, важнейшее значение имеет действенный контроль за своевременным вводом очистных сооружений, их эксплуатацией и соблюдением природоохранного законодательства. Наряду с этим, важнейшее значение имеет природоохранное просвещение руководителей производств, особо загрязняющих среду обитания [9] и в первую очередь сельхозработников. Крайне необходимо проведение в Дагестане комплексных исследований по химической экологии для отработки природоохранной стратегии и оптимизации взаимодействия между человеком и природой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Споры о будущем. Окружающая среда.— М.: Мысль, 1983, с. 153.
2. Плотников Н. И., Краевкий С. Гидрогеологические аспекты охраны окружающей среды.— М.: Недра, 1983, с. 9.
3. Ресурсы поверхностных вод СССР. Гидрогеологическая изученность. Закавказье и Дагестан.— Л.: Гидрометеиздат, 1977, т. 9, с. 16—23.
4. Атлас Дагестанской АССР.— М., 1983, с. 2.
5. Современное состояние и перспективы использования геотермальных вод в теплоснабжении в Дагестанской АССР. Гаджиев А. Г., Султанов Ю. И., Мейланов А. Ш., Омаров М. А., Кадыров А. Г. — Низкопараметрическая геотермальная энергетика.— Махачкала, 1979, с. 17.
6. Штанчаева З. М. Об особенностях геохимии стронция в пластовых водах Дагестана — Гидрохимические материалы. Формирование и ха-

рактеристика химического состава природных вод, методы их анализа.— Ленинград: Гидрометеиздат, 1981, т. XXXIII, с. 36.

7. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения поверхностных водотоков химическими элементами.— М., 1982, с. 73.
8. Перельман А. И. Засоление и рассоление ландшафтов.— Геохимия ландшафтов. Теория миграции химических элементов в природных ландшафтах.— М.: МГУ, 1975, с. 6—26.
9. Магидов С. Х., Мухачев С. Г., Котов Ю. С. Проблемы экологии города.— Проблемы природоохранного просвещения.— Новосибирск: Наука, 1980, с. 104—113.

УДК 556.33.551.76 (470.62/67)

К методике определения гидрогеологических параметров мезозойских отложений Восточно-Предкавказского артезианского бассейна. Д. А. Дибиров, П. К. Тумалаева, К. Д. Джабраилова. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 3—11.

Приведенный в статье методический подход к оценке параметров глубоких водоносных горизонтов дает возможность определить параметры как небольших участков, так и артезианских бассейнов. Показано, что данные эксплуатации газонефтяных месторождений могут быть использованы для определения ряда параметров, представляющих интерес для оценки ресурсов подземных вод. Рис. — 2, табл. — 2, библиограф. — 6 назв.

УДК 550.42 (470.67)

Геохимия некоторых тяжелых металлов в рассолах газонефтяных месторождений Северного Дагестана. З. М. Штанчаева. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 12—25.

В работе рассмотрены основные закономерности распределения тяжелых металлов: Сг, Мп, Fe, Со, Ni, Си, Zn в пластовых водах (рассолах) газонефтяных месторождений Северного Дагестана. Приведены средние значения концентраций микроэлементов из 200 проб исследованных хлоридных вод. Содержание хрома в этих водах определено впервые. Устанавливается прямая зависимость между средним содержанием тяжелых металлов, глубиной залегания, общей минерализацией и степенью метаморфизма пластовых вод. Рис. — 2, табл. — 4, библиограф. — 14 назв.

УДК 550.348:550.84:553 (470.67)

О роли сейсмичности и разломной тектоники в массопереносе в земной коре, формировании геохимических аномалий и месторождений полезных ископаемых. Д. Г. Осика. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 26—34.

Устанавливается иницирующая роль сейсмичности и разломной тектоники в транспортировке рудных элементов гидротермами и в формировании геохимических аномалий в приповерхностных отложениях над залежами различных полезных ископаемых. Для повышения эффективности прямых геохимических методов поиска полезных ископаемых предлагается про-

ведение их в периоды усиления сейсмической активности и в связи с отдельными землетрясениями. Рис. — 3, библиограф. — 14.

УДК 550.348:550.84:553 (470.67)

Гидрогеологические условия формирования уникальных минеральных вод типа «Нафтуса» и прогноз их нахождения в Дагестане. А. Г. Аскеров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 35—38.

В работе прогнозируется возможность обнаружения на территории Азербайджана и Южного Дагестана минеральных вод типа «Нафтуса», по сходству химического состава. Библиограф. — 9 назв.

УДК 556.382 (470)

Межпластовые перетоки и их роль в формировании ресурсов и химического состава подземных вод глубоких горизонтов (на примере Восточного Предкавказья). Д. А. Дибиров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 39—45.

Высокие пластовые давления и температуры, характерные для глубоководной части Восточно-Предкавказского артезианского бассейна, благоприятствуют вертикальной миграции пластовых флюидов через глинистые отложения. Показано, что даже на соседних площадях наблюдаются большие перепады напоров и разнонаправленность межпластовых перетоков. Поэтому при оценке ресурсов подземных вод каждую площадь целесообразно рассматривать обособленно как отдельный эксплуатационный участок. Установлено, что аномалии в вертикальном распределении химического состава подземных вод обусловлены наличием межпластовых перетоков. Количественная оценка перетекаемой воды показывает, что объемы перетекания составляют значительную величину, сопоставляемую с отборами пластовой жидкости при разработке газонефтяных месторождений. Продолжительная эксплуатация последних привела к существенному увеличению разницы напоров в смежных горизонтах и вместе с тем увеличению количества перетекаемой воды. Табл. — 2, библиограф. — 7 назв.

УДК 550.42:546.1.551.76 (470.67)

Влияние залежей нефти и газа на распределение микрокомпонентов в подземных водах мезозоя северного Дагестана. П. К. Тумалаева. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 46—48.

В статье рассматриваются миграция и распределение микроэлементов в подземных водах газонефтяных месторождений северного Дагестана, которые закономерно связаны с процессом диффузии и степенью удаленности от фазового контакта. Табл. — 1, библиограф. — 7 назв.

Об изотопных исследованиях углекислых вод Дагестана. И. М. Газалиев. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 49—53.

По данным изотопного состава углерода, водорода, гелия и аргона рассматриваются вопросы происхождения углекислых вод Дагестана. Устанавливаются источники и пути миграции компонентов этих вод. Табл. — 1, библиография — 11 назв.

УДК 551.49:550.4 (470.67)

Изотопный состав воды рек Дагестана. Л. Д. Осика. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 54—57.

Установлено, что воды малых рек — изотопнотяжелые, больших — питающихся, в основном водами таяния ледников и снежников высокогорья — изотопнолегкие. Для больших рек характерно утяжеление изотопов водорода и кислорода в нижнем их течении. На основе установленной вертикальной зональности в изотопии вод в реках Дагестана делаются выводы о генезисе этого явления и устанавливается очевидная причина долгожительства населения горных стран, заключающаяся в употреблении изотопнолегкой воды, по сравнению с населением равнинных территорий. Табл. — 1, библиография — 2 назв.

УДК 550:40

К вопросу генезиса сульфидных вод предгорного Дагестана. Т. М. Сулжиева, И. И. Волков. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 58—62.

При изучении режима, окислительно-восстановительного и щелочно-кислотного равновесия в различных месторождениях сульфидных вод Дагестана, с привлечением изотопных определений серы, получены данные, позволяющие установить генезис сероводорода в крупных водопроявлениях сульфидных вод региона. Табл. — 2, библиография — 1 назв.

УДК 550.4.01.02 (47)

К методике количественного определения метаборной кислоты в высокоминерализованных водах (на примере Тарумовской площади). Т. Ф. Голик. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 63—65.

В статье предложен способ связывания железа в рассолах Тарумовской площади, мешающий определению метаборной кислоты объемным методом. Библиография — 3 назв.

О содержании мышьяка в минеральных водах Дагестана. Т. Ф. Голик, Л. Д. Шаповалова. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 66—73.

В работе приведено содержание мышьяка в минеральных источниках и скважинах на территории Дагестана, установлена тенденция к накоплению его в водах с высокой минерализацией хлоридно-натриевого типа. Указаны минеральные источники, по бальнеологическим нормам относящиеся к мышьяковистым. Табл. — 1, библиография — 5 назв.

УДК 552.3(551.24:629.78)

Выявление блокового строения юго-восточной части большого Кавказа дистанционными методами. Г. Г. Бунин, С. М. Гусейханов. Сб.: «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 74—79.

На основании анализа космоснимков, геолого-геоморфологических и геофизических исследований выявлены особенности блокового строения палеозойского фундамента под покровом мезозойской складчатости. Установлено, что в формировании структурного плана древнего палеозойского фундамента ведущая роль принадлежит системе ортогональных подвижных линейментных зон с ориентировкой $340^\circ 70'$, герцинид — $317^\circ 47'$, киммеридж — $295^\circ 25'$, альпид и современного напряженного состояния земной коры — $270^\circ 0'$.

Выявленные закономерности блокового строения вполне согласуются с представлениями о слоисто-блоковой модели земной коры. Это создает хорошую основу для новых гидро-геохимических и металлогенических построений. Рис. — 4, библиография — 5 назв.

УДК 550.367

Гравитационная энергия пластовых флюидов. Г. М. Гайдаров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 80—84.

В статье приведена зависимость для определения гравитационной энергии в сравнении с геотермальной. Приведен пример расчета для условий Тарумовского геотермального месторождения. Величины гравитационной энергии пластовых флюидов малы по сравнению с геотермальной энергией, составляя несколько процентов от последней. Рис. — 1, библиография — 1 назв.

УДК 551.244

Оценка энергии оседания земной толщи при разработке флюидных месторождений. Г. М. Гайдаров, С. Я. Аскеров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 85—89.

Проведена сравнительная оценка энергии оседания пластов, которая сопутствует разработке флюидных месторождений с геотермальной энер-

гней. Показано, что величина этой энергии возрастает с глубиной, оно мало по абсолютному значению и не представляет практического интереса, но может играть существенную роль при разработке флюидных месторождений, обеспечивая получение значительных дополнительных объемов продукции пласта (нефть, вода и др.). Рис.— 1, библиография.— 5 назв.

УДК 551.49.069.84.534.838.4.08

Влияние ультразвука на дегазацию геотермальных вод в потоке при встречном направлении потока воды и потока акустических волн. В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов, А. Г. Кадыров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 90—96.

В работе излагается подробное описание экспериментальной установки для дегазации геотермальных вод в потоке и при встречном направлении потока воды и потока акустических волн (дегазационная камера — вариант 3), условия проведения опытов.

Представлены в графическом виде результаты экспериментов и произведен их анализ. Рис.— 2, библиография.— 5 назв.

УДК 551.49.66.069.84.534.838.4

Перспективные варианты применения ультразвуковой дегазации в геотермии. В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов, А. Г. Кадыров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 97—105.

В работе рассматриваются назначение и возможные варианты использования ультразвуковой дегазации в геотермии, такие как:

- дегазация с целью стабилизации состава воды для устранения углекислотной агрессивности;
- дегазация с целью управления углекислотным равновесием при магнитной обработке;
- глубокая дегазация, с целью выделения солей из воды;
- выделение горючих газов из воды;
- дегазация с целью устранения коррозии;
- дегазация с целью выделения всех газов, вредных для организма человека, а также создающих газовые пробки в геотермальных системах. Некоторые из направлений рассматриваются более подробно. Библиография.— 20 назв.

УДК 550.348:550.553 (470.67)

О диагенетических изменениях минералогического состава раковин моллюсков в зависимости от условий их захоронения. М. Б. Хеиров, Э. Г.-М. Алиева, А. М. Магомедов. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 106—113.

В работе делается вывод о значении среды обитания на образование

химического состава раковин моллюсков различных стратиграфических комплексов Азербайджана. Рис.— 2, библиография.— 6 назв.

УДК 502.7.(470.67)

Вопросы охраны природных вод Дагестана. Ю. А. Кагиров, М. К. Курбанов, О. А. Татаев. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 114—122.

В работе уделяется внимание основным источникам загрязнения речных вод Дагестана. Дается краткий анализ каждой из мер комплекса мероприятий по охране природных вод Дагестана на региональном и локальном уровнях. Таблицы.— 2, библиография.— 6 назв.

УДК 553.624:551.46/48(470.67)

Гранулометрический состав наносов и гидрохимия вод р. Сулака. И. Б. Багиров. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 123—130.

Дается краткий обзор и характеристика взвешенных наносов. Результаты исследований особенностей гранулометрического состава взвешенных наносов дают полное представление о размерах наносов на всех фазах гидрологического режима реки Сулак, а также о гидрохимии ее вод. Рис.— 1, таблица.— 1, библиография.— 8 назв.

УДК 556.535.8:628.394 (470.67)

К вопросу изучения процессов загрязнения реки Самур. Ю. А. Кагиров, О. А. Татаев. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 131—135.

В работе рассматриваются основные источники загрязнения р. Самур, а также характер и степень загрязненности речных вод на современном уровне. Таблица.— 1, библиография.— 14 назв.

УДК 550.40 (470.67)

История изученности Ахтынских минеральных вод и некоторые закономерности изменения их химического состава. З. М. Штанчаева, М. С. Гасанова, А. Б. Мегаев. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 136—146.

Статья отражает историю изученности минеральных источников Ахтынского района и сопоставляет наши исследования с аналитическими данными других исследователей, изучения изменения химического состава, температуры, некоторых микроэлементов, а также выяснение возможности использования источников в народном хозяйстве и бальнеологии. Таблица.— 3, библиография.— 13 назв.

Рудно-магматическая зональность и автоволновой процесс. Г. Г. Бунин. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 147—153.

Рассматривается рудно-магматическая зональность с позиции автоволнового процесса. Показано, что все многообразие магматических пород и руд, их дифференциация и зональность есть результат направленной (прямой и обратной, центробежной и центростремительной) химической эволюции в оболочках Земли. Поэтому магматические интрузии и рудные месторождения можно рассматривать в качестве генетических моделей со сложным поведением колебательных систем (пульсации, мерцания), отражающих циклические и периодические геохимические процессы во времени и в пространстве. Рис.— 2, библи.— 9 назв.

УДК 556.38; 556.535.8:628.394

Некоторые проблемы загрязнения водных источников Дагестана. С. Х. Магидов. Сб. «Гидрогеология и гидрогеохимия подземных вод Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 31, 1984, с. 154—159.

В работе рассмотрены вопросы загрязнения водных источников Дагестана, обсуждены последствия влияния этих загрязнений на среду обитания и предложены некоторые рекомендации по снижению уровня вредного воздействия на окружающую среду. Библи.— 9 назв.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Д. А. Дибиров, П. К. Тумалаева, К. Д. Джабраилова. К методике определения гидрогеологических параметров мезозойских отложений Восточно-Предкавказского артезианского бассейна	3
2. З. М. Штанчаева. Геохимия некоторых тяжелых металлов в рассолах газонефтяных месторождений Северного Дагестана	12
3. Д. Г. Осика. О роли сейсмичности и разломной тектоники в массопереносе в земной коре, формировании геохимических аномалий месторождений полезных ископаемых	26
4. А. Г. Аскеров. Гидрогеологические условия формирования уникальных минеральных вод типа «Нафтуса» и прогноз их нахождения в Дагестане	35
5. Д. А. Дибиров. Межиластовые перетоки и их роль в формировании ресурсов и химического состава подземных вод глубоких горизонтов (на примере Восточного Предкавказья)	39
6. П. К. Тумалаева. Влияние залежей нефти и газа на распределение микроэлементов в подземных водах мезозоя Северного Дагестана	46
7. И. М. Газалиев. Об изотопных исследованиях углекислых вод Дагестана	49
8. Л. Д. Осика. Изотопный состав воды рек Дагестана	54
9. Т. М. Сулжиева, И. И. Волков. К вопросу генезиса сульфидных вод Предгорного Дагестана	58
10. Т. Ф. Голик. К методике количественного определения метаборной кислоты в высокоминерализованных водах (на примере Тарумовской площади)	63
11. Т. Ф. Голик, Л. Д. Шаповалова. О содержании мышьяка в минеральных водах Дагестана	66
12. Г. Г. Бунин, С. М. Гусейханов. Выявление блокового строения юго-восточной части большого Кавказа дистанционными методами	74
13. Г. М. Гайдаров. Гравитационная энергия пластовых флюидов	80
13. Г. М. Гайдаров, С. Я. Аскеров. Оценка энергии оседания	
14. Г. М. Гайдаров, С. Я. Аскеров. Оценка энергии оседания земной толщи при разработке флюидных месторождений	85
15. В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов, А. Г. Кадыров. Влияние ультразвука на дегазацию геотермальных вод в потоке при встречном направлении потока воды и потока акустических волн	90

16. В. Т. Чибисов, Ю. И. Султанов, А. Г. Кадыров. Перспективные варианты применения ультразвуковой дегазации в геотермии	97
17. И. Б. Хеиров, Э. Г.-М. Алиева, А. М. Магомедов. О диагнетических изменениях минералогического состава раковин моллюсков в зависимости от условий их захоронения	106
18. Ю. А. Кагиров, М. С. Курбанов, О. А. Татаев. Вопросы охраны природных вод Дагестана	114
19. И. Б. Багиров. Гранулометрический состав взвешенных наносов и гидрохимия вод реки Сулак	123
20. Ю. А. Кагиров, О. А. Татаев. К вопросу изучения процессов загрязнения реки Самур	131
21. З. М. Штанчаева, М. С. Гасанова, А. Б. Мегаев. История изученности Ахтынских минеральных вод и некоторые закономерности изменения их химсостава	136
22. Г. Г. Бунин. Рудно-магматическая зональность и автоволновой процесс	147
23. С. Х. Магидов. Некоторые проблемы загрязнения водных источников Дагестана	154

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ГИДРОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

(Сборник статей)

Редактор *Т. Б. Гаджиева*
Технический редактор *Н. В. Жукова*

Сдано в набор 18.03.1985. Подписано в печать 02.06.1985.
С01811. Формат 60×90^{1/16}. Бум. типогр. № 2. Литературная гарнитура.
Печать высокая. Усл. п. л. 10,5. Уч.-изд. л. 9,3. Тираж 300.
Зак. № 314. Цена 55 коп.

Типография Дагестанского филиала АН СССР,
г. Махачкала, 5-й жилгородок, корпус 10.