

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

**КАРТЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД  
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР**

**МАСШТАБА 1:600 000**

**МОСКВА 1973**

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
УПРАВЛЕНИЕ СОВЕТА МИНИСТРОВ  
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР ПО ГЕОЛОГИИ  
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ

550.351.553.79.3/191

# КАРТЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

МАСШТАБА 1:600 000

Объяснительная записка

Составитель *Г.Б.Кенгерлинская*

Редакторы: *М.А.Кашкай, В.Ф.Маврицкий, Т.Г.Гаджиев*

Утверждено гидрогеологической секцией Научно-редакционного совета ВСЕГЕИ при  
ВСЕГИНГЕО 9 декабря 1971 г., протокол № 8

МОСКВА 1973



1038

## ВВЕДЕНИЕ

Наряду с традиционными видами энергии и топлива глубинное тепло Земли является важным и практически доступным источником природных богатств.

В связи с постановлением Совета Министров СССР "О развитии работ по использованию в народном хозяйстве глубинного тепла Земли" (1963 г.) в марте 1964 г. в г.Москве было проведено совещание по геотермическим проблемам в СССР. Это совещание осветило широкое развитие геотермальных исследований в Советском Союзе, наметило ряд мероприятий по дальнейшему расширению работ в этой области (в частности, изучению термальных вод и парогидротерм) и дало обоснованные рекомендации, способствующие быстрейшему развитию работ по практическому освоению глубинного тепла Земли.

Многолетний опыт использования земного тепла в СССР и за рубежом показал экономическую выгоду эксплуатации этого источника энергии. Запасы геотермальной энергии, как правило, бывают достаточными для возмещения всех затрат по ее добыче и обеспечивают значительную прибыль.

Главнейшие преимущества геотермальных источников энергии заключаются в значительных и постоянно возобновляемых естественных запасах и их широком распространении, что дает возможность получить энергию непосредственно на месте ее потребления и избавляет от необходимости ее дальнейшей транспортировки. Кроме того, этот вид энергии характеризуется равномерностью поступления при эксплуатации и позволяет легко и полно применять средства автоматизации.

Тепло термальных вод можно использовать для различных видов теплоснабжения и в ряде мест попутно получать ценные химические продукты: йод, бром, бор и др. Наконец, термальные воды, как правило, обладают целебными свойствами, поэтому их можно применять в лечебных целях. Такое комплексное использование гидро-

термальных ресурсов позволяет снизить стоимость единицы отпускаемого тепла и энергии, а также стоимость бальнеологических процедур и получаемых химических веществ.

Азербайджанская ССР обладает значительными запасами высокотермальных напорных глубинных вод, тепловая энергия которых может быть с успехом использована для развития различных отраслей промышленности и интенсификации сельского хозяйства.

Управлением Совета Министров Азербайджанской ССР по геологии в 1964–1968 гг. было проведено изучение термальных вод Азербайджана. Было обследовано около 2000 водоупунктов (скважин, источников), вскрывших темальные воды как в горных, так и в низменных районах республики. Одновременно были использованы фондовые материалы Министерства нефтедобывающей промышленности, треста "Азнефтеразведка", Министерства водного хозяйства и конторы "Азгеокаптажминвод". Были изучены разрезы и данные испытаний по 3000–3500 глубоким скважинам.

В результате были составлены погоризонтные карты термальных вод, сводная карта распространения термальных вод Азербайджанской ССР, схематические гидрогеотермические разрезы, подсчитаны прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод.

Погоризонтные карты термальных вод построены по скважинам, вскрывшим наиболее перспективные водоносные комплексы: ашшеронский и акчагыльский; сабунчинской и подкирмакинской свиты продуктивной толщи Ашшеронского полуострова; продуктивной толщи Юго-Восточной Ширвани; майкопских отложений Кировабадской нефтегазоносной области Куринской депрессии; меловых отложений Курсарской наклонной равнины и Куринской депрессии в пределах Кировабадской нефтегазоносной области.

Погоризонтные карты составлены на основе структурных карт соответствующих отложений. Структурная карта по подошве ашшеронских, акчагыльских отложений и по I Казанбулахскому горизонту майкопских отложений взята из материалов Института геологии АН Азербайджанской ССР (А.Г.Агабеков, Ф.С.Ахмедбеги, А.М.Агабеков и др.).

Структурная карта по кровле продуктивной толщи взята из сводных геофизических работ филиала института ВНИИГеофизика (А.Г.Ахмедов, В.И.Куликов и др.).

Сводная и погоризонтные карты термальных вод составлены по методике института ВСЕГИНТЕО, разработанной руководителем лаборатории термальных вод кандидатом геолого-минералогических наук Б.Ф.Маврицким. ("Методические указания по составлению карт распространения термальных вод в масштабе 1:500 000 и 1:200 000", 1967 г.).

На погоризонтных картах показываются: границы артезианского бассейна, геологические границы развития комплексов, стратозогишсы кровли или подошвы, а также температурные зоны по кровле или подошве этих комплексов; зоны минерализации, направление движения термальных вод, контур самоизливающихся вод, контуры площадей распространения термальных вод, содержащих промышленно ценные компоненты, и основные водоупоры.

На картах распространения термальных вод (сводная карта) даются контуры площадей распространения термальных вод по отдельным водоносным комплексам. Первые от поверхности комплексы с термальной водой закрашиваются в цвет возраста пород комплекса. Границы контуров нижележащих комплексов показаны цветом, соответствующим стратиграфической принадлежности водоносного комплекса. На карте нанесены рельеф фундамента (изогишсы поверхности консолидированной коры) артезианского бассейна и границы температурных зон по его поверхности, кроме того, приведены сводные литолого-геотермические разрезы.

Гидрогеотермические разрезы проводились по наиболее характерным направлениям и отображают основные закономерности распространения, условия залегания, питания и разгрузки термальных вод, а также взаимосвязь термальных вод различных водоносных комплексов, изменение минерализации, химического и газового состава.

Совместно с ВСЕГИНГЕО подсчитаны прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод апшеронского, акчагыльского, майкопского и мелового водоносных комплексов Куринской впадины (Кировабадский район). Кроме того, нами подсчитаны прогнозные запасы термальных вод апшеронского и мелового комплексов Кусарской наклонной равнины.

Все работы по изучению термальных вод Азербайджанской ССР проводились под руководством кандидата геолого-минералогических наук Г.Б.Кенгерлинской. Ею же составлены все погоризонтные карты, сводная карта и разрезы, написана объяснительная записка. В сборе и обработке материалов принимали участие гидрогеолог М.Х.Байрамова и техник Т.Б.Писарева. Характеристика термальных вод Ленкоранской области составлена И.И.Тагиевым.

В процессе работы и подготовки рукописи к печати автор пользовался консультациями и советами академика АН АзССР М.А.Кашкай, доктора геолого-минералогических наук Ф.А.Макаренко и кандидатов геолого-минералогических наук Б.Ф.Маврицкого и Т.Г.Гаджиева. Всем указанным лицам автор выражает искреннюю признательность.

## ГЛАВА I

### ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Многие термальные источники республики были известны издавна и использовались местным населением для лечебных целей.

Замеры температуры вод в нефтяных скважинах Сабунчинской площади Апшеронского полуострова были начаты еще в 1880 г. Л. Бецевичем. Об отдельных термальных источниках горных районов Азербайджана известно по литературным данным с середины прошлого столетия. Однако сведения эти за период 1866–1897 гг. носили эпизодический характер. Сообщения в печати давались в связи с общими геологическими исследованиями, проводившимися Г. Абихом (1873), Д. Ильиным (1866), Т. Н. Кошевским (1897) и др. Ряд статей были напечатаны в газете "Кавказ", в журнале "Целебный Кавказ" и др.

Систематическое изучение температуры вод нефтяных месторождений Апшерона относится к началу XX в., оно проводилось Д. В. Голубятниковым (1906), М. В. Абрамовичем (1911), Я. В. Гавриловым (1911) и другими исследователями.

В первые годы установления советской власти в Азербайджане К. Н. Паффенгольц, А. Конюшин (1926 г.), Г. Ф. Чураин (1926 г.), А. В. Лангваген (1926–1928 гг.) в своих рукописях, отчетах и опубликованных трудах описали ряд термальных источников (Елису, Ленкорань и Дарыдаг).

В период 1926–1928 гг. и в 1931 г. И. Н. Яковлев, К. Н. Паффенгольц, Я. В. Лангваген (1931) тщательно изучали геологическое строение района Дарыдагских мышьяковистых минеральных вод, которые ими были отнесены к типу холодных. Лишь за последние годы по проекту М. А. Кашкай пробуренные "Азгеокаптажминвод" буровые скважины вывели здесь гипотермальную воду с температурой около 53°C (глубина 662 м).

А. Г. Аскеров (1939) изучал термальные воды Астара–Ленкорань–Масаллинской области и северо-восточной части Азербайджанской ССР. В том же 1939 г. Б. Тагиев производил гидрогеологические, а В. Т. Кедрова физико-химические исследования в районе источников Минкенд–Ахмедлы (Лачинский район).

С 1926 по 1940 г. были произведены замеры температуры вод на Кировском месторождении: в 1926 г. Московским нефтяным институтом, в 1935 г. сотрудниками Азербайджанского научно-исследовательского института им. Куйбышева под руководством И. Ф. Самой-

лова и в 1940 г. А.Н.Снарским и П.И.Никитиным. В дальнейшем систематические геотермические исследования в нефтяных районах Азербайджана производились Ш.Ф.Мехтиевым, С.А.Алиевым и др. (Апшеронский, Сиазанский, Кировабадский районы). Ш.Ф.Мехтиев и А.С.Байрамов (1953) охарактеризовали условия формирования подземных вод Ленкоранской области.

В 1951–1952 гг. под руководством М.А.Кашкай проводились комплексные геолого-гидрогеологические исследования Академией Наук АзССР совместно с Минздравом АзССР и конторой "Союзгеокаптажминвод" в районе курорта Истису Кельбаджарского района.

В 1963–1964 гг. сотрудниками института ВНИГАЗ под руководством В.Д.Зоркина и В.Д.Безродного проводились геотермические исследования в Юго-Восточной Ширвани и Ленкоранской области, а Институтом нефти и химии им.М.Азизбекова (Т.Мустафаев и А.К.Гусейнов) – в пределах нефтепромыслового управления "Ширваннефть".

В 1965–1967 гг. Управление Совета Министров Азербайджанской ССР по геологии совместно с Институтом геологии АН АзССР (Г.Б.Кенгерлинская и А.С.Алиев) проводило геотермические исследования на Апшеронском полуострове (НИУ им. 26 Бакинских комиссаров) и в Кировабадской нефтегазоносной области (Нафталан-Борсунлинский участок).

В последние годы М.А.Кашкай изучал термальные воды Минкенд-Ахмедлинской зоны в Лачинском районе, Астара-Ленкорань-Масалинской области, южного и северо-западного склонов Большого Кавказа и центральной части Малого Кавказа.

Минеральным, в том числе термальным, водам Азербайджана посвящены три монографии: М.А.Кашкай (1952), Ш.М.Гасанова (1952) и А.Г.Аскерова (1953). Эти работы представляют собой обобщающие труды по состоянию минеральных источников республики, в них освещены вопросы геологии, генезиса месторождений минеральных вод, их физико-химические характеристики, а также лечебные свойства.

В 1960 г. Управлением Совета Министров Азербайджанской ССР по геологии и конторой "Азгеокаптажминвод" совместно с курортным Управлением АСПС, АН Азерб.ССР, Азербайджанским государственным университетом и Азербайджанским научно-исследовательским институтом курортологии им. С.М.Кирова было проведено первое республиканское гидрогеологическое совещание, посвященное 40-й годовщине Коммунистической партии Азербайджана, на котором освещались вопросы изучения и эксплуатации термальных и минеральных вод Азербайджанской ССР.

В 1963 г. была издана групповая сводная монография "Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использова-

ния" под редакцией Ф.А.Макаренко. В этой работе обобщен и систематизирован большой фактический материал по термальным водам СССР и, в частности Азербайджанской ССР, (авторы М.А.Кашкай, С.А.Алиев), дающий представление об их распространении в региональном плане.

В 1964 г. Г.Б.Кенгерлинской была составлена карта термальных вод республики в масштабе 1:2 500 000 и дана краткая гидрогеотермическая и гидрогеохимическая характеристика термальных вод. Эта карта вошла как составная часть в общесоюзную карту термальных вод.

В 1965 г. была впервые издана геотермическая карта республики (авторы М.А.Кашкай и С.А.Алиев). На этой карте указаны геолого-структурные и геотермические условия районов распространения термальных вод и их геохимические особенности, а также газовый состав вод.

С 1964 по 1968 г. Управлением Совета Министров Азерб.ССР по геологии под руководством И.И.Тагиева проводились поисково-разведочные работы на термальные воды на территории Талыша и Ленкоранской низменности с целью выявления возможностей использования термальных вод для различных народнохозяйственных нужд. В результате бурения в районе источников Масаллы, Ленкорань, Астара с глубин от 30-500 (Астара) до 1000 м (Ленкорань) получены термальные воды с температурой 40-50°C и со значительным дебитом. Подробная характеристика минеральных термальных вод Талыша приведена в работах А.М.Бабаева (1968 г.), А.М.Магеррамовой (1969 г.) и И.И.Тагиева (1970 г.).

В 1965-1967 гг. ревизионно-тематической партией Азербайджанской гидрогеологической экспедиции под руководством Г.Б.Кенгерлинской произведена ревизия всех водопунктов республики, вскрывших термальные воды, с целью выяснения возможности использования их для различных нужд народного хозяйства.

На основании полученных данных ревизии, а также литературных данных составлены сводная карта распространения термальных вод масштаба 1:600 000 и послонные карты по водоносным комплексам неогеновых и мезозойских отложений, выделены перспективные участки и по ним подсчитаны прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод.

Первый ТЭД по термальным водам Ленкоранской, Апшеронской областей и курорта Истису составлен в 1964 г. АН Азерб.ССР и Московским институтом инженеров сельскохозяйственного производства (авторы М.А.Кашкай, А.А.Аптонюк, С.А.Алиев).



В 1968 г. лабораторией отопления и вентиляции ЦНИИЭП инженерного оборудования при Госплане СССР под руководством Б.А. Локшина составлены два ТЭДа для Кировабадского и Ленкоранского районов.

В 1968 г. ТЭД по термальным водам Кировабадского района разработан институтом ВСЕИИГЕО (авторы Б.Ф. Маврицкий, Л.Ф. Полуботко).

Вышеперечисленные ТЭДы составлены с целью обоснования геологоразведочных работ на термальные воды и строительства эксплуатационных сооружений.

## ГЛАВА II ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

По геоструктурным и гидрогеотермическим условиям территории Азербайджанской ССР можно разделить на ряд областей и районов:

I. Большой Кавказ с районами: горная зона, Прикаспийско-Кубинская зона (Кусарская наклонная равнина).

II. Апшеронский полуостров.

III. Малый Кавказ с районами: горная зона, Нахичеванская впадина и ее обрамления.

IV. Горный Талыш и Ленкоранская низменность.

V. Куринская впадина.

Термальные воды Азербайджана описываются отдельно по выделенным районам.

### БОЛЬШОЙ КАВКАЗ

#### Термальные воды горной зоны Большого Кавказа и Кусарской наклонной равнины

Горная зона Большого Кавказа в пределах Азербайджана состоит из двух основных хребтов: Главного Кавказского (Водораздельного) и параллельного ему Бокового.

В геологическом строении Большого Кавказа участвует в основном дислоцированный комплекс мезозойских пород (юра, мел), которые в периферийных частях покрыты более молодыми кайнозойскими отложениями.

Отложения юрского возраста широко развиты в горной части, где их нижний и средний отделы представлены преимущественно аспидными сланцами, песчаниками, известняками, аргиллитами и мергелями, а верхний — карбонатными породами. Налегавшие на них отложения нижнего мела имеют весьма широкое распространение. Они представлены всеми ярусами и выражены различными породами, главным образом во флишевой фации. Верхнемеловые отложения начинаются вулканогенно-осадочной толщей, переходящей выше в песчаники, глины и известняки. Палеогеновые отложения (глины, конгломераты) принимают участие в строении низкогорной зоны.

Все эти отложения в различной степени дислоцированы и разбиты системой крупных разломов, с которой связаны выходы термальных вод.

Термальные воды юго-западного склона Большого Кавказа связаны с линиями тектонических разрывов северо-западного направления и поэтому в расположении термальных источников наблюдается определенная линейность. Аномальные гидрогеотермические участки располагаются в основном на пересечении глубоких эрозионных долин линиями разрывных нарушений. К таким участкам относятся группы термальных источников, имеющих температуру воды (в °С): Елису — 40-31, Курмых — около 31, Халхалские — 32-33, Бумские — 33-39, Чаганские — 31.

В районе источников Елису широкое развитие получили породы среднеюрской метаморфической толщи, представленной тонким чередованием серых песчаников и глинистых сланцев. Термальные воды циркулируют по тектоническим трещинам и плоскостям расщепления сильно крошащихся глинистых сланцев. В геологическом строении Курмыхской термальной зоны принимают участие среднеюрские отложения, представленные серыми плотными песчаниками. Выходы термальных вод приурочены к линиям нарушений, идущим в северо-западном направлении. Термальные воды Халхалских источников пробиваются через галечниковые отложения, покрывающиеся плотными мергелистыми известняками нижнего мела и верхней юры. Чаганские источники выступают из трещиноватого песчаника мела.

Все термальные воды юго-западного склона слабоминерализованные с величиной плотного остатка 0,3-1,7 г/л; тип воды гидрокарбонатно-сульфатно-натриево-кальциево-магниевый; ощущается запах сероводорода.

Термальные воды северо-восточного склона Большого Кавказа так же как и юго-западного, связаны своими выходами с линиями тектонических нарушений. По Халтанскому разрыву наблюдаются выходы горячих вод Конахкендского района. Халтанские термальные

источники с температурой 46,8-47,8°C приурочены к крутому, почти вертикальному разрыву, разделяющему ядро крупного антиклинального поднятия хребта Кайтар-Годжа и секущему зеленовато-серые песчаники и конгломераты верхнемеловых и нижнемеловых отложений.

Выход Хашинских источников (температура воды 40°C) связан с разломом, секущим юрские глауконитовые песчаники и глины. По линии разрыва пришли в соприкосновение титонские песчаники и ааленские глины.

Сероводородные источники Джими (температура воды 41°C) выходят по трещине в карбонатных породах пестроцветной толщи бабадагского горизонта (Ст<sub>2v</sub>), собранных в антиклинальную складку. Источники Джими приурочены к северо-западной части той же термальной линии, на которой расположены Халтанские и Хашинские источники.

Воды северного склона Большого Кавказа слабоминерализованные. Величина плотного остатка изменяется от 0,8 до 1,7 г/л. Во всех источниках ощущается запах сероводорода. Из вод Хашинских источников постоянно выделяется метан. Химический состав воды в основном гидрокарбонатно-натриево-кальциевый.

Общая характеристика термальных вод горной зоны Большого Кавказа дана в табл. I.

**Прикаспийско-Кубинская зона (Кусарская наклонная равнина)** в пределах Азербайджана протягивается вдоль берега Каспийского моря от р.Сумгаит на юго-востоке до р.Самур на северо-западе.

В Прикаспийско-Кубинской зоне термальные воды приурочены к отложениям мезо-кайнозой, среди которых выделяются водоносные комплексы: ашшеронский (N<sub>2ар</sub>), конкский (N<sub>1кп</sub>), майкопский (P<sub>3</sub>-M<sub>1</sub>), меловой (Ст) и юрских отложений (J). Для водоносных комплексов ашшеронского яруса и меловых отложений на основе структурных карт автором составлены погоризонтные карты термальных вод.

Для территории Сиазанской нефтегазоносной области (Сиазанская моноклинал) составлены карты - срезы для глубин 500, 1000 и 1500 м.

Ниже приведена краткая характеристика термальных вод Кусарской наклонной равнины по отдельным водоносным комплексам.

Водоносный комплекс ашшеронских отложений в пределах района распространен повсеместно. Его водоносность характеризуется по материалам эксплуатационных и разведочных скважин, пробуренных до глубины 850-900 м.

В пределах Кусарской наклонной равнины термальные воды ашшеронского комплекса встречены на глубине от 200-250 м. При-

Общая характеристика термальных

№ источника по карте	Название и местоположение источника	Литологический состав водовмещающих пород и их возраст	Температура воды, °С	Дебит воды, л/сек	pH	Минерализация, г/л
1	2	3	4	5	6	7
11	Закатальский район, в 0,5 км к СВ от сел. Джимджимах	Известняки, песчаники (верхний ярус)	22	0,3		1,4
16	Ист. Елису, Кахский район, в 4 км от сел. Елису	Серые песчаники, глинистые и песчанистые сланцы (средняя яра)	40	2,0		0,9
17	Ист. Курмых, Кахский район, в 1 км выше сел. Елису	Плотный песчаник с прослаиванием глинистых сланцев (средняя яра)	31	0,7		1,7
18	Кахский район, с. Али-бегли	Конгломераты, песчаники и мергели (юра)	21	1,5	7,5	0,3
24	Между сел. Верхний и Нижний Ханага	Дельвиальные отложения (мел)	14	0,3	7,4	1,33
28	Ист. Халхал, Варташенский район, в 8 км выше сел. Халхал	Мергелистые известняки (нижний мел или верхняя яра)	27	0,3	7,5	0,3
29	Ист. Бум-1, Куткашенский район, в 5 км от сел. Камерван	Песчаники и глины мезозоя (юра)	39	3,0	7,5	109,0
29а	Ист. Бум-2, Куткашенский район, в 5 км к северу от сел. Камерван	Песчаники и глины мезозоя (юра)	33	0,2	7,5	1,03

вод горной зоны Большого Кавказа

Таблица I

Ионный состав (мг/л; мг.экв; % мг.экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub> <sup>'</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>"</sup>	Cl <sup>'</sup>	Na+K <sup>'</sup>	Mg <sup>"</sup>	Ca <sup>"</sup>		
8	9	10	11	12	13	14	15
646,5	160,5	391,5	503,0	14,60	15,70		
10,60	2,22	11,03	21,87	1,20	0,78		
44,46	9,30	46,24	91,69	5,04	3,27		
982,0	4,0	16,1	381,1	2,4	5,0	H <sub>2</sub> S - сл.	
16,09	0,08	0,45	16,1	0,28	0,25		
96,70	0,5	2,8	98,3	0,2	1,5		
890,1	35,2	14,9	328,6	7,3	26,8	H <sub>2</sub> S - 3,4	H <sub>2</sub> SiO <sub>4</sub> - 44,32
14,59	0,73	0,42	13,80	0,6	1,34		
92,70	4,64	2,66	87,67	3,82	8,51		
244,0	99,0	3,0	31,0	19,0	65,0		
4,00	2,06	0,08	1,34	1,56	3,24		
65,1	33,5	1,4	21,8	25,4	52,8		
414,0	691,0	26,0	193,0	83,0	178,0		F - 0,2;
6,80	14,37	0,73	6,20	6,82	8,88		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 2,3
31,0	65,6	3,4	28,3	31,1	40,6		
530,0	27,0	15,0	14,0	17,0	23,0	H <sub>2</sub> S+CO <sub>2</sub> - 0,4;	SiO <sub>2</sub> - 10;
9,40	0,56	0,42	6,63	1,40	1,15	H <sub>2</sub> - 2,0;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 9,0
69,2	17,6	13,2	19,8	44,0	36,2	CH <sub>4</sub> - 11,9;	
						N <sub>2</sub> - 68,6	
1005,0	39,0	43,0	430,0	6,0	11,0	H <sub>2</sub> S+CO <sub>2</sub> - 1,0;	SiO <sub>2</sub> - 15;
17,70	0,81	1,21	18,68	0,49	0,55	O <sub>2</sub> - 9,2;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 24,9
89,8	4,1	6,1	94,7	2,6	2,7	H <sub>2</sub> - 1,7;	
						CH <sub>4</sub> - 6,5;	
						N <sub>2</sub> - 81,6	
1091,0	44,0	41,0	449,0	5,0	11,0		SiO <sub>2</sub> - 15;
18,40	0,91	1,16	19,51	0,41	0,55		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18,3
89,9	4,4	5,7	95,3	2,1	2,6		

I	2	3	4	5	6	7
40	Ист. Хаши-1, Конахкендский район, в 3 км к ЮВ от сел. Хаши	Источник приурочен к стоку титонских песчаников и ааленских глин, красно-бурых песчаников и конгломератов (вра)	40,8	0,2	-	0,8
40а	Ист. Хаши-2, Конахкендский район, в 3 км к ЮВ от сел. Хаши	То же	37,0	0,2	-	0,8
41	Ист. Джими, Конахкендский район, в 5 км к югу от сел. Джими	Вода выступает из расщелин в коренных породах (мел)	41,0	Незначительный	7,4	0,8
42	Ист. Халтан-1, Конахкендский район, в 5 км от сел. Халтан	Песчаник трещиноватый, плотный, серый (верхняя вра и нижний мел)	47,8	2,0	-	1,1
42а	Ист. Халтан-2, Конахкендский район, в 4,5 км от сел. Халтан	Песчаник трещиноватый, плотный, серый (верхняя вра)	46,8	0,9	-	1,1
64	Ист. Чаган, Шемахинский район, в 1 км к западу от сел. Чаган	Известняки, песчаники (мел)	32,0	0,4	7,5	0,5

8	9	10	11	12	13	14	15
920,7 15,09 96,7	2,80 0,06 0,4	15,90 0,45 2,9	347,1 15,12 97,5	1,5 0,12 0,8	5,50 0,27 1,7	H <sub>2</sub> S - 9,40	H <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> - 44,58
905,4 14,9 95,9	7,80 0,2 1,1	16,7 0,5 3,0	347,1 15,1 97,5	2,0 0,2 1,0	4,6 0,3 1,5	H <sub>2</sub> S - 11,5	H <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> - 41,41
651,0 12,2 81,1	123,0 2,56 17,0	10,0 0,28 1,9	333,0 14,48 96,2	2,0 0,16 1,1	8,0 0,40 2,7	H <sub>2</sub> S+CO <sub>2</sub> - 1,1; H <sub>2</sub> - 4,7; CH <sub>4</sub> - 1,7; N <sub>2</sub> - 84,1	Br - 0,3; Ti - 0,4; Al - 0,002; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 2,3
1148,2 18,8 93,9	5,2 0,1 0,5	30,0 1,1 5,6	452,7 19,7 98,2	0,90 0,08 0,4	5,5 0,27 1,4	H <sub>2</sub> S - 12,2	H <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> - 42,26
1162,4 19,0 92,2	14,8 0,3 1,5	33,3 1,1 6,3	461,7 20,1 98,2	0,90 0,1 0,4	5,9 0,3 1,4	H <sub>2</sub> S - 10,5	H <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> - 45,46
122,0 2,00 21,0	25,0 0,52 5,4	249,0 7,02 73,6	203,0 8,03 92,5	2,0 0,16 1,7	11,0 0,55 5,8		Br - 2,8; F - 6,0; O <sub>2</sub> - 25; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 7,01

урочены они к песчаным слоям мощностью от 10 до 80-90 м, причем мощность водосодержащих пород уменьшается с глубиной.

Зона с температурой 20-40°C охватывает глубины 200-330 м, зона с температурой 40-50°C находится на глубине от 350 до 1200 м. С погружением апшеронских отложений от предгорий к морю температура воды увеличивается и на глубине 1220 м доходит до 50°C.

Воды апшеронских отложений напорные, фонтанирующие. Пьезометрический уровень воды устанавливается на отметке 0,5-81 м выше поверхности земли. Дебит скважин увеличивается по мере снижения отметок местности. На абсолютных отметках поверхности 140-150 м дебит скважин при самоизливе составляет 3-10 л/сек, а на отметках 50-60 м достигает 28-93 л/сек.

Подземные воды апшеронских отложений пресные, очень редко слабо солоноватые с величиной минерализации воды до 1,3 г/л, гидрокарбонатно-сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые и гидрокарбонатно-натриево-кальциевые. В ряде случаев в них содержится сероводород - до 10 мг/л.

Общая характеристика термальных вод апшеронского водоносного комплекса дана в табл. 2.

В Сиазанском нефтегазоносном районе термальные воды приурочены к коньским, майкопским и меловым отложениям. Они характеризуются слабым напором и малодобитны. В процессе эксплуатации обычно отмечается снижение дебита воды и нефти, что объясняется малой мощностью песчаных прослоек, их линзовидностью и глинистостью. Многочисленные замеры температур по нефтяным скважинам дали возможность подсчитать усредненные геотермические ступени для всей территории Сиазанской нефтегазоносной области (табл. 3). На основании полученных данных нами составлены три карты-среза для Сиазанского нефтегазоносного района: для глубин 500, 1000 и 1500 м.

Карта-срез для глубины 500 м (рис. 1) охватывает нефтеносные площади Чагдагор-Зорат, Сиазань-Нардаран, Амирханлы, Загли, Зейва и далее территорию узкой полосы вдоль берегов Каспийского моря до р. Вельвеличай.

Подземные воды в толще пород на 500 м приурочены к нескольким водоносным горизонтам (Рг<sub>3</sub>-N<sub>1</sub><sup>1</sup>, Cr). Температура их на изливе колеблется от 20 до 28°C (в интервале глубин 240-580 м).

Как было отмечено выше, ввиду очень малой мощности песчаных прослоек, дебит в скважинах очень незначителен - от 0,05 до 0,4 л/сек.

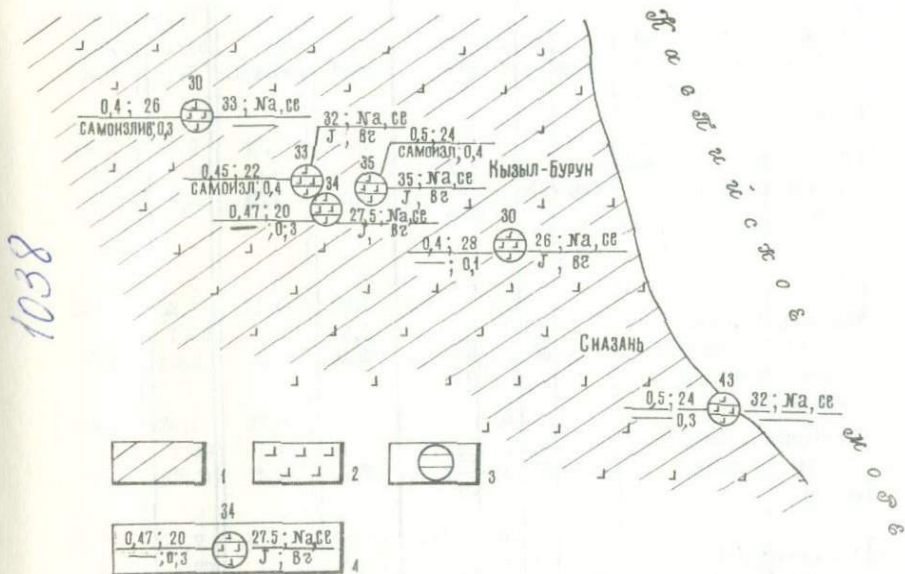


Рис. I. Карта-срез на глубину 500 м на площади Смазанского района

I - зона с температурой 20-40°С; 2 - зона с минерализацией воды на площадях и водоупниках 20-35г/л; 3 - водоупники, в газовом составе которых преобладает метан; 4 - опорные водоупники: цифра вверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация; слева в числителе - интервал опробования (км), температура воды (°С), в знаменателе - пьезометрический уровень от поверхности земли (м), дебит (л/сек); справа в числителе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и анионы, в знаменателе - микрокомпоненты



Общая характеристика термальных вод ашшеронского

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °С на изливе на глубине	Дебит скважины, л/сек	Статический уровень, м	pH	Минерализация, г/л
3	Хачмасский район, расположен в лесу, недалеко от моря по дороге Набрань-Ялама	513-607	$\frac{29}{29}$	10,2	20,0	7,5	1,2
5	Хачмасский район, на западной окраине сел. Ханоба, восточнее ж.д. Баку-Дербент	420-480	$\frac{24}{26}$	0,5	Самоизл.	-	0,5
7	Хачмасский район, восточная окраина сел. Леджет	412-442	$\frac{25}{25,7}$	3,0	2,5	8,4	0,3
9	Кусарский район, в 1,5 км СВ с. Ашагы-Леджет на берегу канала Ханарх	338-456	$\frac{23}{28,3}$	93,0	40,3	7,4	0,3
10	Худатский район, в 1,8 км ЮЗ ст. Худат	500-525	$\frac{25}{29}$	7,0	40,5	8,95	0,4
12	Кусарский район, 3,5 км ЮЗ сел. Ашагы-Леджет на левом берегу канала	715-765,5	$\frac{28}{40,9}$	28,0	40,0	-	0,6
14	Хачмасский район, в 2 км СЗ от сел. Хазри	479-500 Перфор.	$\frac{23}{27,9}$	3,0	0,7	8,8	0,8
15	Хачмасский район, на ЮЗ окраине с. Судуроба	619-679	$\frac{25}{51,0}$	7,0	51,85	7,6	1,3

водоносного комплекса Кусарской наклонной равнины

Таблица 2

Ионный состав (мг/л; мг·экв; % мг·экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl'	Na+K'	Mg''	Ca''		
842,0 13,80 62,2	16,0 0,33 1,5	285,0 8,06 36,3	482,0 20,98 94,6	5,0 0,41 1,8	16,0 0,80 3,6	H <sub>2</sub> S - 1,2; CO - 3,9; H <sub>2</sub> - 9,3; CH <sub>4</sub> - 7,4 N <sub>2</sub> - 63	J - 0,5; Br - 5,1; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18; I; SiO <sub>2</sub> - 20
878,0 6,20 69,0	74,0 1,54 17,8	42,0 1,18 13,2	180,0 7,85 83,8	10,0 8,82 8,8	13,0 0,69 7,4		
256,0 4,19 70,0	58,0 1,20 18,0	29,0 0,81 12,0	84,0 3,65 54,4	13,0 1,05 15,8	40,0 1,09 29,8	H <sub>2</sub> S - 1,6; CO - 2,1; H <sub>2</sub> - 1,9; CH <sub>4</sub> - 19; N <sub>2</sub> - 69,5	Br - 0,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 5; SiO <sub>2</sub> - 15; O <sub>2</sub> - 3,37; Al - 0,76; As - 0,02
322,0 5,28 80,0	52,0 1,08 16,0	11,0 0,8 4,0	53,0 2,3 34,8	23,0 1,89 28,6	50,0 2,49 36,6		
244,0 4,00 53,2	120,0 2,49 33,0	37,0 1,05 13,8	111,0 48,6 64,5	12,0 0,98 13,0	34,0 1,69 22,5		SiO <sub>2</sub> - 10; O <sub>2</sub> - 4,14; CO <sub>2</sub> - 8 (свободный)
246,3 4,03 42,0	205,7 4,27 44,0	47,1 1,33 14,0	164,2 7,13 75,0	1,0 0,08 0,5	46,8 2,33 24,5		Fe - 0,02; SiO <sub>2</sub> - 10; As - 0,02
220,0 3,60 25,3	282,0 4,82 34,0	205,0 5,78 40,7	302,0 13,17 92,7	3,0 0,24 1,7	16,0 0,79 5,6	H <sub>2</sub> S - 2,5; O <sub>2</sub> - 2,0; H <sub>2</sub> - 4,7; CO <sub>2</sub> - 8,0; N <sub>2</sub> - 13,7	Br - 0,4; F - 0,16; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3; SiO <sub>2</sub> - 10
342,0 5,60 25,8	401,0 8,34 38,5	274,0 7,72 35,7	454,0 19,15 91,2	7,0 0,57 2,6	27,0 1,34 6,2		



Карта-срез для глубин 1000 м (рис. 2) охватывает также территорию нефтегазоносных площадей Чандагор-Зорат, Сиазань-Нардаран, Амирханлы, Загли, Зейва, протягивающихся узкой полосой вдоль берега Каспийского моря до р. Вельвеличай. Подземные термальные воды, приуроченные к одной температурной зоне (40-50°C), относятся к нескольким водоносным комплексам (конкских, майкопских и меловых отложений). Температура воды на изливе колеблется от 25 до 30°C.

Таблица 3

Изменение геотермической ступени по глубинам

Глубина замера, м	Температура на этой глубине, °C	Средняя геотермическая ступень, м/град	Геотермическая ступень, м/град		
			до 500	1000	1500
475	31	28	28		
590	33	30			
613	32	31			
650	34	31			
705	35	33			
750	37	33			
839	31,5	33			
908	41,5	33			
955	42	33			
990	43,5	33		32	
1028	46	33			
1100	46	34			
1215	49	34			
1419	54	35			34

График изменения геотермической ступени и температуры приведен на рис. 3.

Средняя температура на глубине 1000 м 44-45°C. Частое переслаивание маломощных песчаных пропластков и глин резко снижает производительность водоносных горизонтов, ввиду чего дебиты скважин, вскрывших термальные воды, колеблются от 0,02 до 0,4 л/сек.

КАСПИЙСКОЕ МОРЕ

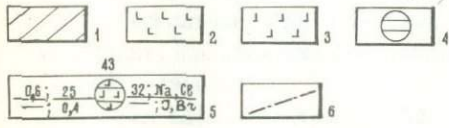
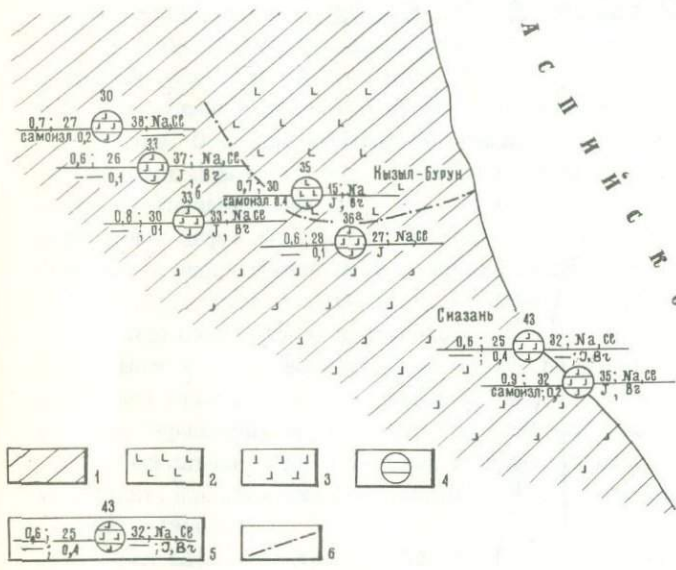


Рис. 2. Карта-срез на глубину 1000 м на площади Сиазанского района

I - зона с температурой 20-40°C; 2-3 - зоны с минерализацией воды на площадях и водоупунтах: 2 - 10-20 г/л, 3 - 20-35 г/л; 4 - водоупунты, в газовом составе которых преобладает метан; 5 - опорные водоупунты: цифра сверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация; слева в числителе - интервал опробования (км), температура воды (°C), в знаменателе - пьезометрический уровень от поверхности земли (м), дебит (л/сек); справа в числителе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и анионы, в знаменателе - микрокомпоненты; 6 - граница зон различной минерализации

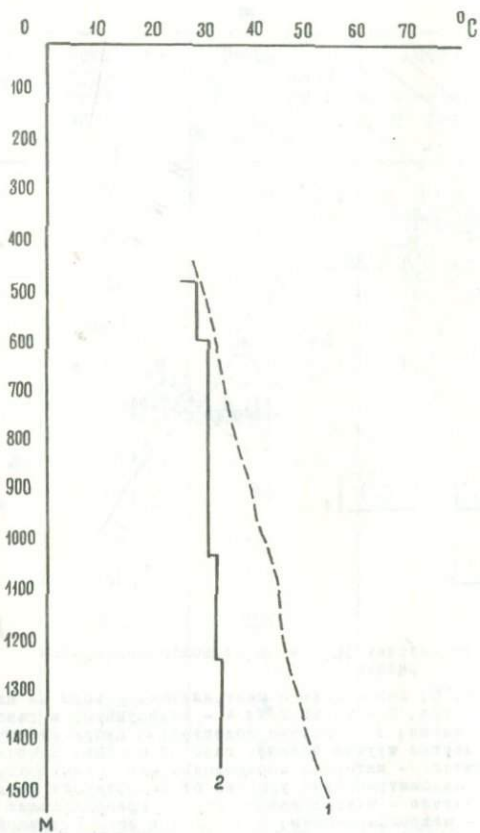


Рис. 3. График изменения температуры и геотермической ступени по Сиазанскому району

1 - глубинная температура; 2 - геотермическая ступень

Карта-срез для глубин 1500 м (рис. 4) охватывает те же районы. Подземные термальные воды на глубине 1500 м имеют температуру 56°C. Температура воды на изливе колеблется от 27 до 45°C. Дебиты скважин, вскрывших термальные воды, незначительные — от 0,02 до 0,05 л/сек.

Следует отметить, что приведенные данные о дебитах вод на рассматриваемых глубинах значительно занижены из-за низкого качества опробования нефтеразведочных скважин. Приводимые температуры на глубине пласта также приближены. Величина плотного остатка термальных вод изменяется от 13,7 до 43,8 г/л. Наиболее минерализованные воды отмечаются в конкских и меловых отложениях.

Во всех пластовых водах майкопской свиты отсутствуют сульфаты. Щелочность воды в основном обусловлена присутствием иона  $\text{HCO}_3^-$ , содержание которого колеблется от 0,3 до 9,1 мг-экв. Основным компонентом является хлористый натрий. Почти для всех пластовых вод майкопской свиты характерно наличие солей органических кислот, содержание которых доходит до 0,23%. Содержание нафтеновых кислот колеблется в пределах 0,1–0,5 мг-экв. Содержание микрокомпонентов в водах Сиазанского района составляет (в мл/л): йода от 0,62 до 24,6, брома от 0,7 до 157.

Воды Сиазанского нефтегазоносного месторождения относятся в основном к хлоридно-натриевому типу. Из растворенных газов в них можно отметить метан и этан. В табл. 4 дается общая характеристика термальных вод Сиазанского нефтегазоносного района.

Термальные воды в меловых и юрских отложениях районов Ялама, Худат, Килязи-Кешчай-Советабад вскрыты глубокими скважинами "Азнефтеразведки".

Для Ялама-Хадатского района карта составлена по поверхности мелового водоносного комплекса, залегающего на глубине 2440–3140 м. Как видно на карте (рис. 5) здесь выделяются три температурные зоны: до 75°C, от 75 до 100°C и выше 100°C. Зона с температурой до 75°C охватывает западную и северо-западную части площади. В центральной части площади с погружением меловых отложений температура увеличивается до 100°C и выше. К югу с уменьшением глубин залегания отложений температура воды уменьшается до 75°C.

В районе Ялама — Худат меловой водоносный комплекс вскрыт на глубинах 2440–3140 м. Температура воды на изливе изменяется в скважинах от 30°C (скв. 2) до 52°C (скв. 1), а на глубине — от 82 до 115°C. Дебит скважин колеблется от 0,34 до 5 л/сек. Воды меловых отложений сильно минерализованные (величина плотного остатка 34,3–94,3 г/л), хлоридно-натриевого типа.

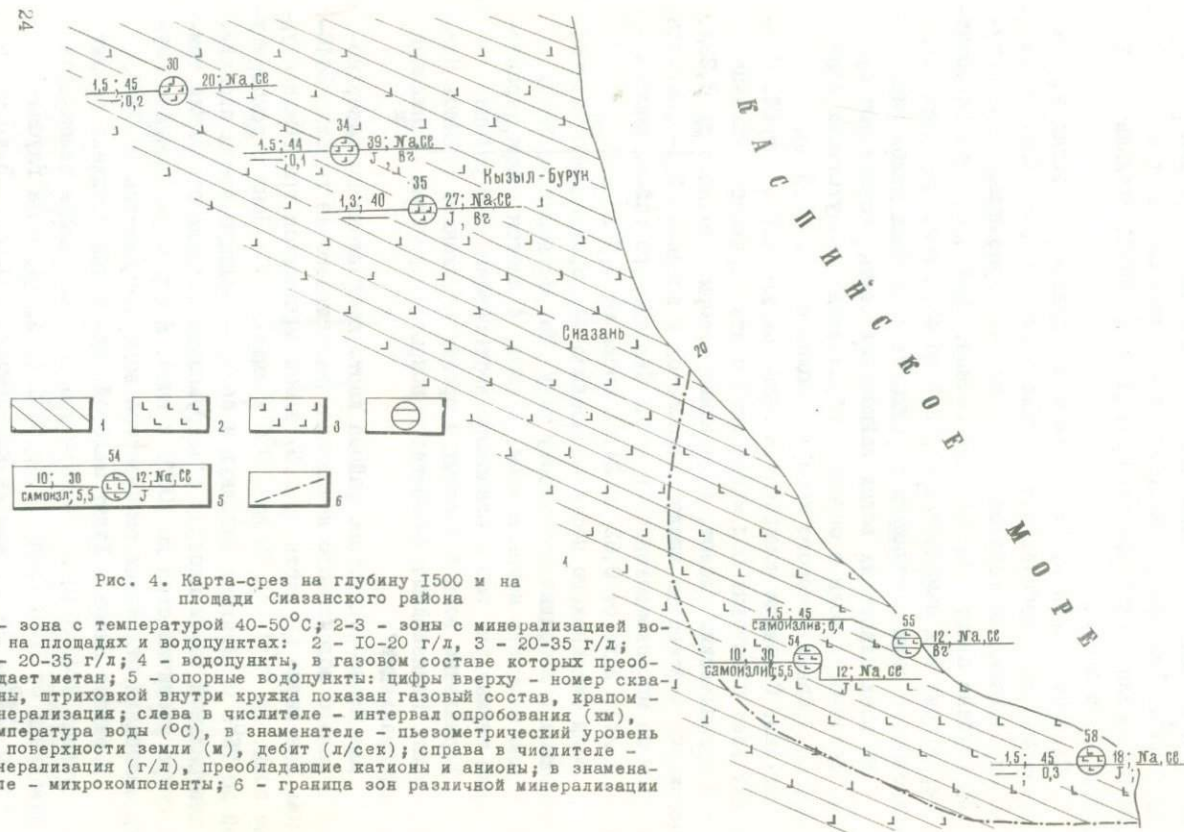


Рис. 4. Карта-срез на глубину 1500 м на площади Сиязанского района

I - зона с температурой 40-50°C; 2-3 - зоны с минерализацией воды на площадях и водопунктах: 2 - 10-20 г/л, 3 - 20-35 г/л; 3 - 20-35 г/л; 4 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; 5 - опорные водопункты: цифры сверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация; слева в числителе - интервал опробования (км), температура воды (°C), в знаменателе - пьезометрический уровень от поверхности земли (м), дебит (л/сек); справа в числителе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и анионы; в знаменателе - микрокомпоненты; 6 - граница зон различной минерализации

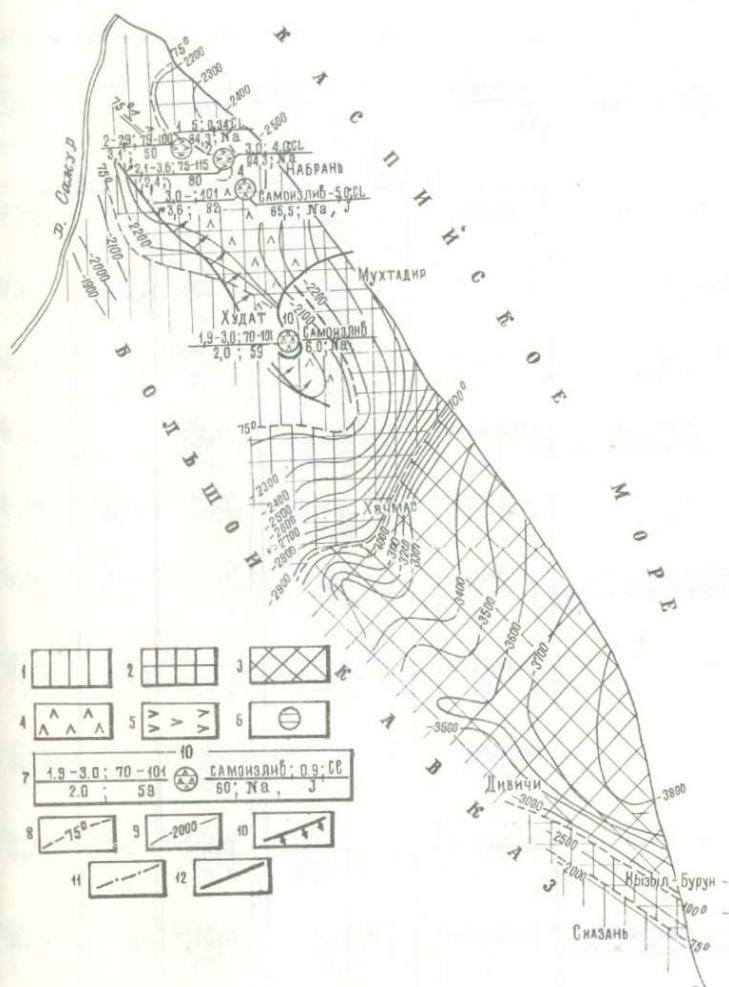


Рис. 5. Карта термальных вод мелового водоносного комплекса Кусарской наклонной равнины

I-3 - температурные зоны: I - 50-75°C, 2 - 75-100°C, 3 - 10-125°C;  
 4-5 - минерализация воды на площадях и водопунктах (г/л): 4 - 50-75, 5 - 75-100; 6 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; 7 - опорные водопункты: цифра сверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, красном - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км), температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от поверхности земли (м), дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация воды (г/л), преобладающие катионы, микрокомпоненты; 8 - стратозогипсы (м); 9 - изотермы (°C); 10 - границы зон различной минерализации; 11 - контур распространения самосизливающих термальных вод; 12 - разломы уступающие

Общая характеристика термальных вод майкопского, конкско

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура	Дебит скважины, л/сек	pH	Минерализация, г/л
			воды, °С на изливе на глубине			
23	Дивичинский район, пл. Загли	240-580	<u>20</u> 27,1	0,2	-	13,7
30	Там же	1464-1790	<u>27</u> 55,5	0,02	-	20,2
33	Дивичинский район, пл. Амирханлы	700-1404	<u>27</u> 42,5	0,2	-	31,2
34	Дивичинский район, пл. Сиазань-Нардаран	1463-1790	<u>45</u> 59,4	0,1	8,1	31,8
34а	Там же	624-1326	<u>28</u> 42,9	0,2	8,5	43,3
33а	Дивичинский район, пл. Амирханлы-Сиазань	578-1203	<u>26</u> 40,3	0,1	8,3	36,6
35а	Там же	500-1598	<u>24</u> 42,8	0,4	7,55	35,6
35б	"	723-1403	<u>30</u> 43,2	0,4	-	16,2
35в	"	1232-2012	<u>27</u> 59,3	0,3	-	26,5
36а	Дивичинский район, пл. Сиазань-Нардаран	600-1894	<u>26</u> 48,5	0,05	8,1	27,3
43	Дивичинский район, пл. Чандагор-Зорат	624-1531	<u>25</u> 43,6	0,4	-	32,3
43а	Там же	798-1416	<u>27</u> 44,4	0,2	-	35,0

Таблица 4

го и мелового водоносных комплексов Сиазанского нефтегазоносного района

Ионный состав ( мг/л; мг.экв; % мг.экв)	Содержание микрокомпонентов, мг/л					
	НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca
1098,0 18,0 7,2	36,0 1,40 0,4	8406,0 237,0 92,4	5660,0 246,2 96,0	88,0 7,23 2,9	58,0 2,89 1,1	
433,0 7,10 2,0	175,0 3,64 1,2	11967,0 337,47 96,8	7495,1 326,29 92,6	98,0 8,05 2,4	276,0 13,77 5,0	SiO <sub>2</sub> - 10; J - 24,6; Br - 153; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 83,15
776,0 13,0 2,4	6,0 0,1 -	18650,0 526,0 97,6	11358,0 494,0 91,4	209,0 17,0 5,1	603,0 30,0 5,5	SiO <sub>2</sub> - 10; J - 10,58; Br - 105,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 148,98
518,0 8,49 1,5	1,0 0,02 -	19302,0 544,32 98,5	11266,0 348,9 88,6	420,0 8234,5 6,2	571,0 28,49 5,2	J - 24,6; Br - 153; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 331,5; SiO <sub>2</sub> - 10
409,0 6,70 0,9	12,0 0,25 -	26362,0 743,41 99,1	15362,0 666,35 88,8	483,0 39,7 5,3	838,0 44,31 5,9	CO <sub>2</sub> - 62; SiO <sub>2</sub> - 20; J - 14,3; Br - 145,1; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 103,9
409,0 6,70 1,0	11,0 0,23 -	22278,0 628,24 99,0	13101,0 569,61 89,7	379,0 32,63 5,1	660,0 32,93 5,2	J - 14,3; Br - 134,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 97; SiO <sub>2</sub> - 20
5581,0 91,55 14,6	5,0 0,10 -	18931,0 533,75 85,4	13074,0 568,42 90,9	540,0 44,39 7,1	254,0 12,67 2,0	CO <sub>2</sub> - 198; SiO <sub>2</sub> - 10; J - 24,9; Br - 125,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 159,4
1583,0 26,0 4,4	4,0 0,1 -	2006,0 56,6 95,6	12852,0 2559,0 94,5	225,0 19,0 2,1	393,0 20,0 3,4	
1239,0 20,0 4,4	20,0 0,4 0,1	15473,0 420,6 95,5	9817,0 427,0 92,9	199,0 1,8 3,4	353,0 17,0 3,7	J - 15; Br - 135; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 150,1
3508,0 57,53 12,1	2,0 0,03 -	1448,0 418,7 87,9	10296,0 447,6 93,9	200,0 16,44 3,5	244,0 12,17 2,6	SiO <sub>2</sub> - 10; J - 11,8; Br - 136,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 190,5
2235,0 36,0 6,4	7,1 0,1 -	18570,0 524,0 93,6	1243,8 541,0 95,6	139,0 11,0 1,9	274,0 14,0 2,5	
2731,0 45,4 7,4	0,6 0,01 -	20060,0 566,0 92,6	13151,0 591,0 96,0	235,0 19,0 3,6	197,0 1,0 0,4	

## Общая характеристика термальных вод мелового

№ скважины на карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура	Дебит скважины, л/сек	рН	Статистический уровень, м	Минерализация, г/л
			воды, °С на изливе на глубине				
1а	Хачмасский район, в 3,5 км СЗ от ст. Ялама	3202-3285	<u>52</u> 103,5	0,34	-	5,0	84,3
2	Хачмасский район, в 5 км СЗ по дороге Набрань-Ялама	2440-2485	<u>30</u> 85	4,0	6,8	3,0	94,3
4	Хачмасский район, в 1,3 км к ЮЗ от сел. Набрань	3620-3671	<u>82</u> 115	5,0	6,8	Самоизлив	65,5
10	Худатский район, в 1,3 км к СЗ от ст. Худат	2042-2074	<u>59</u> 72	0,9	-	То же	60,0
10а	Там же	2936-2940	<u>64</u> 98	1,2	-	"	95,0
45	Дивичинский район, пл. Бегим-Тегчай	2430-2843	<u>61</u> 88,6	0,1	-	-	3,6
54	Дивичинский район, в 2 км к югу от ст. Килязи	1109-1240	<u>30</u> 46,4	5,0	-	-	12,0
55	Дивичинский район, пл. Килязи	1650	<u>45</u> 60,6	0,4	7,5	-	1,9
По месторождению							
55а	Дивичинский район, в 5 км ЮВ ст. Килязи	2430-2843	<u>60,0</u> 88,6	0,21	-	-	8,7
58	Дивичинский район, пл. Советабад	1679-1682	<u>45</u> 61,0	0,3	-	-	17,8

## и юрского водоносных комплексов

Ионный состав (мг/л; мг·экв; % мг·экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca		
9107,0 14,92 1,0	125,0 2,60 0,3	50385,0 1410,5 98,7	29784,0 1265,4 86,6	487,0 40,51 2,7	125,0 55,94 10,7	Анализ не про- изводился	J - 13,6
568,0 9,6 0,6	16,0 0,33 Сл.	57494,0 1621,3 99,4	33083,0 1438,0 88,2	601,0 49,4 3,0	2895,0 144,46 8,8	H <sub>2</sub> S-0,4; CO <sub>2</sub> -0,9; H <sub>2</sub> -2,7; CH <sub>4</sub> -5,4; N <sub>2</sub> -73,8	J-9,5; Br-268,2 B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> -189; SiO <sub>2</sub> -17
543,0 8,90 0,8	48,0 1,00 0,1	39719,0 1120,2 99,1	23229,0 1014,0 89,7	48,0 28,6 2,5	1762,0 87,92 7,8	H <sub>2</sub> S-3,9; CO <sub>2</sub> -1,2; H <sub>2</sub> -2,1; CH <sub>4</sub> -6,7; N <sub>2</sub> -68	J-15,8; Br-203,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> -153,7; SiO <sub>2</sub> -15
91,5 1,5 0,2	192,1 4,0 0,3	38919,0 1097,6 99,5	22713,0 987,9 88,9	43776,0 35,94 3,3	1743,4 86,98 7,8		
30,0 0,5 1,0	- - -	5884,7 1559,7 99,0	31957,0 1890,0 83,8	620,0 55,99 1,0	4388,0 218,9 15,2		
2489,0 55,91 37,6	421,0 6,63 7,8	3370,0 95,03 54,6	3379,0 147,8 95,7	31,0 2,79 1,9	40,0 2,0 2,4	H <sub>2</sub> S-0,7; CO <sub>2</sub> -0,7; H <sub>2</sub> -10,1; CH <sub>4</sub> -13; N <sub>2</sub> -62,4	J - 21,3
5514,0 90,37 55,7	86,0 1,7 1,0	2704,0 70,27 43,3	4128,0 179,6 96,5	65,0 5,34 2,9	24,0 1,19 0,6		J - 22,3
610,0 10,0 32,5	533,0 11,09 36,1	342,0 9,04 31,4	619,0 1,07 87,7	13,0 1,07 3,4	55,0 2,74 8,9		J-0,7; Br-3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> -2,3; SiO <sub>2</sub> -10; Ti-0,005
2415,0 39,59 66,4	469,0 9,76 6,7	3451,0 97,31 26,9	3360,0 146,15 89,5	92,0 7,5 4,6	194,0 9,68 5,9		J - 16,7
2538,0 41,68 13,0	1370,0 49,3 15,7	7899,0 222,75 71,3	6286,0 273,3 87,3	321,0 26,4 8,3	272,0 13,57 4,4		J - 40



В районе Киязи - Кешчай - Советабад глубокими разведочными скважинами меловые отложения вскрыты на глубинах 1109-2843 м. Температура воды на изливе изменяется от 30°C (скв. 54) до 61°C (скв. 45), на глубине - от 46,4 до 88,6°C. Дебит скважин при самоизливе изменяется от 0,3 до 5 л/сек. Воды минерализованные (величина плотного остатка от 1,9 до 17,8 г/л), хлоридно-натриевые.

В районе Ялама скважинами вскрыт юрский водоносный комплекс на глубине 3202 (скв. 1) - 3671 м (скв. 3). Температура воды на изливе изменяется от 52 до 62°C (на глубине соответственно от 103,5 до 115°C). Дебит воды при самоизливе колеблется от 0,4 (скв. 1) до 5 л/сек (скв. 4). Воды сильно минерализованные (величина плотного остатка 65,5-84 г/л), хлоридно-натриевые.

Общая характеристика термальных вод мелового и юрского водоносных комплексов приводится в табл. 5.

## АПШЕРОНСКИЙ ПОЛУОСТРОВ

Апшеронский полуостров в орографическом отношении можно подразделить на две неравные части: западную и восточную. Границей между ними служит Фатмай-Балаханы-Сураханы-Зыхская антиклиналь.

Западная часть полуострова сильно расчленена. Здесь развиты сопочные выбросы грязевых вулканов. Восточная часть отличается равнинным характером.

В климатическом отношении рассматриваемую область в целом можно отнести к зоне умеренно-теплых полупустынь и сухих степей со среднегодовой температурой воздуха от 13,5 до 14,7°C. Количество выпадающих годовых осадков невелико - от 130-140 до 260-270 мм.

В геологическом строении Апшеронской области принимают участие меловые, палеоген-неогеновые и четвертичные отложения.

Меловые отложения распространены в северо-восточной части полуострова, литологически они представлены песчанистыми известняками и сероватыми глинами. Палеогеновые образования выходят на дневную поверхность также в северо-восточной части полуострова и слагаются глинами, мергелями и прослойками песчаника. Майкопская свита представлена бурыми глинами с прослойками мергелей.

Неогеновые отложения спириалисового, караганского, конжского, сарматского и меотического ярусов представлены глинами, вулканическими пеплами и мергелями. Понтический ярус выражен глинистой фацией.

Продуктивная (нефтеносная) толща ( $N_2^{prt}$ ) представлена сложным комплексом чередующихся песчано-глинистых пород. Мощность толщи в южной части полуострова 2000 м, в восточной — превышает 3000 м. Толща расчленяется на три отдела: верхний, средний и нижний, которые, в свою очередь, делятся на свиты.

Верхний отдел представляют: сураханская свита, в основном глинистая, мощностью от 200–300 м (Локбатан–Кергез) до 1300–1400 м (Зыря–Гургяны); сабунчинская, в основном песчано-глинистая, мощностью 250–400 м и балаханская свита — песчано-глинистая.

Средний отдел составляет наиболее песчаную часть разреза продуктивной толщи общей мощностью 300–800 м.

В нижний отдел продуктивной толщи входят: надкирмакинская глинистая свита (НКГ) мощностью 120 м; надкирмакинская песчаная свита (НКП) мощностью 50 м; кирмакинская свита (КС) — чередование тонких прослоек песка и глин суммарной мощностью 330 м; подкирмакинская свита (ПК) — представлена средне- и крупнозернистыми песками суммарной мощностью 130 м; калинская свита (Кас) — вскрыта лишь бурением на Зыря–Калинской площади, на Апшеронском архипелаге (Нефтяные Камни) представляет собой песчано-глинистую толщу мощностью до 300 м.

Слоистые сланцеватые глины ачкагальского яруса ( $N_2^{ak}$ ) выходят на дневную поверхность. Апшеронский ярус ( $N_2^{ap}$ ) сложен известняками, ракушечниками, песками и глинами.

Мощная толща отложений Апшеронского полуострова собрана в ряд антиклинальных и синклиналиных складок, протягивающихся в основном в юго-восточном направлении.

В глубоко эродированных складках Западного Апшерона существенную роль играют как миоценовые, так и палеогеновые отложения. В пределах района широко распространены явления грязевого вулканизма, осложняющие строение складчатых структур. Рельеф Западного Апшерона несколько отличен от Восточного, в пределах которого от р. Сумгаит до Кирмаки–Зыхской антиклинали развиты исключительно рыхлые породы продуктивной толщи.

## Связь геотермических условий Апшеронского полуострова со структурными особенностями

Обработка большого количества фактического материала, полученного в результате изучения геотермических условий Апшеронского полуострова, позволила установить их связь со структурными особенностями: геотермическая ступень по мере возрастания глубин

залегания отложений увеличивается (табл. 6).

Таблица 6

Средняя величина геотермической ступени  
для отдельных районов Апшеронского полуострова

Глубина, м	Локбатан, Бинагады	Емби-Эйбат	Балаханы, Са- бунчи, Раманы	Сураханы	Карачухур	Эых	о.Песчаный	Нефтяные Камни	Бузовны, Машта- ги, Кала, Зыря	о.Артем	Гоусаны
500-1000	29,8	27	28,2	29,3	24,3	24,3	29	21,5	37,5	36	30
1000-1500	33,6	31	33,2	33,2	27,5	27,5	35,5	23,0	39,5	40	34,5
1500-2000	35,3	34,7	37	41,7	30,0	30,0	39,5	25,5	43,5	43	39,0
2000-2500	37,0	37,0	40	45,5	34,5	34,5	42,0	28,0	46	46	44,0
2500-3000	38,5	38,5	45	49,0	38,0	38,0	44,5	31,0	48	48	49,5
3000-4000	40	40	46	52	39	39	46	33	50	51	52
4000-5000	41	41	47	54	40	40	47	34	51	53	53

На Сураханском месторождении величина геотермической ступени изменяется от 29,3-33,2 м/град (интервал 500-1500 м) в верхах продуктивной толщи до 41,7-54 м/град - в низах ее. На Карачухурском месторождении геотермическая ступень возрастает с глубиной от 24,3-30,3 м/град в верхней части продуктивной толщи до 34,5-40 м/град - в низах. В Гоусанах, где продуктивная толща залегает на значительных (1000-4500 м) глубинах, геотермическая ступень увеличивается от 34,5 до 53 м/град. На площади о.Песчаный - море величина геотермической ступени колеблется от 30-44,5 м/град в верхах продуктивной толщи до 46-47 м/град - в низах ее.

В пределах Бинагады-Локбатанской антиклинальной структуры зона с температурой 50°C встречается на глубине 1200-1250 м. В направлении на северо-восток к месторождению Бузовны-Маштаги геотермическая ступень увеличивается и зона с температурой 50°C здесь отмечается на глубинах 1460-1500 м.

На морских месторождениях по сравнению с сушей отмечены повышенные температуры. Так, например, если на глубине 1000 м в районе месторождений Балаханы - Сабунчи - Раманы - Гоусаны температура составляет 44-46°C, то на площади морского месторож-

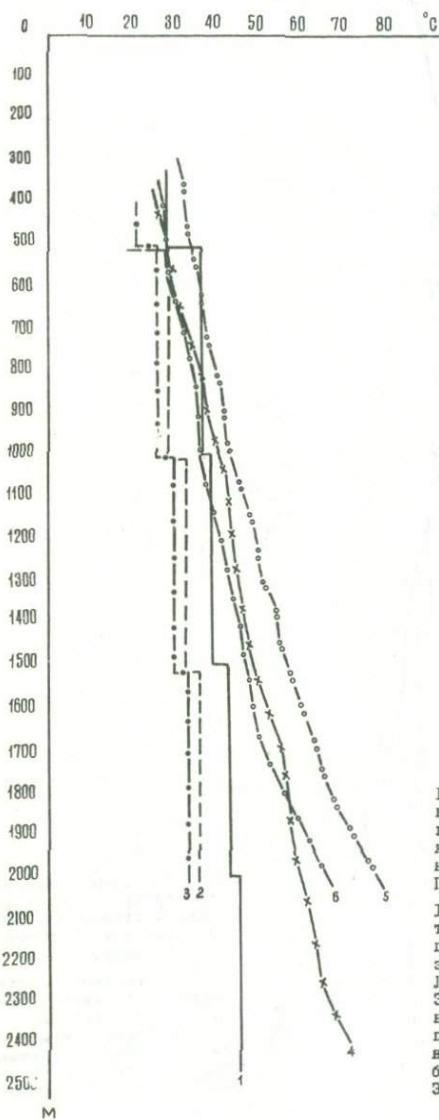


Рис. 6. График изменения температуры и геотермической ступени по площадям Бузовны-Маштаги, Локбатан-Пула, Биби-Зибат

1-3 - изменение геотермической ступени по площадям: 1 - Бузовны-Маштаги, 2 - Локбатан-Пула, Биби-Зибат; 4-6 - изменение температуры по площадям: 4 - Бузовны-Маштаги, 5 - Локбатан-Пула, 6 - Биби-Зибат

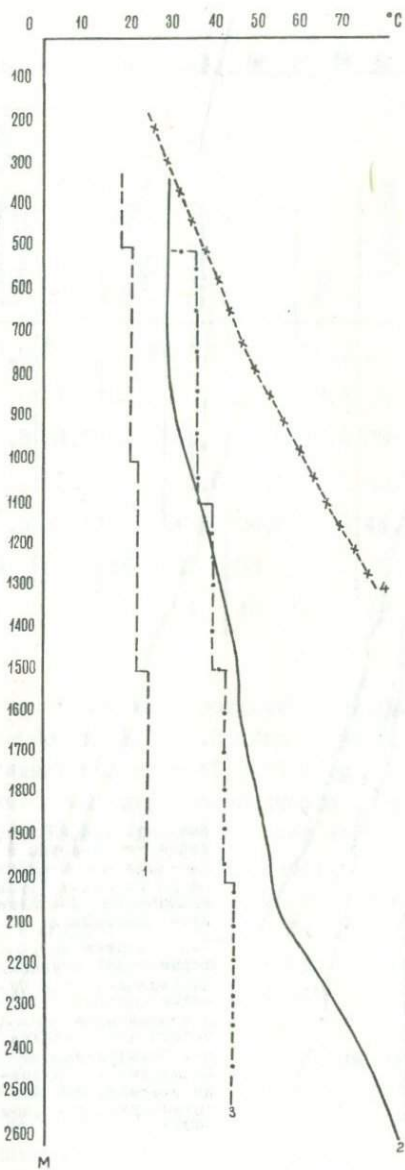


Рис. 7. График изменения температуры и геотермической ступени по площадям о. Артем и Нефтяные Камни

1-2 - изменение геотермической ступени по площадям: 1 - о. Артем, 2 - Нефтяные Камни;  
 3-4 - изменение температуры по площадям: 3 - о. Артем, 4 - Нефтяные Камни

дения Нефтяные Камни она на той же глубине составляет 65–66°C, что является прямым следствием сильной тектонической нарушенности в районе Нефтяных Камней.

В пределах рассматриваемой территории С.А.Алиев выделяет две геотермические провинции, различающиеся своими термическими режимами.

В зоне повышенных температур, территориально отвечающей Локбатан – Биби-Эйбат – Карачухур – Зыхскому участку и Нефтяным Камням, величина геотермической ступени в зависимости от интервала глубин изменяется в следующих пределах:

Глубина, м		Геотермическая ступень, м/град
от	до	
	500	17,5–21,4
500	1000	21,5–29,3
1000	1500	23,0–33,6
1500	2000	25,5–39,5
2000	2500	28,0–42,0
2500	3000	31,0–44,5
3000	4000	33,0–46,0
4000	5000	34,0–47,0

Зона пониженных температур охватывает северную часть Апшеронского полуострова, протягивается с северо-запада на юго-восток. В эту зону входят месторождения Бинагады, Балаханы-Сабунчи, Раманы, Бузовны-Маштаги, Сураханы, Кала и о.Артем, где величина геотермической ступени в зависимости от интервала глубин изменяется в следующих пределах:

Глубина, м		Геотермическая ступень, м/град
от	до	
1	2	3
	500	25–30
500	1000	28,2–37,3
1000	1500	33–40
1500	2000	37,0–43,5

I	2	3
2000	2500	40-46
2500	3000	45-48
3000	4000	46-51
4000	5000	47-53

Изменение геотермической ступени и температуры в зависимости от глубины по месторождениям Апшеронского полуострова приводится на рисунках 6 и 7.

### Термальные воды Апшеронского полуострова

Данные бурения многочисленных скважин на нефть свидетельствуют о том, что термальные воды с температурой выше 20°C имеют региональное развитие на глубинах, превышающих 110-180 м. На территории Апшеронского полуострова термальные воды приурочены к отложениям апшеронского яруса и продуктивной толщи. Акчагыльские отложения на территории полуострова практически безводные.

Послойные карты составлены для отложений продуктивной толщи на основе структурных карт, изотермы на них проведены на основе средних величин геотермической ступени для отдельных интервалов глубин (см. табл. 6).

Термальные воды апшеронского водоносного комплекса ( $N_{2ap}^3$ ). Апшеронские отложения в пределах полуострова залегают на абсолютной отметке от 0 до минус 1300-1500 м (южный берег). Литологически они представлены известняками, ракушечниками, песчаниками, песками и глинами. Термальные воды апшеронского водоносного комплекса имеют температуру от 20 до 50°C и выше.

Холодные воды с температурой до 20°C встречаются на глубине 110-180 м. Они развиты в основном в северо-восточной части полуострова и на морских нефтяных месторождениях (острова Артем, Жилой, Нефтяные Камни), т.е. там, где отложения апшерона залегают неглубоко или выходят на поверхность.

С погружением апшеронских отложений в море как к югу, так и к северу от полуострова температура воды увеличивается и на глубинах 950-1100 м и ниже достигает 40-50°C.

В пределах Гюздекского антиклинального плато воды напорные, имеют температуру на изливе  $23^{\circ}\text{C}$ , дебит скважин  $0,2-0,4$  л/сек. Вода солоноватая, плотный остаток  $3,1-3,4$  г/л, тип воды хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевый.

В пределах Бакинского синклиналиного плато водоносный комплекс с температурой около  $26^{\circ}\text{C}$  залегает на глубине  $240-250$  м, приурочен он к пескам и известнякам. Дебит скважин изменяется от I до 5 л/сек. Минерализация воды  $1-2$  г/л, увеличивается иногда до  $42-68$  г/л, тип воды хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевый и хлоридно-натриевый.

В восточной части Апшеронского полуострова подземные воды апшеронского водоносного комплекса приурочены к пескам и песчанникам. В отдельных районах производительность водоносного комплекса определена в  $10$  л/сек. Здесь температура воды колеблется от  $22$  до  $25^{\circ}\text{C}$ .

В Зыжской мульде на глубине  $250-300$  м была встречена вода с температурой  $23-26^{\circ}\text{C}$  с незначительным дебитом. Минерализация ее  $1,5-1,7$  г/л, тип воды хлоридно-сульфатно-магниево-натриевый.

Термальные воды акчагыльского комплекса ( $N_{2ak}^3$ ). Как было отмечено выше, акчагыльские отложения в пределах Апшеронского полуострова практически безводны. Проведенные на структурной основе изотермы по подошве акчагыльского яруса позволяют выделить здесь несколько температурных зон: с температурой до  $20^{\circ}\text{C}$ ,  $20-40^{\circ}\text{C}$  и  $40-50^{\circ}\text{C}$  и выше. С погружением акчагыльских отложений температура пород увеличивается. Мощность акчагыльских отложений в пределах Апшеронского полуострова небольшая -  $40-100$  м.

Термальные воды водоносного комплекса продуктивной толщи ( $N_{2pr}^2$ ). В пределах Апшеронского полуострова отложения продуктивной толщи имеют большое распространение. Литологически они представлены сложным комплексом чередующихся песчано-глинистых пород, характеризующихся плохой выдержанностью как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

На различных нефтяных месторождениях среди продуктивной толщи условно выделяются 18 водоносных горизонтов, находящихся в сложных взаимоотношениях с нефтеносными пластами.

Ревизионно-тематической партии Управления СМ Азербайджанской ССР по геологии на основе многочисленных данных замеров температур, проведенных Ш.Ф.Мехтиевым и С.А.Алиевым, составлены послонные карты температурных вод продуктивной толщи Апшеронского полуострова.



Пластовые воды верхнего отдела продуктивной толщи (сабунчинский водоносный комплекс) на Апшеронском полуострове охватывают следующие температурные зоны: холодную (с температурой до 20°C) и термальную (20–40, 40–50, 50–75 и 75–100°C) (рис. 8).

Зона с температурой 20°C занимает западную и северо-западную части полуострова и морские месторождения (острова Артем, Жилой и Нефтяные Камни). В этой зоне отложения продуктивной толщи или выходят на дневную поверхность или залегают близко от нее (до 110–200 м).

Зона с температурой 20–40°C охватывает глубины от 110–180 до 560–950 м, зона с температурой 40–50°C – интервал глубин от 560–980 до 830–1440 м. Температура воды на изливе изменяется в зависимости от глубин залегания горизонта от 27°C (скв. 117) до 68°C (скв. 127).

Высокотемпературные водоносные горизонты встречаются на южных нефтяных месторождениях полуострова (Карачухур, Зых, о.Песчаный и Нефтяные Камни), где температура воды изменяется от 38 до 68°C. В северных и северо-восточных месторождениях полуострова температура воды варьирует от 25–30 до 45–50°C.

Воды верхнего отдела продуктивной толщи напорные. Статический уровень воды устанавливается на глубине 30 м и более ниже устья скважин. На Нефтяных Камнях они самоизливаются. Дебит скважин изменяется от 0,1 до 6 л/сек. Воды высокоминерализованные, в основном рассолы, плотный остаток колеблется от 30–40 до 170–190 г/л, тип воды хлоридно-натриевый.

На карте термальных вод по поверхности подкирмакинской свиты (нижний отдел продуктивной толщи) видно, что холодная зона с температурой до 20°C отмечена в отдельных участках западной части Апшеронского полуострова, где отложения свиты обнажаются или залегают вблизи поверхности земли (рис. 9). Вторая зона (с температурой 20–40°C) приурочена к западной части полуострова и охватывает территории островов Артема, Жилого и Нефтяных Камней. Более высокотемпературные зоны вскрываются скважинами к югу и северу от полуострова, в пределах моря. Температура на изливе изменяется от 20 до 92°C (скв. 129).

В нижнем отделе продуктивной толщи так же, как и в верхнем, высоконагретые воды встречаются на территории южных месторождений, где вода в большинстве скважин имеет температуру выше 40°C. Воды напорные, величина напора относительно устья скважин изменяется в больших пределах: от 100–150 м ниже устья до 5 м выше устья скважины. Положительный напор воды встречается на южном и юго-западном берегах Апшеронского полуострова

(участок Шихова). На месторождении Нефтяные Камни статический уровень воды всегда устанавливается выше устья скважины на 2-3 м. Дебит скважин изменяется от 0,5-0,8 до 2-2,5 л/сек, в отдельных случаях увеличиваясь до 5,3 л/сек (участок Шихова). Воды соленые (от 10 до 20 г/л) до рассольных (до 28-47 г/л).

Значительные скопления газа в виде "газовой шапки" и реже самостоятельные газовые залежи наблюдаются по всей территории Апшеронского полуострова в нижнем отделе продуктивной толщи. Углеводородные газы, как спутники нефти, встречаются или в свободном состоянии или растворены в воде и нефти. Свободные углеводородные газы иногда образуют самостоятельные газовые залежи и нередко накапливаются в виде "газовой шапки" в повышенных частях нефтяных структур. Среди углеводородных газов преобладает метан с примесью этана, пропана и бутана. Газы содержат до 10-12% углекислоты и незначительную примесь сероводорода.

Пластовые воды продуктивной толщи Апшеронского полуострова содержат ряд характерных компонентов: йод, бром, соединения бора ( $B_2O_3$ ), нефтяные кислоты и др. Содержание их, по сравнению с основной массой солей пластовых вод, незначительное, однако некоторые из них (йод, бром) являются предметом промышленной добычи (Энхская площадь). Содержание йода в пластовых водах полуострова изменяется от 2-II до 30-35 мг/л, брома - от 7-II до 210-250 мг/л.

Содержание нефтяных кислот, присутствующих в водах нефтяных месторождений, достигает 400 мг/л в верхнем отделе и 70-80 мг/л в нижнем; они относятся к числу характерных компонентов и являются коррелятивным признаком пластовых вод продуктивной толщи.

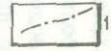
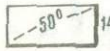
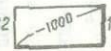
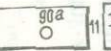
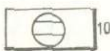
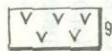
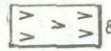
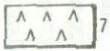
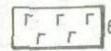
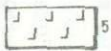
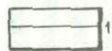
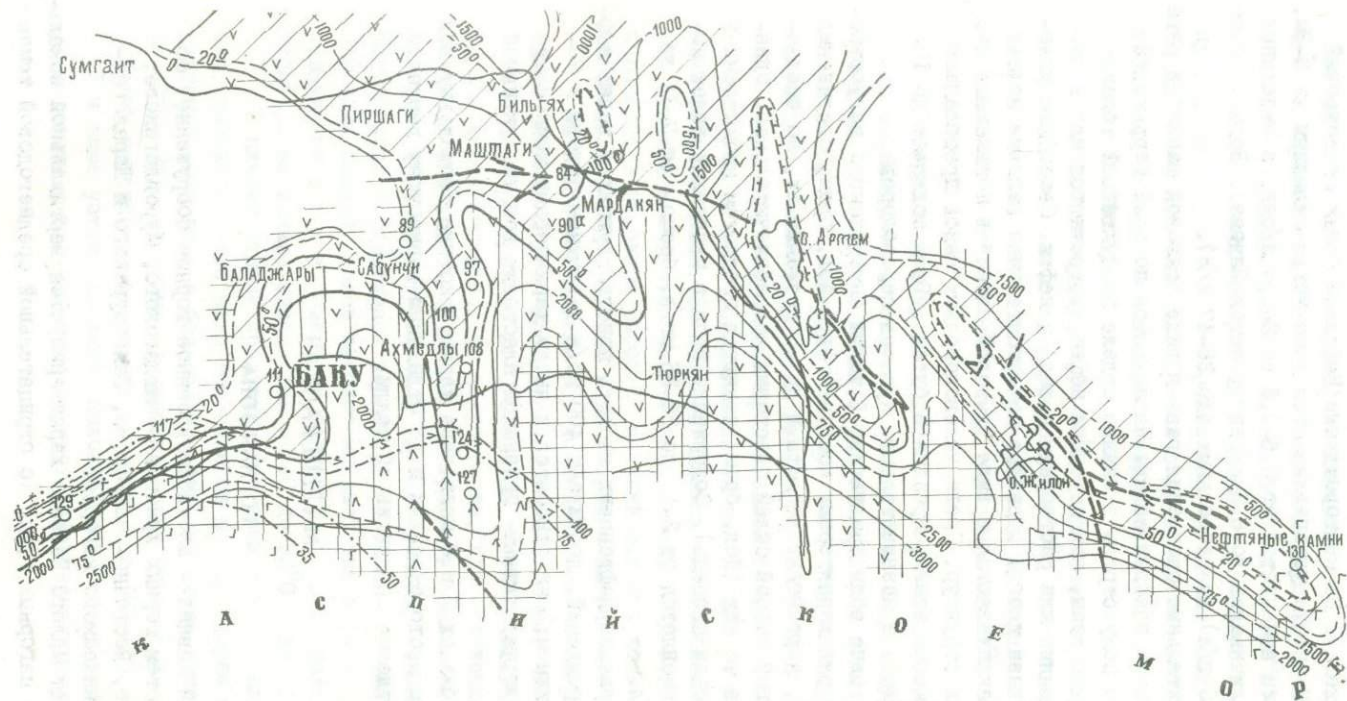
В таблицах 7 и 8 приведена характеристика термальных вод по отдельным месторождениям и по отдельным горизонтам верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи.

## МАЛЫЙ КАВКАЗ

### ГОРНАЯ ЗОНА

Малый Кавказ - сложнопостроенное горное сооружение, состоит из систем горных хребтов - Шахдагского, Муровдагского, Карабахского, Восточно-Севанского, Зангезурского и Даралагезского вулканического нагорья.

Климат Малого Кавказа характеризуется вертикальной зональностью - от нагорных тундр (с отрицательной среднегодовой темпе-



129

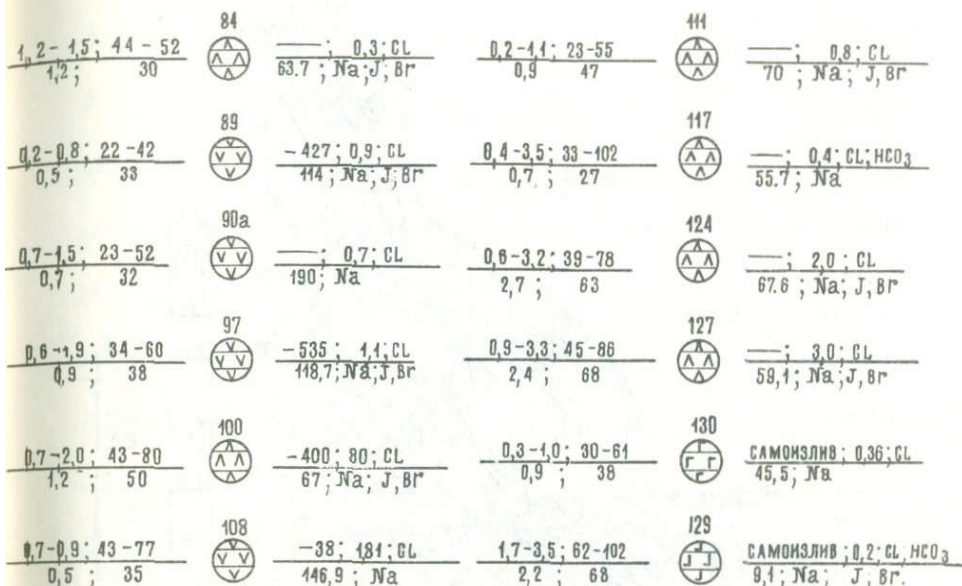
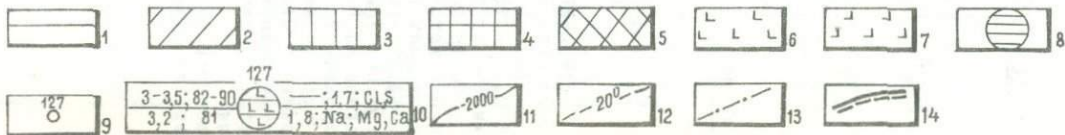
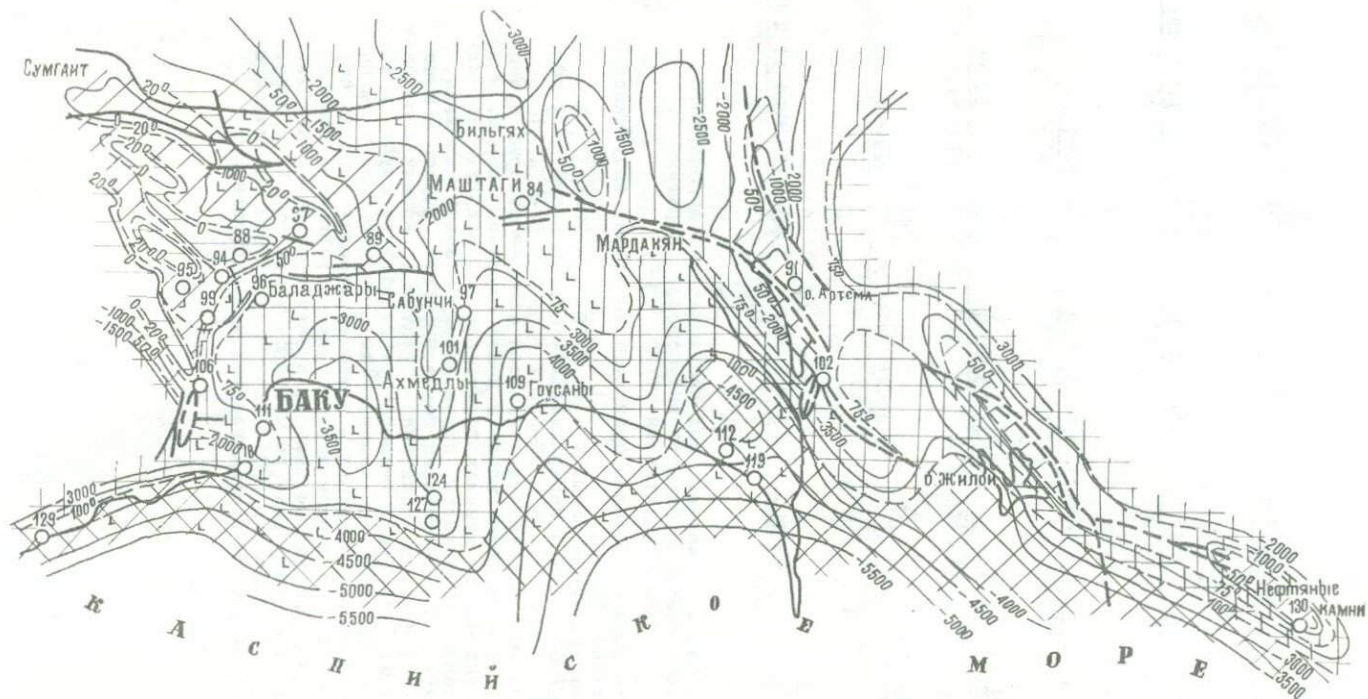


Рис. 8. Карта термальных вод сабунчинского водоносного комплекса Апшеронского полуострова (верхний отдел продуктивной толщи,  $N_{27r}$ )

Стратоизогипсы и изотермы проведены по кровле сабунчинской свиты продуктивной толщи.

I-4 - температурные зоны: I - до 20°C, 2 - 20-50°C, 3 - 50-75°C; 4 - 75-100°C; 5-9 - минерализация воды на площадях и водопунктах (г/л): 5 - 20-35, 6 - 35-50, 7 - 50-75, 8 - 75-100, 9 - более 100; 10 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; II - местоположение и номер скважины (под этим номером дается гидрогеологическая характеристика вскрытых отложений); 12 - опорные водопункты: цифра сверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км), температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от устья скважины (м) (со знаком минус - ниже поверхности земли), дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и микрокомпоненты; 13 - стратоизогипсы (м); 14 - изотермы (°C); 15 - границы зон различной минерализации; 16 - рахломы установленные и предполагаемые



4,7-2,1; 53-62 1,9; 49	84 	—; 0,8; CL, HCO <sub>3</sub> 11,8; Na; J	0,4-2,0; 27-60 4,8; 34	102 	- 640; 0,4; CL, HCO <sub>3</sub> 46,8; Na; J; Bz
0,6-1,1; 35-47 0,8; 38	87 	-124; 0,1; CL, HCO <sub>3</sub> 24,6; Na; J; Bz	0,3-2,0; 28-31 1,6; 45	106 	—; 5,3; CL, HCO <sub>3</sub> 14,7; Na; J; Bz
0,4-1,6; 30-62 1,1; 45	88 	- 500; 0,3; CL, HCO <sub>3</sub> 11,4; Na; J; Bz	2,0-4,0; 80-101 3,6; 61	109 	- 911; 2,0; CL, HCO <sub>3</sub> 14,2; Na; J
0,4-1,0; 30-50 0,8; 38	89 	—; 0,1; Ca, HCO <sub>3</sub> 21,6; Na; J; Bz	1,1-2,2; 55-74 4,9; 55	111 	—; 0,7; CL, HCO <sub>3</sub> 13,7; Na; J; Bz
0,3-1,8; 24-58 1,8; 46	91 	—; 1,8; CL, HCO <sub>3</sub> 15,8; Na	3,0-5,0; 79-112 4,7; 90	112 	- 4,76; 2,3; CL, HCO <sub>3</sub> 14,9; Na
0,7-2,0; 39-68 1,2; 45	94 	—; 0,1; CL, HCO <sub>3</sub> 21,1; Na	1,6-2,4; 52-73 2,1; 62	118 	—; 0,5; CL, HCO <sub>3</sub> 10,0; Na; J; Bz
0,4-1,6; 30-62 0,9; 41	95 	—; 0,5; CL 47,5; Na; J; Bz	3,0-5,0; 77-112 4,3; 80	119 <sup>a</sup> 	—; 0,5; CL <sub>S</sub> 46,9; Na;
0,4-1,6; 30-62 0,5; 20	96 	—; 21,8; 0,4; CL 13,8; Na; J; Bz	3-3,5; 82-90 3,1; 80	124 	—; 2,3; CL, HCO <sub>3</sub> 15,5; Na
1,6-2,7; 52-67 2,5; 46	97 	—; 2,9; CL; HCO <sub>3</sub> 13,8; Na; J; Bz	3-3,5; 82-90 3,2; 81,4	127 	—; 1,7; CL <sub>S</sub> 11,8; Na
0,5-1,6; 34-52 1,4; 53	99 	—; 0,1; CL 28,1; Na	0,5-1,1; 34-62 0,9; 49	130 	Самондильб; 0,6; CL, HCO <sub>3</sub> 11,4; Na
1,6-2,7; 72-85 2,3; 71	101 	—; 1,5; CL 9,0; Na; J; Bz	1,1-5,0; 80-140 4,7; 92	129 	— 1,4; CL <sub>S</sub> 14,4; Na; J; Bz

Рис. 9. Карта термальных вод подкирмакинского водоносного комплекса Апшеронского полуострова (нижний отдел продуктивной толщи, N<sub>2</sub>pr)

I-5 - температурные зоны: I - до 20°C, 2 - 20-50°C, 3 - 50-75°C, 4 - 75-100°C, 5 - более 100°C; 6-7 - минерализация воды на площадях и водопунктах (г/л): 6 - 10-20; 7 - 20-35; 8 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; 9 - местоположение и номер скважины (под этим номером дается гидрогеологическая характеристика вскрытых отложений); 10 - опорные скважины: цифра вверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крестом - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км), температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от устья скважины (м) (со знаком минус - ниже поверхности земли), дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и микрокомпоненты; II - стратозогипсы (м); I2 - изотермы (°C); I3 - границы зон различной минерализации; I4 - разломы установленные и предполагаемые

Общая характеристика термальных вод верхнего отде

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Горизонт	Интервал опробования, м	Температура вод, °С	Дебит скважины при принуд. от качке, л/с	pH	Минерализация, г/л
				на изливе	Величина понижения, м		
1	2	3	4	5	6	7	8
84	Бузовнынефть	IV	II87-II12	<u>30,0</u> 44,1	<u>0,3</u> Св.нет	7,4	63,7
89	Лениннефть	III	540-569	<u>33</u> 36	<u>0,9</u> 427,0	7,0	II4,0
90a	Азизбековнефть	D	716-720	<u>32</u> 33,1	<u>0,7</u> Св.нет	7,9	I90,0
97	Орджоникидзе-нефть	III-IV	939-942	<u>38</u> 46,1	<u>1,1</u> 535,0	7,05	II8,7
I00	Там же	VII	II81-II83	<u>50</u> 37	<u>8,0</u> 400,0	7,9	67,0
I08	Нефтепромысловое управление "Серебровского"	CD+C	525-625	<u>38</u> 38	<u>1,81</u> 38,0	-	I46,9
III	Им. 26 Бакинских комиссаров	XIV	940-980	<u>47</u> 48,9	<u>0,6</u> Св.нет	9,06	70,0

44

Таблица 7

ла продуктивной толщи (N<sub>2</sub>рг) Апшеронского полуострова

Ионный состав (мг/л; мг.экв; % мг.экв)						Газовый состав, % (от общего объема)		Содержание микрокомпонентов, мг/л
HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl'	Na+K''	Mg''	Ca''			
9	10	11	12		14	15		16
250,0	6,0	38813	23305	426	11011	H <sub>2</sub> S	- 0,9;	J - 23,6; Br - 80,9;
4,10	0,12	194,54	1013,28	85,02	50,25	CO <sub>2</sub>	- 0,5	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 465,7;
0,4	-	99,6	92,2	3,2	4,6	H <sub>2</sub>	- 2,6;	SiO <sub>2</sub> - 10
						CH <sub>4</sub>	- II,9;	
						N <sub>2</sub>	- 32,6	
945,0	20,0	69786	38604	1495	3658	H <sub>2</sub> S	- 10,7;	J - 27,4; Br - 163;
15,5	0,42	1967,96	1678,46	122,99	182,53	CO <sub>2</sub>	- 0,5;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 93,5;
0,7	0,1	99,2	84,6	6,2	9,2	H <sub>2</sub>	- 1,1;	SiO <sub>2</sub> - 15;
						CH <sub>4</sub>	- 7,4;	Fe <sup>++</sup> - 13,5;
						N <sub>2</sub>	- 78,2	Fe <sup>+++</sup> - 1,5
256,0	358,0	118670	62505	6515	2104	H <sub>2</sub> S	- 2,6;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,3;
4,19	7,44	3346,49	2717,61	535,53	104,98	H <sub>2</sub>	- 0,4;	SiO <sub>2</sub> - 10
0,1	0,2	99,7	80,9	15,9	3,2	CH <sub>4</sub>	- 9,0;	
						N <sub>2</sub>	- 80,8	
470,0	909,0	72360	37933	1699	5576	H <sub>2</sub> S	- 4,1;	J - 27,4; Br - 197;
7,71	18,91	2040,55	1649,27	139,66	278,24	CO <sub>2</sub>	- 1,8;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 103,4;
-	1,2	98,8	79,8	6,7	13,5	H <sub>2</sub>	- 7,6;	SiO <sub>2</sub> - 10
						CH <sub>4</sub>	- 14;	
						N <sub>2</sub>	- 65,6	
1623,0	25,0	39932	25606	182,0	500,0	H <sub>2</sub>	- 2,9;	J - 19,7; Br - 86,7
26,62	0,52	1126,08	1113,31	14,96	24,95	CH <sub>4</sub>	- 10,9	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 292,7;
2,2	-	97,8	96,6	1,2	2,2	N <sub>2</sub>	- 78,9	SiO <sub>2</sub> - 15;
								Fe - 0,05
65,0	3111	89005	46396	3013	6314			J - 28,2;
1,07	43,94	2509,95	1992,22	247,65	315,08			B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 41,8
-	1,5	98,5	78,4	9,4	12,2			
2318,0	24,0	40723	27162	42,0	89,0	H <sub>2</sub> S	- 14,1;	J - 21,3;
38,01	0,49	1148,38	1180,98	3,45	4,44	CO <sub>2</sub>	- 0,3;	Br - 69,0;
3,1	0,1	96,8	99,4	0,2	0,4	H <sub>2</sub>	- 0,3;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 350;
						CH <sub>4</sub>	- 7,8;	SiO <sub>2</sub> - 10;
						N <sub>2</sub>	- 75,8	Al - 0,15;
								Li <sub>2</sub> O - 7,7;
								Fe <sup>++</sup> - 0,5

45

I	2	3	4	5	6	7	8
I17	Карадагнефть	IV	648-694	$\frac{29}{38}$	$\frac{0,4}{\text{Св.нет}}$	7,7	55,7
I24	Нефтепромысловое управление "Серебровского"	IX	2748-2760	$\frac{63}{75,7}$	$\frac{2,0}{\text{Св.нет}}$	7,1	67,6
I27	Там же	УП	2404-2437	$\frac{68}{71,3}$	$\frac{3,0}{\text{Св.нет}}$	7,1	59,1
I28	Карадагнефть	У	2261-2300	$\frac{68}{75,1}$	$\frac{0,2}{\text{Св.нет}}$	7,5	9,1
I30	Нефтяные Камни	X	931-958	$\frac{38}{43,4}$	$\frac{0,36}{\text{Самоизлив}}$	-	45,5

9	10	11	12	13	14	15	16
2500,0 41,00 4,2	30,0 0,62 0,1	32468 915,59 95,7	20401 887,04 92,6	410,0 33,70 3,6	731,0 36,47 3,8	H <sub>2</sub> S - 17,0; CO <sub>2</sub> - 0,3; H <sub>2</sub> - 4; CH <sub>4</sub> - 3,6; N <sub>2</sub> - 78,5	J - 4,7; Br - 24,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 158; SiO <sub>2</sub> - 5
558,0 9,15 0,7	52,0 1,22 0,2	41798 1178,7 99,1	26657 1159,02 97,5	124,0 10,19 0,9	398,0 19,86 1,6	Анализ не проводился	J - 18,9; Br - 85,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 261; SiO <sub>2</sub> - 25
314,0 5,14 0,5	53,0 1,10 0,1	35827 1010,32 99,4	22390 973,51 95,7	275,0 22,60 2,2	410,0 20,45 2,1	H <sub>2</sub> S - 1,5; H <sub>2</sub> - 6,3; CH <sub>4</sub> - 11,6; N <sub>2</sub> - 78,7	J - 15,7; Br - 87,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 226; SiO <sub>2</sub> - 25
2010,0 35,49 22,4	157,0 3,26 2,0	4254 119,96 75,6	3539 153,96 97,5	33,0 2,71 1,2	42,0 2,79 1,3	H <sub>2</sub> S - 3,1; CO <sub>2</sub> - 0,8; H <sub>2</sub> - 2,2; CH <sub>4</sub> - 10; N <sub>2</sub> - 82,2	J - 11,8; Br - 27,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 214,8; SiO <sub>2</sub> - 30
4446,0 72,9 9,00	2,1 0,04 3,8	25081 707,4 87,2	18001 783,0 96,55	155,0 12,75 1,57	305,0 15,22 1,88	Анализ не проводился	



Общая характеристика термальных вод нижнего отдела

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Горизонт	Интервал опробования, м	Температура воды, °С	Дебит скважины, л/сек	рН	Минерализация, г/л
				на изливе на глубине	Величина понижения, м		
2	2	3	4	5	6	7	8
84	Бузовиннефть	ПК	1883-1896	<u>49</u> 57,3	<u>0,8</u> Св.нет	7,5	11,8
87	Кировнефть	ПК	776-782	<u>38</u> 41,5	<u>0,1</u> 124,0	9,7	24,6
88	Кировнефть	КС	1092-1110	<u>45</u> 52,7	<u>0,3</u> 600,0	8,1	11,4
89	Лениннефть	КС	809-839	<u>33</u> 42,7	<u>0,1</u> -	8,51	21,6
91	Артемнефть	ПК	1843-1850	<u>46</u> 50,8	<u>1,8</u> -	-	15,8
94	Кировнефть	КС	1195-1250	<u>45</u> 50,2	<u>0,1</u> -	-	21,1

продуктивной толщи (N<sub>2</sub>рг) Апшеронского полуострова

Таблица 8

Ионный состав (мг/л; мг-экв; % мг-экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl <sup>-</sup>	Na+K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>		
9	10	11	12	13	14	15	16
5551,0 91,04 43,2	185,0 3,85 1,8	4105,0 115,76 55,0	4784,0 208,01 98,8	23,0 1,89 0,9	15,0 0,75 0,3	H <sub>2</sub> S - 1,0; CO <sub>2</sub> - 0,3; H <sub>2</sub> - 1,1; CH <sub>4</sub> - 9,7; N <sub>2</sub> - 78,4	J - 7,9; Br - 23,1; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 610,5; Fe - 0,5
6801,0 111,54 25,6	6,0 0,12 0,1	11433,0 322,41 74,3	9457,0 411,19 94,7	180,0 14,80 3,4	162,0 8,08 1,9	H <sub>2</sub> S - 21,3; CO <sub>2</sub> - 1,3; H <sub>2</sub> - 1,9; CH <sub>4</sub> - 2,4 N <sub>2</sub> - 70,3	J - 25,4; Br - 78,8 B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 445,1; SiO <sub>2</sub> - 30
5734,0 94,03 46,2	290,0 6,03 3,0	3657,0 103,12 50,8	4463,0 194,08 95,5	78,0 6,41 3,2	54,0 2,69 1,3	H <sub>2</sub> S - 24,5; CO <sub>2</sub> - 0,7; H <sub>2</sub> - 2; CH <sub>4</sub> - 12,2; N <sub>2</sub> - 59,2	J - 13,4; Br - 21,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 455,6; SiO <sub>2</sub> - 5
6922,0 113,53 29,8	9,0 0,18 0,1	9253,0 266,57 70,1	8247,0 358,4 94,4	157,0 12,9 3,3	180,0 8,98 2,3	H <sub>2</sub> - 12,3; CH <sub>4</sub> - 12,9; N <sub>2</sub> - 55,7	J - 25,7; Br - 53,2 B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 236,8; Fe <sup>++</sup> - 0,5; SiO <sub>2</sub> - 5; Fe <sup>+++</sup> - 0,5; Li <sub>2</sub> O - 2,9
3478,0 57,0 21,0	1393,0 29,0 10,7	6560,0 185,0 68,3	6046,0 263,0 96,9	60,0 5,0 1,9	60,0 3,0 1,2	Анализ не проводился	Анализ не проводился
3045,0 135,0 36,2	115,0 2,0 0,5	8360,0 235,0 63,3	8420,0 366,0 96,6	141,0 11,0 2,9	40,0 2,0 0,5	То же	То же

I	2	3	4	5	6	7	8
95	Кировнефть	КС	899-933	$\frac{41}{45,9}$	$\frac{0,5}{-}$	-	47,5
96	Там же	КС	548-573	$\frac{20}{33,8}$	$\frac{0,4}{21,8}$	9,35	13,8
97	Орджоникидзенефть	ПК	2473-2476	$\frac{46}{68,3}$	$\frac{2,9}{-}$	8,75	13,6
99	Кировнефть	ПК	1425-1427	$\frac{53}{57,2}$	$\frac{0,1}{-}$	-	28,1
101	Орджоникидзенефть	ПК	2274-2296	$\frac{71}{79,9}$	$\frac{1,5}{\text{Св.нет}}$	-	9,0
102	Артемнефть	ПК	1818-1826	$\frac{34}{50,3}$	$\frac{0,1}{640}$	7,6	15,8
106	Карадагнефть	ПК	1610-1618	$\frac{45}{60,0}$	$\frac{5,36}{-}$	6,2	14,7
109	Нефтепромысловое управление "Серебровского"	Кас	3589-3601	$\frac{61}{83,0}$	$\frac{2,0}{-}$	7,9	14,2
III	Им. 26 Бакинских комиссаров	ПК	1908-1913	$\frac{55}{69,0}$	$\frac{0,7}{-}$	8,95	13,7

9	10	11	12	13	14	15	16
3485,0 57,0 7,0	3455,0 71,0 8,8	24280,0 683,0 84,2	17000,0 739 90,4	842,0 69,0 8,4	208,0 10,0 1,2	Анализ не проводился	J - 24; Br - 100; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 172
4819,0 79,03 3,5	5003,0 104,06 4,7	42360,0 2040,0 91,8	50973,0 2216,0 99,7	58,0 4,77 0,2	53,0 2,64 0,1	H <sub>2</sub> S - 0,7; CO <sub>2</sub> - 7,3; H <sub>2</sub> - 1,2; CH <sub>4</sub> - 7,7; N <sub>2</sub> - 75,4	J - 18,2; Br - 246; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1055,0; SiO <sub>2</sub> - 10
6033,0 98,94 40,9	6,0 0,12 -	5065,0 142,83 59,1	5503,0 239,25 98,9	23,0 1,89 0,8	15,0 0,75 0,3	H <sub>2</sub> S - 3,4; CO <sub>2</sub> - 0,3; H <sub>2</sub> - 0,6; CH <sub>4</sub> - 4,5 N <sub>2</sub> - 85,5	J - 16,4; Br - 34,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 564,3; SiO <sub>2</sub> - 10
2137,0 37,0 4,7	123,0 2,0 0,3	25740,0 724,0 95,0	1730,0 752,0 97,6	110,0 10,0 2,3	144,0 7,0 0,1	Анализ не проводился	J - 2,9; Br - 23,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 183,0; SiO - 23
2190,0 3,6 2,7	188,0 3,0 0,3	4729,0 132,3 97,0	8922,0 171,13 99,9	9,0 0,17 0,1	- - -		J - 18,0; Br - 79,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 526,7
4422,0 72,52 26,4	730,0 15,18 5,5	6104,0 172,0 68,1	6286,0 273,32 99,5	11,0 0,90 0,3	12,0 0,60 0,2		J - 7,9; Br - 221,0; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 271,3
5301,0 86,94 34,0	648,0 18,48 5,3	5499,0 155,17 60,7	5794,0 251,91 98,6	32,0 2,63 1,0	21,0 1,05 0,4	H <sub>2</sub> S - 2,9; H <sub>2</sub> - 5,1; CH <sub>4</sub> - 10,0; N <sub>2</sub> - 78,2	J - 14,2; Br - 41; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 408,2; SiO <sub>2</sub> - 30
2287,0 37,51 20,3	1777,0 36,96 15,4	5449,0 153,66 64,3	5333,0 231,89 97,0	Нет - -	145,0 7,23 3,0	H <sub>2</sub> S - 1,9; H <sub>2</sub> - 1,5; CH <sub>4</sub> - 33,8; N <sub>2</sub> - 60,6	J - 11,6; Br - 21,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 122
3904,0 64,02 26,4	18,0 0,37 0,1	5090,0 143,54 73,5	5555,0 240,64 99,1	17,0 1,40 0,6	17,0 0,85 0,3	H <sub>2</sub> S - 127; H <sub>2</sub> - 1,3; CH <sub>4</sub> - 9,7; N <sub>2</sub> - 85,6	J - 7,3; Br - 32,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 394,7; SiO <sub>2</sub> - 10; Fe - 1,0 5I

Продолжение табл. 8

I	2	3	4	5	6	7	8
II2	Азизбековнефть	КаС	4713-4723	$\frac{90}{106,5}$	$\frac{2,3}{-}$	-	14,9
II8	Им. 26 Бакинских комиссаров	ПК	2100-2125	$\frac{62}{62}$	$\frac{0,5}{-}$	7,6	10,0
II9а	Азизбековнефть пл. Зыря	ПК	4462-4473	$\frac{88}{101,5}$	$\frac{0,5}{\text{Св.нет}}$	7,5	16,9
I24	Нефтепромысловое управление "Серебровского"	ПК	3100-3150	$\frac{80}{84}$	$\frac{2,3}{\text{Св.нет}}$	-	15,5
I27	Там же	ПК	3200-3247	$\frac{81,4}{85,6}$	$\frac{1,7}{\text{Св.нет}}$	-	11,8
I29	Ашеронский полуостров, Карадаг-нефть, пл. Карадаг	ПК	$\frac{4728-4734}{\text{Прострел}}$	$\frac{92}{129,8}$	$\frac{1,4}{-}$	7,3	14,4
I30	Нефтяные Камни	КаС	916-940	$\frac{49}{56,6}$	$\frac{0,6}{\text{Самойзл.}}$	-	11,4

9	10	11	12	13	14	15	16
2261,0	2117,0	4616,0	5890,0	29,0	52,0	Анализ не производился	Анализ не производился
29,0	44,0	162,0	256,0	2,0	3,0		
29,6	19,1	51,3	98,1	1,08	0,82		
3440,0	347,0	3200,0	4036,0	5,0	7,0	H <sub>2</sub> S - 1,0;	J - 13,1;
56,42	7,22	90,24	175,5	0,41	0,35	CH <sub>4</sub> - 4,4;	Br - 5,8;
44,7	4,1	51,2	99,6	0,2	0,2	N <sub>2</sub> - 89,2;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 531,3;
						CO <sub>2</sub> - 0,5	SiO <sub>2</sub> - 20
3964,0	219,0	5821,0	5982,0	4,0	6,0	Анализ не производился	J - 18,9;
65,02	4,55	164,15	260,08	0,32	0,29		Br - 29,4;
35,3	1,8	62,9	99,8	0,1	0,1		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 237,5;
							SiO <sub>2</sub> - 30
7728,0	115,0	4904,0	6612,0	25,0	36,0	То же	
126,0	2,0	137,0	268,0	1,0	1,0		
47,5	0,8	51,7	99,8	0,4	0,3		
657,0	2090,0	5736,0	2746,9	955,1	-		
10,0	43,0	161,0	161,0	56,0	-		
4,7	20,0	75,3	74,2	25,8	-		
2626,0	4422,0	3433,0	4980,0	55,0	216,0	H <sub>2</sub> S - 4,1;	J - 14,1;
43,06	91,97	96,81	216,59	4,52	10,7	O <sub>2</sub> - 1,3;	Br - 41,2;
18,6	39,7	41,7	93,4	1,9	4,7	CO - 5,4;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 474,2;
						CH <sub>4</sub> - 3,4;	SiO <sub>2</sub> - 30
						N <sub>2</sub> - 84,5	
4757,0	109,0	4791,0	3676,3	39,4	5254,0		
78,0	2,27	135,12	159,9	3,24	26,20		
37,1	1,0	61,9	73,2	14,8	12,0		

ратурой) до умеренно-теплого (среднегодовая температура 13°C), количество атмосферных осадков изменяется от 340 до 600 мм.

В пределах Малого Кавказа выделяются высокогорный, среднегорный, низкогорный пояса. Характерной особенностью его рельефа является наличие плоскостей выравнивания, межгорных впадин и глубоких речных долин.

В геологическом строении Малого Кавказа принимают участие изверженные, осадочные и метаморфические породы. Стратиграфический разрез Малого Кавказа начинается палеозойскими метаморфическими сланцами, выходящими на дневную поверхность в долинах рек Шамхор, Тертерчай, Гасансу, Джагирчай.

Юрские отложения на Малом Кавказе представлены всеми тремя отделами и выражены песчано-глинистыми сланцами, известковистыми туфитами, туфопесчаниками, туфобрекчиями, туфоконгломератами и туфами.

Наиболее полный разрез нижнего мела известен в пределах Севано-Карабахской зоны, сложенной известняками, мергелями и глинистыми песчаниками. В низах верхнемеловых отложений широкое распространение получили вулканогенные породы, песчаники и глины, а в верхнем сеноне (кампан-маастрихт) — известняки.

Палеоген-неогеновые отложения представлены как вулканогенной фацией (андезиты, андезитобазальты и их туфы), так и осадочными породами (известняки, глинистые сланцы, конгломераты, песчаники).

Четвертичные образования выражены вулканогенной (базальты, андезитобазальты и андезиты) и континентальной (валуны, песчаники, пески и глины) фациями.

Сложность геологического строения и тектоники, наличие большого количества разрывных нарушений разной направленности и амплитуды, трещиноватость, разнообразие литологического состава пород, большая расчлененность рельефа и приуроченность Малого Кавказа к зоне молодого вулканизма создают исключительное разнообразие его геотермических и гидрогеологических условий. Описание термальных вод Малого Кавказа приводится по основным складчатым зонам.

### Термальные воды Севано-Карабахской складчатой зоны

Севано-Карабахская зона представляет собой синклиниорий в центральной части Малого Кавказа, имеющий северо-западное направление. Наиболее древними отложениями синклинория являются вулканогенные и туфогенно-осадочные породы байос-бата. Меловые отложе-

ния этой области представлены мощными осадочными, вулканогенно-осадочными и вулканическими породами. Здесь широкое развитие получили отложения альба, сеномана и сантона. Эоценовые образования представлены чередованием серых мелкозернистых песчаников и глинистых сланцев, метаморфизованной туфогенной толщей, известняками и диабазовыми порфиритами, андезитами, базальтами и их туфами. Четвертичные лавы, как наиболее молодые образования, не подвергнуты складчатости.

Характерной чертой тектоники описываемого района является несоответствие ориентировки складчатых структур мезозойских и палеоген-неогеновых отложений. Общее направление мезозойских образований этой области общекавказское. Более молодая складчатость антикавказского направления накладывается на структуры мезозоя (М.А.Кашкай, 1951 г., 1956 г., 1967 г.). Участки развития складчатости общекавказского направления характеризуются более напряженной тектоникой. Складки здесь крутые, отложения сильно дислоцированные, разбиты поперечными и продольными разрывами. Тектоника области развития антикавказской складчатости более спокойная. Описываемая зона разбита рядом крупных продольных и поперечных разломов.

В Севано-Карабахской складчатой зоне выделяются две гидрогеотермические зоны: Истису-Кельбаджарская (с Тутхунской подзоной) и Минкенд-Ахмедлинская.

Термальные воды Истису-Кельбаджарской зоны. Названная зона охватывает большую площадь в верховьях р. Тертер протяженностью более 40 км. В пределах ее заслуживают особого внимания четыре группы минеральных термальных вод (с юга на север): Багырсахская группа, курорт Истису, Нижний Истису и Кельбаджарская группа. К этой зоне примыкает Тутхунская подзона.

В комплексе пород, слагающих район Истису, принимают участие преимущественно изверженные породы палеоген-неогенового возраста и четвертичные лавы. Весь этот комплекс, начиная от курорта Истису в направлении сел. Кельбаджар, образует северное крыло антиклинали, простирающейся в северо-западном направлении вдоль Далидагского интрузива.

Основными тектоническими элементами являются разрывные линии северо-восточного и меридионального направлений, к которым приурочены выходы термальных вод.

Багырсахская термальная группа расположена в 1,5-2 км от курорта Истису вверх по течению р. Тертер на высоте примерно 2350-2400 м. Этот участок находится в присводовой части антикли-

нали, осложненной более молодой плиоценовой складчатостью. Самыми древними отложениями в районе Багырсах являются известняки сенона. На них налегает метаморфизованная туфогенная эоценовая толща. Характерным структурным элементом Багырсахской зоны является дайковый комплекс.

В районе выходов источников широко развиты гранодиориты, трахилипариты, андезиты. Все эти породы покрыты четвертичными лавами мощностью около 50 м. В Багырсахской зоне складчатость имеет в общем северо-восточное направление. Разгрузка термальных вод происходит по тектоническим нарушениям на обоих берегах р. Тертер. Температура воды в естественных выходах изменяется от 26 до 36<sup>0</sup>С, дебит источников 0,1–0,3 л/сек. Минерализация воды 4,4 г/л, состав углекислый гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатно-натриево-магниевый.

В районе Багырсахских источников пробурены скважины на термальные воды. На разных глубинах вскрыты термальные воды с температурой 54–66<sup>0</sup>С. Дебит в скважинах изменяется в больших пределах: от 6,0 до 20 л/сек. Минерализация воды 4,7–6,9 г/л. Химический тип ее гидрокарбонатно-хлоридно-натриевый. Общая характеристика термальных вод Багырсахской группы приводится в табл. 9.

Курорт Истису расположен в 25 км к югу от сел. Кельбаджары. Высота над уровнем моря 2225 м. На территории курорта самой древней является метаморфизованная туфогенная толща среднего эоцена. Она продолжается на юго-восток вдоль правого берега р. Тертер и далее по р. Багырсах. Важное значение в геологическом строении площади Верхнего Истису имеют многочисленные жильные образования, представленные дайками трахидацитов, андезито-дацитов и диабазов. Четвертичные лавы на территории курорта имеют большое распространение. Наиболее молодыми отложениями являются травертины и современный аллювий р. Тертер. Тектоника участка курорта довольно сложная. Чрезвычайно важным тектоническим элементом Верхнего Истису является линия главного разлома, прослеживаемая в северо-восточном направлении вдоль выходов основных минеральных источников. На юго-западе разлом маскируется четвертичными лавами, а в северо-восточном направлении главный разлом выполнен травертинами.

Месторождение термальных вод Истису располагается довольно узкой полосой близмеридионального простирания вдоль р. Тертер, по ее правому берегу.

Линейное расположение термальных источников объясняется тем, что они приурочены к линии тектонического нарушения и связанной с ним зоной интенсивной трещиноватости.

Другая зона естественной разгрузки термальных вод проходит южнее, по правому берегу, выше первой зоны на 80–100 м. Температура в источниках колеблется от 40 до 55°C, дебит от 0,7 до 3–4 л/сек, минерализация 4–5 г/л, химический состав воды гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатно-натриевый. Основным газом является углекислота.

В районе источников пробурен ряд скважин, вскрывших термальные воды на разных глубинах. Температура воды в этих скважинах варьирует от 59 до 74°C, дебит от 1,3 до 18 л/сек. Вода слабо минерализованная, величина плотного остатка 4,8–6 г/л. Химический состав воды гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатно-натриевый. Общая характеристика термальных вод Верхнего Истису приведена в табл. 9.

*Нижний Истису* находится в 11,5 км к югу от с. Кельбаджар и в 13,5 км к северу от курорта Истису. Минеральные источники расположены на правом и левом берегах р. Тертер. Высота у выходов вод 1650 м. Воды выступают или непосредственно из коренных изверженных пород или же из мощных древних травертинов.

Геологическое строение участка очень сложное, характеризуется весьма частыми выходами жильных пород плиоцена. Верхние части склонов долины сложены полосой четвертичных лав.

Вдоль правого склона долины р. Тертер проходит крупная трещина северо-восточного простирания, к которой и приурочены выходы источников и поля травертинов. Дебиты отдельных источников около 0,8 л/сек. Температура воды колеблется от 22 до 39–41°C. Термальные воды выведены скважинами с разных глубин – от 25 до 87 м. Температура воды на изливе изменяется от 56 до 62°C, дебит от 1,5 до 15 л/сек. Минерализация воды 4,2–4,3 г/л, тип воды гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридно-натриевый.

Общая характеристика термальных вод Нижнего Истису приводится в табл. 9.

*Кельбаджарская термальная группа* расположена ниже сел. Кельбаджар. В геологическом строении этого участка принимают участие рассланцованные андезиты и их туфы среднеэоценового возраста; подстилаются они рассланцованными известняками сенона. По тектоническому нарушению названные породы непосредственно контактируют с альбскими аргиллитами, вулканогенными породами сантона и известняками кампан-маастрихта. Весь этот комплекс прорывается интрузивами липаритов, дацитов, диабазов и андезитов. Четвертичные лавы занимают большую площадь, образуя Гештекское и Кельбаджарское плато.

## Истису-Кельбаджарского района

## Общая характеристика термальных вод

№ скважин по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °С	Дебит скважины, л/сек	Статистический уровень, м	Минерализация, г/л
			на изливе на глубине			
I44	Кельбаджарский район, уч. Кельбаджар	648-662	<u>62</u> -	6,0	22	5,1
I48	Кельбаджарский район, уч. Нижний Истису	28,1-87,0	<u>62</u> -	15,0	12	4,3
I48а	Там же	25,5-30,5	<u>56</u> -	1,5	Самозл.	4,2
I59	Кельбаджарский район, уч. Верхний Истису	236,1-365	<u>74</u> -	18,0	10	6,7
I59а	Там же	Св.нет	<u>59</u> -	1,3	10	4,8
I60	Кельбаджарский район, уч. Багырсах	187-300	<u>65</u> -	20,0	+0,8	4,8
I60а	Там же	187-279,5	<u>66</u> -	12,0	+1,2	5,0
I60б	"	173-250	<u>55</u> -	6,0	0,2	6,9
I60в	"	-	<u>54</u> -	8,0	0,1	4,7

Ионный состав (мг/л; мг-экв; % мг-экв)						Микрокомпоненты, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca	
2800,0 46,02 69,3	539,0 11,21 16,9	325,0 9,16 13,8	1339,0 58,23 87,7	52,0 4,27 6,4	78,0 3,89 5,9	Br - 0,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 31,2; SiO <sub>2</sub> - 40
2867,0 47,02 62,3	945,0 19,66 26,1	310,0 8,74 11,6	1594,0 69,32 91,9	39,0 3,21 4,3	58,0 2,89 3,8	Br - 0,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 45; SiO <sub>2</sub> - 32; J - нет
2745,0 45,02 61,6	930,0 19,34 26,5	310,0 8,74 11,9	1538,0 66,89 91,5	41,0 3,37 4,6	57,0 2,84 3,9	Br - 0,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 22,5; SiO <sub>2</sub> - 36
2318,0 38,01 43,2	745,0 15,50 15,5	1460,0 41,17 41,3	2197,0 95,53 95,8	25,0 2,05 2,0	42,0 2,09 2,2	Br - 0,51; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 91,8; SiO <sub>2</sub> - 30
2379,0 39,01 46,1	589,0 12,25 14,5	1180,0 33,28 39,4	1767,0 76,81 90,9	74,0 6,03 7,2	33,0 1,65 1,9	J - нет; Br - 5,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 86,6; SiO <sub>2</sub> - 30
2348,0 96,51 46,2	633,0 13,17 15,9	1120,0 31,53 37,9	1770,0 76,95 92,4	67,0 5,51 6,6	16,0 0,80 1,0	J - нет; Br - 0,52; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 79,7; SiO <sub>2</sub> - 30
2227,0 36,52 44,8	589,0 12,25 15,0	1160,0 32,71 40,2	1692,0 73,58 90,3	76,0 6,25 7,7	33,0 1,65 2,0	J - нет; Br - 1,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 95,3; SiO <sub>2</sub> - 30
2654,0 43,53 44,4	754,0 15,68 15,9	1380,0 38,92 39,7	2070,0 90,01 91,7	77,0 6,33 6,5	36,0 1,79 1,8	Br - 1,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 109,1; SiO <sub>2</sub> - 32
2227,0 36,52 44,8	589,0 12,25 15,0	1160,0 32,71 40,2	1692,0 73,58 90,3	76,0 6,25 7,7	33,0 1,65 2,0	Br - 1,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 95,3; SiO <sub>2</sub> - 40

Термальные источники Кельбаджарской зоны приурочены к тектоническим трещинам в указанных породах. Температура воды в источниках невысокая (25–31°C), дебит незначительный.

В районе источников скважина, пробуренная до глубины 662 м, дала воду с температурой 62°C и дебитом 6,0 л/сек. Минерализация 5,1 г/л, тип воды гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридно-натриево-магниевый. Гидрогеологическая характеристика термальных вод Кельбаджарской группы дана в табл. 9.

По химическому составу все термальные воды Истису-Кельбаджарского района являются углекислыми сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатно-натриевыми, что подтверждает общность условий формирования термальных вод всего Кельбаджарского района. Солевой состав термальной воды в районе более чем за 30 лет не изменился (табл. 10).

Из анализов видно, что среди катионов содержание натрия достигает 80–96%.

В водах Багырсаха и Верхнего Истису содержание хлора относительно велико. Постоянным компонентом является кремнекислота. В этих термальных водах установлены титан, медь, молибден, ванадий и марганец, а также в малом количестве йод, бром, мышьяковая и фосфорная кислоты.

Газовый фактор термальных вод высокий. В естественных источниках и водах скважин газ почти на 100% состоит из углекислоты. Количество ее изменяется в зависимости от температуры: в горячих водах содержание ее обычно до 0,7 г/л, а в холодных значительно больше – до 3 г/л.

Наибольшей радоновой активностью отличаются воды Багырсахской группы. Высокая активность вод Багырсаха объясняется тем, что они циркулируют здесь среди граносиенитов, отличающихся повышенным содержанием радиоактивных элементов по сравнению с другими породами района. Анализ показал следующее содержание урана (в г/л) в термальных водах района:

Кельбаджарская группа . . . . .	3,3x10 <sup>-7</sup>
Нижний Истису . . . . .	3,3x10 <sup>-7</sup> – 4,4x10 <sup>-7</sup>
Верхний Истису . . . . .	2,2x10 <sup>-6</sup> – 4,7x10 <sup>-6</sup>
Багырсахская группа . . . . .	4,7x10 <sup>-6</sup> – 1,4x10 <sup>-5</sup>

Этим и объясняется повышенное содержание радона в водах Багырсахского участка, достигающее 771 ед.Махе.

В большинстве случаев для горячих и теплых вод при повышении температуры увеличивается содержание радона в газах и умень-



Таблица 10

Год производства анализа	Температура воды, °C	Содержание CO <sub>2</sub> , г/л	Химический состав	Местоположение источника
1933	54,4	0,70	M <sub>4,9</sub> $\frac{HCO_3 52 \text{ Cl} 33 \text{ SO}_4 15}{(Na+K) 87 \text{ Ca} 13}$	Верхний Истису
1950	51	0,75	M <sub>4,9</sub> $\frac{HCO_3 52 \text{ Cl} 34 \text{ SO}_4 13}{(Na+K) 80 \text{ Ca} 16}$	Там же
1951	60	0,48	M <sub>5,0</sub> $\frac{HCO_3 50 \text{ Cl} 33 \text{ SO}_4 15}{(Na+K) 79 \text{ Ca} 12}$	"
1952	62	0,49	M <sub>5,2</sub> $\frac{HCO_3 49 \text{ Cl} 34 \text{ SO}_4 17}{(Na+K) 90 \text{ Ca} 5}$	"
1959	60,5	0,31	M <sub>7,0</sub> $\frac{HCO_3 53 \text{ Cl} 33 \text{ SO}_4 14}{(Na+K) 88 \text{ Ca} 12}$	"
1965	74	0,32	M <sub>5,5</sub> $\frac{HCO_3 44 \text{ Cl} 41 \text{ SO}_4 15}{(Na+K) 96 \text{ Ca} 4}$	"
1933	48	-	M <sub>4,8</sub> $\frac{HCO_3 54 \text{ Cl} 29 \text{ SO}_4 18}{(Na+K) 81 \text{ Ca} 9}$	Багырсах
1965	66	0,37	M <sub>5,0</sub> $\frac{HCO_3 48 \text{ Cl} 37 \text{ SO}_4 15}{(Na+K) 94 \text{ Mg} 5,6 \text{ CaO}, 4}$	Там же
1933	43	0,81	M <sub>4,2</sub> $\frac{HCO_3 62 \text{ SO}_4 26 \text{ Cl} 0,4}{(Na+K) 92 \text{ Mg} 4 \text{ Ca} 4}$	Нижний Истису
1965	62	0,48	M <sub>4,4</sub> $\frac{HCO_3 62 \text{ SO}_4 26 \text{ Cl} 12}{(Na+K) 92 \text{ Mg} 4 \text{ Ca} 4}$	Там же
1965	62	-	M <sub>3,7</sub> $\frac{HCO_3 69 \text{ SO}_4 17 \text{ Cl} 14}{(Na+K) 88 \text{ Mg} 6 \text{ Ca} 6}$	Кельбаджар

Общая характеристика термальных источников

№ источника по карте	Местоположение источника	Литологический состав водовмещающих пород и их возраст	Температура воды, °С	Дебит воды, л/сек	Минерализация, г/л
159	Кельбаджарский район, Верхний Истису	Метаморфизованная туфогенная осадочная толща (нижний эоцен)	30,0	6,0	5,5
160г	Кельбаджарский район, участок Багырсах	То же	26,0	0,1	4,4
173	Лачинский район, в 2 км к ЮВ от сел. Минкенд	Четвертичные лавы (травертины) (эоцен)	29,5	7,0	4,6
173а	Лачинский район, в 1,5 км к ЮВ от сел. Минкенд	То же	28,5	5,0	5,4
173б	Лачинский район, в 2 км к ЮЗ от сел. Минкенд	"	28,5	2,0	2,8
173в	Там же	"	22,0	3,0	2,2
173г	"	"	29,5	8,0	2,7
173д	"	"	27,5	18,0	2,8
173е	"	"	27,5	16,0	2,7
62					

Таблица II

Минкенд-Ахмедлинской и Кельбаджарской зон

Ионный состав (мг/л; мг-экв; % мг-экв)						Содержание CO <sub>2</sub> , мг/л	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl <sup>-</sup>	Na+K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>		
2958,0	661,0	1220,0	2052,0	79,0	19,0	242	Br - 0,65; J - 1,2; Al - следы; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 2,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 84,9; SiO <sub>2</sub> - 30
48,51	13,75	34,40	89,22	6,49	0,95		
50,2	14,3	35,5	92,3	6,7	1,0		
2166,0	549,0	1100,0	1584,0	82,0	47,0	198	Br - 1,2; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 1,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 100,5; SiO <sub>2</sub> - 36
35,52	11,42	31,02	68,88	6,74	2,34		
45,6	14,6	39,8	88,4	8,6	3,0		
2257,0	263,0	780,0	772,0	258,0	194,0	132	Br - 1,8; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,7; SiO <sub>2</sub> - 8
37,01	5,47	22,0	33,59	21,21	9,68		
57,4	8,5	34,1	52,1	32,9	15,0		
3154,0	267,0	580,0	973,0	242,0	229,0	630	Br - 0,9; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,4; SiO <sub>2</sub> - 8
51,72	5,55	16,36	423,5	19,89	11,43		
70,3	7,5	22,2	57,5	27,0	15,5		
1982,0	222,0	630,0	534,0	256,0	213,0	396	Br - 1,2; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,4; SiO <sub>2</sub> - 5
32,50	4,62	17,77	23,22	21,04	10,63		
59,2	8,4	32,4	42,3	38,4	19,3		
1574,0	181,0	390,0	484,0	144,0	163,0	-	H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,02; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,5; SiO <sub>2</sub> - 10
25,81	3,76	11,00	21,07	7,18	13,40		
64,4	9,2	26,4	50,6	17,2	32,2		
1909,0	243,0	542,0	581,0	245,0	125,0	175	Br - 1,0; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,7; SiO <sub>2</sub> - 8
31,30	5,05	15,28	25,25	20,14	6,24		
60,6	9,8	29,6	48,9	39,0	12,1		
2080,0	240,0	525,0	741,0	209,0	90,0	170	Br - 0,9; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,7; SiO <sub>2</sub> - 7
34,10	4,99	14,80	32,22	17,18	4,49		
63,2	9,3	27,5	59,8	31,9	8,3		
1940,0	243,0	555,0	635,0	231,0	118,0	166	Br - 0,9; H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> - 0,03; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,7; SiO <sub>2</sub> - 5
31,80	5,05	15,65	27,62	18,99	5,89		
60,6	9,6	29,8	52,6	36,2	11,2		

шается его содержание в воде. Это объясняется понижением растворимости радона в воде по мере возрастания ее температуры.

*Тутхунская ползона.* В долине р. Тутхун имеются многочисленные выходы углекислых минеральных вод, структурно связанные между собой. Водоносность отложений бассейна р. Тутхун обуславливается в основном трещиноватостью осадочных и вулканогенно-осадочных пород верхнего мела, палеогена и антропогена.

В районе холодных углекислых минеральных источников на глубине 279 м пробуренные скважины вскрыли минеральные воды с температурой 28–35°C. Дебит при самоизливе 4–5 л/сек, минерализация 2,08–1,6 г/л, тип воды гидрокарбонатно-сульфатно-кальциево-натриево-магниевый. М.А.Кашкай (1965, 1967) научно обосновал возможность получения здесь высокотемпературной минеральной воды, что подтверждается данными буровых скважин последних лет.

*Термальные воды Минкенд-Ахмедлинской зоны.* Минкендские термальные источники расположены в 1,5–2 км к югу от сел. Минкенд Лачинского района на высоте 1500–1550 м. В геологическом строении района выхода источников принимают участие палеоген-неогеновые и четвертичные вулканогенные породы, покрытые местами маломощными аллювиально-делювиальными отложениями и травертинами.

В Минкендской зоне термальные источники имеют температуру от 22°C до 29,5°C, дебит от 2 до 18 л/сек. Минерализация воды от 2,4 до 3,9 г/л, тип воды гидрокарбонатно-хлоридно-натриево-магниевый-кальциевый. В табл. II дается общая характеристика вод термальных источников Минкенд-Ахмедлинской и Кельбаджарской зон.

## РАЙОН НАХИЧЕВАНСКОЙ ВПАДИНЫ И ЕЁ ОБРАМЛЕНИЯ

Нахичеванская межгорная котловина представляет собой депрессию с довольно крутым падением рельефа в сторону р. Аракс. Отрогами Даралагезского и Зангезурского хребтов межгорная котловина разделяется на ряд равнин: Садаракскую, Шарурскую, Беюкдюзскую, Нахичеванскую и Ордубадскую.

Среднегодовая температура воздуха в горных зонах выше 3500 м составляет минус 9–10°C. С понижением местности температура воздуха повышается, в Нахичеванской межгорной впадине она достигает 14–14,5°C.

Атмосферные осадки распределяются по территории неравномерно. В горных районах они составляют от 400 до 700 мм, а на равнинах меньше 300 мм.

По совокупности морфологических признаков, генетическим особенностям рельефа и тектонике Ш.А.Азизбеков на описываемой территории выделяет: Конгур-Алагезский, Зангезурский и Даралагезский хребты; Дуздагское, Дарыдагское и Неграмское плато и межгорную Нахичеванскую котловину.

Основными структурными элементами горной части района являются Зангезурский и Шаруро-Джувльфинский антиклинории и разоб-цающий их Ордубадский синклинорий.

Складки Нахичеванской впадины, ориентированные в различных направлениях, неравномерно дислоцированы и осложнены флексурами. Эта впадина выполнена отложениями соленосной толщи миоцена.

В силу своеобразных геолого-структурных условий минеральные и термальные воды сконцентрированы в восточной и средней частях Нахичеванского района в области преимущественного развития неоген-палеогеновых и вулканогенно-осадочных верхнемеловых пород. В западной части его, где распространены палеозойские образования, минеральные источники проявляются слабо или почти отсутствуют. Минеральные воды здесь относятся к двум зонам: Центральной, которая включает большую группу холодных углекислых гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатных вод, и Ордубадо-Арафсинской, где минеральные воды в основном относятся к гидрокарбонатно-сульфатному типу. Они приурочены преимущественно к раздробленной контактовой зоне Ордубадского гранитоидного интрузива.

Центральная Нахичеванская зона примечательна термальной линией, проходящей по сводовой части антиклинали, на которой расположены месторождения минеральных вод Бадамлы, Вайхыр, Сираб, Нагаджир, Дарыдаг. Все источники этой термальной линии приурочены к разлому, секущему верхнемеловые, палеоценовые и эоценовые мергели, песчаники, конгломераты, туфы и туфопесчаники.

Из термальных источников практическое значение имеют Дарыдагские (Джувльфинские) источники. Они расположены в долине Шорсу, в 8-9 км к северо-востоку от г. Джувльфы на высоте около 800-900 м.

Район выходов источников находится в ядре куполообразной антиклинальной складки, сложенной мергелями, глинами и песчаниками нижнего эоцена, среди которых в виде "окон" выступают мергелистые известняки сенона. На крыльях антиклинали наблюдаются ступенчатые сбросы, чешуйчатые надвиги и шарьяжи, с которыми связаны выходы термальных источников.

Температура воды в естественных источниках изменяется от 17,5 до 26°C. Суммарный дебит их составляет около 2,5 л/сек. Вода углекислая, соленая величина плотного остатка изменяется от 10,9 до 17,4 г/л, тип воды хлоридно-гидрокарбонатно-натриевый.

## Общая характеристика термальных вод

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Литологический состав водовмещающих пород и их возраст	Интервал опробования, м	Температура воды на изливе, °С	Дебит скважины, л/сек	pH	Минерализация, г/л
I9I	Джультинский район, Дарьдаг	Мергели и алевролиты, мел	248-252	41	6,25	5,4	19,6
I9Ia	Там же	Мергели, мел	660-662	52	13,3	9,1	21,3
I9Iб	"	Мергели, алевролиты, мел	460-473	28	2,35	9,1	18,3
I9Iв	"	То же	180-187	45	12,5	8,95	17,4

## Дарьдагского месторождения

Ионный состав (мг/л; мг·экв; % мг·экв)						Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl'	Na+K'	Mg''	Ca''	
5094,0	1010,0	6830,0	6407,0	140,0	142,0	J - следы; Br - 17,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 788; As - 16,4
83,54	21,01	192,60	27857,0	11,50	7,08	
28,1	7,1	64,8	93,8	3,8	2,4	
5490,0	964,0	7498,0	7031,0	103,0	147,0	J - следы; Br - 20,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 701,0; As - 18,4; F - 0,014
90,03	20,05	211,4	305,73	8,46	7,33	
28,1	6,2	65,7	95,2	2,6	2,2	
5490,0	1109,0	7349,0	6629,0	166,0	370,0	J - 2,0; Br - 18,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 657,0; As - 11,2; F - 0,03
90,03	23,06	207,24	288,23	13,64	18,46	
28,1	7,2	64,7	90,0	4,2	5,8	
4788,0	977,0	7201,0	6470,0	115,0	223	J - следы; Br - 19,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 639,0; As - 14,7; F - 0,007
78,52	20,32	203,06	281,33	9,45	11,12	
26,1	6,7	67,2	93,2	3,2	3,6	

В воде содержится йод в количестве 10–17 мг/л, мышьяк 5–12 мг/л и сурьма.

В районе Дарьдагских источников конторой "Азгеокаптажмин-вод" в 1963–1966 гг. пробурен ряд скважин, вскрывших термальные воды на глубинах 252–662 м. Температура воды в этих скважинах изменяется от 28 до 52°C, дебит их от 2,35–до 13,3 л/сек. Вода напорная, пьезометрический уровень изменяется от 5 до 50 м выше поверхности земли. Величина плотного остатка 17–21,5 г/л, по химическому составу воды хлоридно-гидрокарбонатно-натриевые. Содержание мышьяка составляет 11,2–19 мг/л.

В табл. 12 дается общая характеристика термальных вод Дарьдагского месторождения.

## ГОРНЫЙ ТАЛЫШ И ЛЕНКОРАНСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ

Горный Талыш и примыкающая к нему с востока Ленкоранская низменность расположены в юго-восточной части республики. Границами этой области на севере являются Сальянская и Муганская степи, на юге и юго-западе проходит государственная граница с Ираном.

Горный Талыш имеет сложный рельеф. Наиболее высокий южный продольный хребет тянется на крайнем юго-западе параллельно государственной границе СССР с Ираном. Ленкоранская низменность представляет собой слабонаклонную равнину, значительная часть которой имеет отрицательные гипсометрические отметки.

На преобладающей части территории климат умеренно-теплый с сухим летом. Среднегодовая температура горного Талыша составляет 9,8–10,1°C, в Ленкоранской низменности 14–14,5°C. В центральной части горного Талыша наблюдается почти равномерное распределение осадков. Наибольшее количество атмосферных осадков выпадает в Ленкорань-Астаринском районе (1870 мм).

Район характеризуется широким развитием вулканогенно-осадочных палеоцен-эоценовых образований. Палеоцен, слагающий ядро Астаринского антиклинория, представлен туфоалевритами и туфопесчаниками, чередующимися с прослойками мергелей и пепловых туфов. Полный разрез эоценовых отложений встречается в южной части горного Талыша. Литологически они выражены авгитовыми туфами, глинистыми сланцами, песчаниками и конгломератами.

Майкопская свита (олигоцен-миоцен) широко развита на территории Ярдымлинского синклинория и Алашар-Броварского хребта, где она представлена в основном глинистой фацией с примесью

большого количества туфогенного материала. Миоценовые отложения встречаются в виде длинных узких полос в северо-восточных предгорьях Алашар-Буроварского хребта. Весь комплекс миоценовых отложений выражен морской песчано-глинистой фацией.

По данным В.Е.Хаина, В.П.Ренгартена, Ш.Ф.Мехтиева и А.С.Байрамова, Талышская горная система представляет собой крупный антиклинорий первого порядка, состоящий из двух антиклинориев второго порядка и разделяющего их синклинория. Первый антиклинорий (Астаринский) охватывает территорию Главного водораздельного хребта, их разобщает Ярдымлинский синклинорий, который далее к востоку сменяется Астраханбазарским синклинорием. Все складки имеют северо-западное простирание, опрокинуты на северо-восток.

Тектонические нарушения, с которыми связаны выходы термальных вод, как правило, имеют общекавказское направление и протягиваются на несколько десятков километров. Поперечные разломы приурочены к наиболее приподнятым частям складчатых структур.

Термальные и минеральные воды Талыша и Ленкоранской низменности описаны М.А.Кашкай, С.А.Алиевым, П.Тагиевым (1968 г.), а также А.М.Бабаевым (1968 г.) и А.М.Магеррамовой (1969 г.). Поэтому мы в нашей работе вкратце остановимся на их описании и дополним лишь новыми данными, полученными при разведке.

Термальные воды Масаллинского района. Месторождения термальных вод Масаллы расположены в 15 км от одноименного районного центра, в долине р.Виляжчай. Протяженность участка термальных вод около 3 км вдоль реки. Основными источниками этой группы являются Аркеван-Главный, Донуз-Утен, Мишарчай и Готурсу. Эти источники являются наиболее высокотемпературными в пределах описываемой термальной зоны.

В геологическом строении района Масаллинских источников принимает участие песчано-сланцевая толща верхнего эоцена, собранная в широкую антиклинальную складку. Источники расположены на юго-восточном крыле антиклинали, осложненной интенсивной тектонической трещиноватостью.

Аркеванский Главный источник выходит в своде антиклинальной складки, сложенной песчаниками, туфопесчаниками и аргиллитами аркеванской свиты. Температура воды 50°C, дебит 3,5 л/сек. Вода хлор-кальциевого типа, с резким запахом сероводорода, величина минерализации 17,8 г/л. Газовый состав азотно-метановый: N<sub>2</sub> - 52,4% и CH<sub>4</sub> - 46,5%.

Воды естественного выхода Догуз-Утен, находящегося в зоне хорошо выраженной трещиноватости, имеет температуру  $64^{\circ}\text{C}$ . К северо-востоку трещиноватость затухает. Суммарный дебит источника составляет 5 л/сек. Минерализация воды 15-16 г/л. По химическому составу воды хлоридно-натриево-кальциевые.

Источники Готурсу расположены на правобережной пойме р. Вилячай, в 2 км выше по течению от Главного источника Аркеван.

На участке выходов под аллювиальными образованиями развиты отложения майкопской свиты, представленные песчаниками и аргиллитами, перемьями, раздробленными, трещиноватыми, содержащими многочисленные прожилки кальцита.

Термальные воды с температурой  $63-64^{\circ}\text{C}$  выбиваются из-под речных валунов поймы реки, выход их сопровождается бурным выделением метана. Наибольшее количество термальной воды выступает на протяжении 2 м, образуя целый поток, вливающийся в р. Вилячай. Ниже по течению реки выклиниваются термальные воды с температурой до  $56^{\circ}\text{C}$ . Поверхность валунов покрыта желтовато-зеленовато-белыми выделениями серы. Тип воды хлор-кальциевый, минерализация ее 14 г/л. В воде присутствуют йод (0,016 г/л) и бром (0,002 г/л). Дебит источников составляет около 9-10 л/сек.

На расстоянии 2000 м к юго-западу от источника Готурсу, в местности Янардаг, выходит метан. Данные о геолого-структурном и литолого-фациальном характере участков разгрузки термальных вод и результаты буровых работ позволяют сделать вывод о том, что трещиноватость наиболее интенсивно развита в осевых частях антиклиналей и постепенно затухает в направлении к крыльям складок.

В районе Аркеванской группы термальных источников Управлением СМ Азерб. ССР по геологии пробурено три скважины глубиной 500 м. Температура воды в скважинах изменяется от  $32$  до  $45^{\circ}\text{C}$ , дебит от 3 до 12 л/сек. Вода минерализованная с величиной плотного остатка 8-15 г/л. Химический состав ее хлоридно-натриево-кальциевый. Результаты измерения геотермической ступени в скважинах приведены в табл. 13.

Как видно из табл. 13, с увеличением глубин увеличиваются значения геотермической ступени. В верхней, относительно более трещиноватой части разреза, где происходит растекание термальных вод, величина геотермического градиента возрастает.



Таблица 13

Результаты геотермических исследований по скважинам  
Масаллинского месторождения

Характеристика скважины		Геотермические параметры		
глубина, м	температура, °С	интервал, м	градиент, °С/м	ступень, м/град
Скважины Аркеван I и I <sup>a</sup>				
35	30	35-52,5	0,4571	2,5
52,5	38	52-147,5	0,0402	23,7
147,5	42	147,5-335	0,0213	47
335	46	35-480	0,0069	145
Скважина Аркеван 2				
40	26	40-105	0,0615	16,2
105	30	105-115	0,0500	20,0
185	34	185-378	0,0200	48,2
378	38	378-460	0,0244	41,0

Термальные воды Ленкоранского района. В Ленкоранском районе имеются три группы термальных источников: Нижне- и Верхне-Ленкоранские (Анджинские или Ибадсы), Главзавуа и Хавт-Хони. Они расположены в 12-14 км на запад от районного центра Ленкорань. Вода источников выступает по тектоническим трещинам из туфопесчаников, туфобрекчий и аргиллитов нижнеолигоценового и верхнезоценового возраста. Температура воды изменяется от 30 до 42,6°С, дебит от 0,3 (Хавт-Хони) до 14 л/сек (Ибадсы).

Вода минерализованная (3,4-5,8 г/л), хлоридно-натриево-кальциевого типа.

В районе Ленкоранских источников Управлением СМ Азерб.ССР по геологии пробурен ряд скважин глубиной от 465 до 1000 м. Температура воды на изливе скважин изменяется от 23 до 39°С, а дебит от 0,3 до 46,5 л/сек, вода сильно минерализованная (10-35,5 г/л), хлоридно-натриево-кальциевая.

Анализ геотермических параметров показывает, что в тех скважинах, которые расположены в пределах тектонических нарушений, изменение температур с глубиной происходит по "выпуклой"

относительно оси скважин кривой, а в скважинах, заложенных вне зоны нарушений, эти изменения происходят по прямой.

Термальные воды Астаринского района. Выходы термальных вод расположены на расстоянии 13 км от районного центра Астара в долине р. Истисучай. Вода выходит на первой надпойменной галечниковой террасе. Температура ее 43–48°C. Суммарный дебит источников около 20 л/сек. Вода минерализованная (19 г/л), хлоридно-натриево-кальциевого типа.

Бурением в районе Алашинских источников термальные воды с температурой 35,7–50°C вскрыты скважинами на глубине 37–500 м. Гипотермальные воды в основном приурочены к узким тектоническим зонам, по условиям залегания относятся к трещинно-жильному типу. Дебит скважин изменяется от 0,15 до 9 л/сек.

Химический состав термальных вод Ленкоранской области примерно одинаков – хлоридно-натриево-кальциевый. Астаринские и Ленкоранские термальные воды сопровождаются чисто азотными струями, Масаллинские – метановыми.

## КУРИНСКАЯ ВПАДИНА

Между поднятиями Большого и Малого Кавказа расположена крупная Куринская впадина, занимающая почти треть часть территории республики. По особенностям своего строения впадина делится на три крупных района: Алазань-Агричайская межгорная впадина; Аджинаур-Джейранчельская тектоническая зона (Неогеновые предгорья) и Кура-Араксинская депрессия.

Алазань-Агричайская межгорная впадина расположена между южным склоном Большого Кавказа и Неогеновыми предгорьями и протягивается от границы с Грузинской ССР по р. Девебатанчай, на абсолютных отметках от 700–800 до 200–300 м и менее.

Аджинаур-Джейранчельская тектоническая зона, известная под названием Ширако-Аджинаурской возвышенности, протягивается узкой полосой с северо-запада на юго-восток от границы с Грузинской ССР до р. Гирдыманчай на 260 км. Площадь около 6000 км<sup>2</sup>. Река Алазань делит район на две части: западную – Джейранчель и восточную – Аджинаур. Неогеновые предгорья представляют собой платообразные сооружения, поднимающиеся над окружающими их низменностями на 200–450 м.

Кура-Араксинская депрессия протягивается от границы с Армянской и Грузинской ССР до Каспийского моря на 450–560 км. Площадь ее составляет почти 21000 км<sup>2</sup>. По орографическим особенностям Кура-Араксинская депрессия подразделяется на три орографиче-

ских района: Кировабад-Казахский массив, Кура-Араксинскую низменность и Юго-Восточную Ширвань.

Кировабад-Казахский массив - овражно-холмистая равнина с общим уклоном местности на север и северо-восток. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 665 м (южная часть) до 100 м (северная).

Кировабад-Казахский массив отделяется от расположенной восточнее Кура-Араксинской низменности меридиональными поднятиями Дуздаг и Гедакбоз. Рельеф Кура-Араксинской низменности довольно простой. Здесь выделяются две орографические зоны: подгорные наклонные равнины и низменности Ширванская, Карабахо-Мильская, Муганская и Прикуринская (центральная часть низменности).

Юго-Восточная Ширвань - почти идеальная равнина, разделена линией брахиантиклинальных возвышенностей на две части: северную - слабоволнистую с конусом выноса р. Пирсагатчай и южную, равнинный рельеф которой нарушается наличием в северо-восточной части древней дельты р. Куры и одиночных конусов грязевых вулканов (Дуровдаг, Курсангя).

В западной части равнины почти параллельно р. Куры протягиваются брахиантиклинальные возвышенности Куровдаг, Габазанан, отделяющие Юго-Восточную Ширвань от расположенной западнее Кура-Араксинской низменности.

В Алазань-Агричайской долине климат умеренно-теплый, влажный. Среднегодовая температура воздуха 12-12,5°C. Количество атмосферных осадков колеблется от 300 до 850 мм. Климат в Аджнауре также умеренно-теплый, с сухим летом и сухой зимой. По многочисленным данным среднегодовая температура воздуха изменяется от 10,9 до 12,5°C. Атмосферные осадки на территории района выпадают в количестве 350-450 мм. Кура-Араксинская депрессия имеет климат умеренно-теплых полупустынь и сухих степей с сухой зимой. Среднегодовая температура воздуха 12-14,5°C. Количество атмосферных осадков изменяется в пределах 200-450 мм.

Через Центральную часть Кура-Араксинской депрессии с северо-запада на юго-восток протекает р. Кура, у Сабирабада она принимает справа один из крупных своих притоков р. Аракс. С южных склонов Главного Кавказского хребта в пределы низменности стекает р. Аразань, через Ширванскую степь протекают реки Алджиганчай, Турианчай, Геокчай, Гирльманчай и Ахсу. С северных и северо-восточных склонов Малого Кавказа берут начало реки Харамы, Акстафчай, Шамхорчай, Гянджачай, Куракчай, Геранчай, Инчай, Тертер, Хачинчай, Каркарчай. В пределы Муганской степи с Талышских гор стекает р. Болгарчай.

Куринская депрессия является областью накопления мощной толщи мезозойских и кайнозойских отложений. Последние выходят на дневную поверхность в бортах и погружаются на значительную глубину в ее центральной части. Самыми древними осадками, встреченными на территории буровыми скважинами "Азнефтеразведки", являются меловые отложения. Многочисленными нефтяными скважинами вскрыт мезозойский комплекс пород в пределах Кировабадской нефтегазоносной области. Все скважины за пределы верхнемеловых отложений не вышли.

В Геокчайском районе верхнемеловые отложения вскрыты скважинами на глубине более 4500 м, представлены они глинами с прослойками известняков.

Палеоценовые отложения вскрыты скважинами на участках Шорбулаг, а также в Дальмамедлинской, Агджабединской и Ждановской площадях. Представлены они мергелями, известняками, песчаниками и прослойками глин. Мощность их изменяется от 125 (площадь Шорбулаг) до 220 м (участок Ждановск).

Эоценовые отложения в описываемой области распространены примерно на тех же площадях, что и вышеописанные палеоценовые отложения. Эти отложения выделяются здесь под названием фораминиферовых слоев. Представлены они глинами, мергелями, известняками, песчаниками. Мощность эоценовых отложений изменяется от 250 до 300 м.

Отложения майкопской свиты (олигоцен - низы миоцена) имеют весьма широкое распространение и выходят на дневную поверхность в виде полосы, протягивающейся от р.Шамхорчай на северо-западе до р.Тертер на юго-востоке. Основная площадь распространения майкопских образований покрыта миоценовыми и плиоценовыми отложениями.

Майкопские отложения в виде широкой полосы протягиваются вдоль северо-восточных предгорий Малого Кавказа (Кировабадская нефтегазоносная область). Здесь майкопская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю (II казанбулакский горизонт) и верхнюю (I казанбулакский горизонт).

Отложения II казанбулакского горизонта представлены главным образом песчаниками и глинами. Выше залегает I казанбулакский горизонт, выраженный глинами, песчаниками и песками.

Верхняя часть I казанбулакского горизонта также делится на нижнюю и верхнюю пачки. Нижняя пачка представлена мощными буровато-серыми, часто ожелезненными, разнородными песчаниками; верхняя - сложена серыми и бурыми карбонатными песчаниками, глинами, мергелями. Мощность верхней части I казанбулакского горизонта изменяется от 300-900 до 1400-1800 м.

Тарханский горизонт в основном установлен только в самой юго-восточной части Джановского района. Эти отложения представлены глинами с редкими прослоями песчаников, мощность их 60 м.

Чокракский и караганский горизонты, установленные в Кировабадской области, представлены глинами, песчаниками и мергелями, мощность отложений 60-200 м.

Отложения конкского яруса выявлены только на площадях Луздаг и Ширванлы, представлены они глинами, мощность их приблизительно 100 м. Сарматский ярус представлен песчано-глинистыми образованиями, мощность их изменяется от 300 до 920 м. Отложения сарматского яруса широко развиты в Джейранчеле. Они хорошо обнажаются в районах Чобандаг, Ахтатепе, по р.Гирдыманчай и в горе Мамедтапе. Мощность их 850-900 м.

Плиоцен-понтические отложения выходят на дневную поверхность в долине р. Геокчай, где они представлены континентальной фацией - конгломератами, песчаниками и песками. Широкое распространение имеет продуктивная толща в районе рек Ахсу, Гирдыманчай и на обширной площади Юго-Восточной Ширвани. В Юго-Восточной Ширвани продуктивная толща представлена песчано-глинистыми отложениями, полная мощность которых не вскрыта бурением. Максимальная вскрытая мощность продуктивной толщи 2650 м. Она обнажается только у восточной границы Аджинаура, в долине р.Гирдыманчай.

Отложения акчагыльского яруса пользуется повсеместным распространением. В направлении с северо-запада на юго-восток и от предгорий к центру низменности отмечается последовательная смена грубообломочных континентальных образований прибрежно-континентальными и морскими. В пределах Кировабад-Казахского массива отложения акчагыла представлены морскими глинами с прослойками песков, песчаников, мергелей и вулканического пепла, мощность их 200 м. В Карабах-Мильской степях акчагыльские отложения вскрыты скважинами на глубине 200 м и ниже, где они представлены песками, песчаниками и глинами. Здесь их мощность составляет 200-230 м. В восточной части Куричской впадины, в районе Нефтечала и Хиллы отложения акчагыла залегают с угловым несогласием на отложениях продуктивной толщи. Представлены они серыми и черными глинами мощностью 40-120 м.

Образования апшеронского яруса в описываемом районе распространены также повсеместно. В отличие от акчагыльских апшеронские отложения характеризуются более значительным распространением континентальных фаций. Континентальные образования широко развиты вдоль северных, северо-восточных и южных предгорий Малого Кавказа, где они обрамляют морские осадки центральной и восточной части впадины.

По южному борту впадины континентальные отложения апшерона представлены красно-бурыми суглинками, глинами с прослоями грубозернистых песчаников, конгломератов. В юго-восточном направлении вдоль южных предгорий Малого Кавказа разрез апшерона обогащается грубообломочными конгломератами и галечниками. В южной части Мильской степи континентальные отложения апшерона замещаются морскими. Литологически эти отложения представлены песками, песчаниками и глинами. Мощность апшеронских отложений увеличивается от предгорий к центральной и юго-восточной частям низменности от 300 до 700-1000 м, в Юго-Восточной Ширвани достигает 1000-2000 м.

Четвертичные отложения играют большую роль в геологическом строении Куринской впадины. Мощность их колеблется от 50-100 (западная часть республики) до 1000-1500 м (Юго-Восточная Ширвань). На большей части территории депрессии четвертичные отложения подразделяются на бакинский, хазаро-хвалынский ярусы и современные отложения. Провести границы между отдельными ярусами весьма затруднительно, так как близкие условия осадконакопления способствовали образованию довольно однообразной толщи пород при одной и той же ассоциации фаций. Во многих участках в западной и северо-западной частях Куринской депрессии четвертичные отложения не могут быть отделены от континентальных образований апшерона.

Мощность антропогена в пределах депрессии варьирует от 50-100 м в прибортовых частях до 1500 м в Юго-Восточной Ширвани.

Алазань-Агричайская межгорная впадина выполнена в верхней части мощной толщей четвертичных отложений, представленных в континентальной фации валунно-галечниковыми отложениями с прослоями суглинков и глин. По данным электроразведочных работ (А.Шахназарян, 1962 г.) мощность четвертичных отложений колеблется в пределах 650-1200 м.

Глубинное строение Куринской впадины является более сложным, чем поверхностное. В ее пределах выделяется целый ряд складчатых зон, в которых кулисообразно располагаются куполовидные брахиантиклинали, сложенные средне- и верхнеплиоценовыми и четвертичными отложениями. В региональном плане область юго-западного борта Куринской впадины, примыкающая к Малому Кавказу, представляет собой обширную моноклинал, связанную с погружением складчатости Малого Кавказа к северо-востоку и востоку.

В Кировабадской области выделяются с северо-запада на юг и юго-восток следующие антиклинальные поднятия: Шамхорское, Нафта-ланское, Гедакбозское, Дуздагское, Казанбулакское, Боздагское, Дальмамедлинское, Мир-Баширское, Ширванлинское, Бардинское, Гюл-

лджинское, Агджабединское и Жлановское. Сложены эти поднятия осадками верхнего мела, палеогена и неогена.

В Юго-Восточной Ширвани и Сальянской степи отмечается ряд тектонических структур антиклинального типа (Хамамдаг, Агзибир-Бяндован и Бабазанан). Складки рассматриваемой зоны сложены осадками плиоцена и антропогена. По своим структурным особенностям Алято-Сальянская зона заметно отличается от геотектонических зон Средне-Куринской впадины. Это отличие выражается в выходе на поверхность в ядрах брахиантиклиналей слоев продуктивной толщи и раздробленности их на блоки.

Южный участок Алято-Сальянской зоны представлен тремя основными антиклинальными поясами, в пределах которых обнажены отложения продуктивной толщи.

Северо-восточный антиклинальный пояс - Пирсагат-Хамамдагская, Мишовдаг-Бяндованская и Куровдаг-Нефтечалинская брахиантиклинали. Электрометрическими исследованиями обнаружено Курламиро-Саатлинское и Мильско-Муганское антиклинальные поднятия. А.Н.Корнев предполагает, что своды складок представлены отложениями верхнего плиоцена и, возможно, продуктивной толщи.

По геоморфологическому облику вся Алазань-Агричайская межгорная впадина от Главного Кавказского хребта на севере и до рек Алазань и Агричай на юге разделяется на две основные области, вытянутые почти в широтном направлении. Первая охватывает южные склоны Главного Кавказского хребта и относится к полосе преобладающей денудации. Вторая - Алазань-Агричайская аллювиальная равнина - является областью преобладающей аккумуляции и, в свою очередь, подразделяется на следующие зоны: зону конусов выноса горно-речных систем южного склона и плосконаклонную к югу аллювиальную равнину с мягковолнистым рельефом.

Алджинауро-Джейранчельская складчатая зона в геоморфологическом отношении характеризуется ступенчатостью рельефа, а также понижением абсолютных отметок хребтов и долин с северо-востока на юго-запад, вкрест их простираения.

В пределах Кура-Араксинской низменности выделяется ряд геоморфологических районов. Вдоль южных и юго-западных границ низменности располагается район средних и низких гор с высотами 600-1000 м.

С северо-запада и севера непосредственно вдоль низменности протягиваются хребет Боздага высотой 450-600 м и Ленгебизский хребет высотой 800-900 м. В пределах Юго-Восточной Ширвани выделяются складчатые возвышенности Алятской гряды, хребты Мишовдаг, Куровдаг, Бабазанан. В этом районе очень развиты грязевые вулка-

ны. Последние в некоторых случаях образуют и самостоятельные поднятия (Дуровдаг, Кюрсангя, Бяндован).

В пределах Карабахо-Мильской и Ширванской степи выделяются наклонная изменчивость и аллювиальная изменчивость вдоль р. Куры.

## Геотермические условия и термальные воды Куринской впадины

Исследования геотермических условий Кировабадской нефтегазоносной области и Юго-Восточной Ширвани дали возможность вычислить величины геотермических ступеней для указанных районов и вывести усредненные показатели для всей территории Куринской впадины (табл. 14).

Данные об изменении величины геотермической ступени по площади и на глубину позволили построить геотермические карты для определенных горизонтов. Эти карты составлены для наиболее изученных апшеронского, акчагыльского водоносного комплексов, водоносного комплекса продуктивной толщи, для майкопского и мелового водоносных комплексов.

Термальные воды апшеронского водоносного комплекса. В Алазань-Агричайской межгорной впадине апшеронские отложения скважинами (глубина скважин 250-300 м) не вскрыты. В Аджинаур-Джейранчельской складчатой зоне (Неогеновые предгорья) они залегают неглубоко, на многих участках выходят на дневную поверхность.

В Кура-Араксинской низменности апшеронские отложения в предгорной полосе Малого Кавказа выходят на дневную поверхность. В восточном и юго-восточном направлениях они погружаются под четвертичные (мощность 1000-1500 м), в центральной и северо-восточной частях депрессии глубина их достигает 2000-3000 м (Ахсу, Курдамир). Литологически эти отложения представлены валунно-галечниками, песками, песчаниками и глинами. В Юго-Восточной Ширвани отложения апшерона представлены песками, средне- и тонкозернистыми песками с прослоями глин.

Для территории Куринской впадины на основании фактического материала подсчитана средняя геотермическая ступень для апшеронских отложений: на глубине 1000 м геотермическая ступень составляет 27-30 м/град, на глубине от 1000 до 2000 м - 30-33 м/град. Конфигурация и абсолютные значения изотерм в Аджинаур-Джейранчельской складчатой зоне показывают, что там, где апшеронские отложения обнажаются или залегают неглубоко (до 240-260 м), выделяется зона холодных вод (до 20°C), с погружением этих отложений



Таблица 14

Изменение геотермической ступени по отдельным районам Куринской впадины, м/град

Глубина, м	Шамхор	Кировбад	Шеки-Закаталы	Евлях	Барда	Гойлшма	Агджабели	Джановк	Агшап	Исмаиллы	Ахсу	Курламир	Сабирбад	Казмагамед-Али-Баграмлы	Имашлы	Сальны (Карабаглар)
1000	26	24	30	26	25	27	30	30	27	28	29	30	32	34,3	35	40
1000-2000	28	26	33	28	27	30	34	34	29	30	31	34	35	42,8	38	49,4
2000-3000	30	27,5	36	30	29	32	36	36	31	32	33	36	38	44,8	40	52,6
3000-4000	32	29	39	32	31	34	38	38	33	34	35	38	40	46,0	42	53,1
4000-5000	33	31	42	34	33	36	40	40	35	36	37	40	41	47,0	44	54,1

температура увеличивается. Здесь могут быть выделены следующие температурные зоны: 20–40°C, 40–50°C и 75–100°C.

Поскольку в Аджинаур–Джейранчельской складчатой зоне глубокие скважины не проходились, геотермические исследования не проводились, однако на основании многочисленных замеров на соседней Кировабадской нефтегазоносной области путем интерполяции устанавливается, что геотермическая ступень в этой зоне достигает примерно величины 27–28 м/град на глубине 1000 м и 30–32 м/град на глубине от 1000 до 2000 м.

На территории Джейранчельской степи температура на глубине 1250–1300 м составляет 50–55°C. Полоса с температурой 50–75°C устанавливается на глубине 1400–1870 м. В Аджинаурской степи, в районе оз. Аджинаур, на глубине 2500–2800 м глубинная температура достигает до 85–90°C.

В Куринской депрессии в пределах апшеронских отложений выделены геотемпературные зоны: холодных вод (до 20°C) и термальных вод: 20–40°C, 40–50°C, 50–75°C, 75–100°C и свыше 100°C. Холодные воды с температурой до 20°C охватывают полосу вдоль предгорий Малого Кавказа (Кировабад–Казахский массив), западную часть Карабахо–Мильской степи и ядро антиклинальных поднятий в Юго–Восточной Ширвани – Карабагляр, Курсангя, Мишовдаг, Кюровдаг. Глубина залегания этой зоны от Карабахо–Мильской степи в направлении к юго–востоку изменяется от 200 (Шамхор, Кировабад, Ждановск, Агдам) до 240–250 м.

В разных районах одна и та же температурная зона залегает на различных глубинах, что определяет разную величину геотермической ступени. Данные табл. 14 позволяют сделать вывод, что величина геотермической ступени увеличивается от Малого Кавказа к центральной, юго–восточной и восточной частям впадины.

Гидрогеотермические исследования, проведенные в Куринской депрессии в 1965–1966 гг., дают представление о температуре термальных вод на изливе. Большое количество артезианских скважин в Кировабад–Казахском массиве, Карабахо–Мильской степи, пробуренных до глубины 400 м и вскрывших подземные воды апшеронских отложений, показали, что подземные воды на изливе имеют температуру до 20–26°C (табл. 15). В Прикуринской полосе апшеронские воды встречены на глубинах 550–1500 м и в этом районе температура их на изливе изменяется от 23 до 40°C.

Средняя величина коэффициента фильтрации водосодержащих пород в Кировабад–Казахском массиве изменяется от 0,3 до 12–13 м/сутки, в Кура–Араксинской низменности от 0,3 до 4,5–5 м/сутки, в Юго–Восточной Ширвани от 0,2 до 3,4 м/сутки. Водопродол-

ность водоносного горизонта колеблется от 3 до 300 м<sup>2</sup>/сутки. Дебит скважин в Кировабад-Казахском массиве и Карабахской степи изменяется от 0,5 до 10,0 л/сек.

Воды апшеронского водоносного комплекса повсеместно напорные. Пьезометрический уровень воды изменяется от 1,7 до 8 м выше поверхности Земли. Воды этого водоносного комплекса в пределах Кировабад-Казахского массива и Кура-Араксинской низменности пресные, минерализация их в среднем не превышает 1 г/л, за исключением редких случаев, когда она доходит до 2 г/л. По химическому составу воды хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевые или сульфатно-хлоридно-натриевые.

В Прикуринской полосе апшеронские воды высокоминерализованные - величина плотного остатка изменяется от 13 (Сальяны, Али-Байрамлы) до 115 (Нефтечала), тип вод хлоридно-натриевый.

В табл. 15 дается общая характеристика термальных вод апшеронского водоносного комплекса.

Термальные воды акчагыльского водоносного комплекса. Акчагыльские отложения на территории Куринской впадины распространены повсеместно. Акчагыльские воды в пределах Куринской впадины в основном термальные. Они распространены в Алазань-Агричайской межгорной впадине, Джейранчель-Аджинаурском плато и Куринской депрессии. Мощность акчагыла в Алазань-Агричайской долине равна 100-120 м, в пределах Джейранчель-Аджинаурского плато - 800-1000, Кировабад-Казахского массива - 200-400, в Кура-Араксинской низменности 70-450, в Юго-Восточной Ширвани - 40-120 м.

Подземные воды акчагыльских отложений на территории Куринской впадины относятся к нескольким температурным зонам, выделенным по фактической величине геотермической ступени: холодные воды (до 20°C), термальные воды с температурой - от 20 до 40°C; от 40 до 50°C; от 50 до 75°C; от 75 до 100°C и с температурой выше 100°C.

Глубина залегания зоны холодных вод достигает 150-240 м. Она охватывает районы предгорной части Карабахо-Мильской степи и участки Неогеновых предгорий, где акчагыльские отложения или выходят на дневную поверхность, или залегают на глубине до 250 м.

В Алазань-Агричайской межгорной впадине глубинная температура воды акчагыльского комплекса достигает 50-55°C на глубине 1250-1350 м.

В Джейранчель-Аджинаурской складчатой зоне глубинная температура воды акчагыльских отложений доходит до 110-140°C на глубине 3000-4200 м (по данным структурной карты). С запада на

Характеристика термальных вод алшеронского

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °С на изливе на глубине	Статический уровень относительно устья скважины, м	Дебит, л/сек	pH	Минерализация, г/л
I	2	3	4	5	6	7	8
21	Казахский район, уч. Пойлы	205-299	<u>22</u> 20,5	5,7	7,6	-	0,8
38	Таузский район, в 2 км к ЮЗ от с.Кирзан	<u>170-350</u> Перфор.	<u>24</u> 24	6,0	18,7	-	0,5
39	Таузский район, с.Джалилли	<u>140-280</u> Перфор.	<u>19</u> 17,9	3,0	10,7	-	6,0
44	Шамхорский район, с.Колхозкенд	<u>260-300</u> Перфор.	<u>22</u> 22,5	3,3	7,0	-	0,3
48	Шамхорский район, ЮЗ от с.Дашбулаг	<u>178-300</u> Перфор.	<u>18</u> 19,4	3,5	-	5,7	10,6
49	Шамхорский район, уч. Битдили	250-300	<u>21</u> 22,5	6,0	5,0	7,6	0,8
56	Шамхорский район, в 2 км севернее сел. Ленинкенд	<u>120-270</u> Перфор.	<u>19</u> 17	2,1	5,0	6,8	0,3
60	Кировабадский район, в 2 км к СЗ от сел. Зиятлы	<u>205-350</u> Перфор.	<u>23</u> 16,4	2,6	2,9	-	0,4

водоносного комплекса Куринской впадины

Таблица I5

Ионный состав (мг/л; мг·экв; % мг·экв)						Газовый состав, % (от общего объема) Свободный CO <sub>2</sub> , мг/л	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca		
9	10	11	12	13	14	15	16
219,0	57,0	75,0	78,0	13,0	48,0	Св. нет	Св.нет
3,6	1,2	2,1	3,4	1,06	2,4		
52,3	17,3	30,4	49,3	16,0	34,7		
222,0	215,0	15,0	41,0	23,0	98,0		
3,6	4,48	0,4	1,8	1,9	4,8		
43,0	53,0	4,0	21,1	22,4	56,5		
51,0	1846,0	1602,0	1441,0	91,0	284,0		
0,8	38,4	45,1	62,6	7,5	14,2		
1,0	45,5	53,5	74,3	8,9	16,8		
220,0	107,0	22,0	40,0	15,0	70,0		
3,6	2,23	0,6	1,7	1,3	8,4		
56,3	34,4	9,3	26,6	20,3	53,1		
116,0	287,0	66,0	138,0	14,0	56,0		J - 2,0
1,90	5,97	1,86	5,79	1,15	2,79		
19,5	61,3	19,2	59,5	11,8	28,7		
195,0	66,0	330,0	185,0	18,0	87,0	CO <sub>2</sub> - 31	J - 0,52; Br - 0,12; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 50; SiO <sub>2</sub> - 10; Ni, Cu, Ag, Cr
3,20	1,37	9,31	8,06	1,48	4,34		
23,0	9,9	67,1	58,1	10,6	31,3		
220,0	97,0	15,0	71,0	5,0	51,0		
8,62	2,02	0,42	3,09	0,42	2,55		
59,4	33,9	6,4	51,0	0,8	42,2		
75,0	186,0	211,0					
1,22	3,87	5,95					
11,0	35,0	54,0					

I	2	3	4	5	6	7	8
67	Касум-Исмаиловский район, уч. Зазалы	200-400	$\frac{22}{30}$	2,9	0,8	7,8	1,3
74	Евлахский район, ст. Мингечаур	195-400	$\frac{27}{28,1}$	8,0	4,0	-	0,46
77	Евлахский район, расположена в г. Евлах, во дворе бывшего МТС	$\frac{200-400}{\text{Прострел.}}$	$\frac{20}{21,7}$	6,8	2,0	8,0	0,4
81	Евлахский район, окраины сел. Карамамеды	$\frac{302-351}{\text{Перфор.}}$	$\frac{24}{24}$	5,0	4,7	-	0,4
92	Бардинский район, уч. Мирзаджафарлы	340-350	$\frac{24}{25,6}$	7,1	4,3	-	0,2
93	Бардинский район, на СЗ от сел. Саатлы	$\frac{270-350}{\text{Перфор.}}$	$\frac{20}{24,8}$	6,1	26	-	0,4
98	Бардинский район, на СВ от сел. Айриджа	$\frac{246-348}{\text{Перфор.}}$	$\frac{21}{23,8}$	10,0	12,8	8,5	0,3
115	Мир-Башкирский район уч. Ленинабад	253-301	$\frac{21}{22,6}$	3,5	0,6	-	0,9
123	Бардинский район, уч. Мустафагалы	$\frac{326-410}{\text{Перфор.}}$	$\frac{20}{27}$	6,8	9,9	-	0,3
125	Мир-Башкирский район, сел. Карагоьнлу	$\frac{200-400}{\text{Перфор.}}$	$\frac{17}{22}$	Самозгл.	20,0	8,5	0,6

9	10	11	12	13	14	15	16
61,0 1,00 4,4	413,0 8,59 38,1	460,0 12,97 57,5	383,0 16,65 73,8	10,0 0,82 3,7	102,0 5,9 22,5	H <sub>2</sub> S - 0,8; H <sub>2</sub> - 18,5; CH <sub>4</sub> - 16,6; N <sub>2</sub> - 58,4; CO <sub>2</sub> - 9	Br - 0,78; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 2,8; SiO <sub>2</sub> - 10
84,0 1,3 17,0	81,0 1,7 23,0	156,0 4,4 60,0	118,0 5,2 70,4	9,0 0,7 9,2	30,0 1,5 20,4		Ti, Cu, Ag
110,0 1,80 29,0	189,0 3,93 63,3	17,0 0,48 7,7	92,0 3,99 64,2	7,0 0,57 9,2	33,0 1,65 26,6	CO <sub>2</sub> - 22	Br - 0,39; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 7,0; SiO <sub>2</sub> - 20
251,0 4,1 50,0	180,0 3,7 47,0	14,0 0,4 3,0	126,0 5,4 68,0	9,0 0,7 8,0	40,0 1,9 24,0		
126,0 2,06 43,5	81,0 1,68 35,5	35,0 0,97 21,0	13,0 0,57 12,1	16,0 1,33 28,2	56,0 2,81 59,7	CO <sub>2</sub> - 8	Св.нет
685,0 11,1 95,0	1,0 0,2 1,6	15,0 0,4 3,4	4,5 1,9 16,2	15,0 1,3 11,1	103,0 8,5 72,7		
134,0 2,20 47,1	113,0 2,35 50,3	8,0 0,13 2,6	64,0 2,93 60,0	12,0 0,39 8,0	31,0 1,55 32,0		
79,0 1,29 6,7	21,0 6,68 34,7	400,0 11,28 58,6	245,0 10,65 55,3	39,0 3,21 16,7	108,0 5,39 28,0	CO <sub>2</sub> - 9	SiO <sub>2</sub> - 20; J - нет; Br - 3,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 5,2
132,0 2,15 50,24	84,0 1,74 40,66	14,0 0,39 9,10	34,0 1,40 32,7	17,0 1,48 34,6	28,0 1,40 32,7	Св.нет	Св.нет
213,0 3,49 32,7	295,0 614,0 57,5	37,0 1,04 9,8	63,0 2,76 5,9	44,0 8,62 53,9	8,6 4,29 40,2	H <sub>2</sub> S - 1,7; O <sub>2</sub> - 6,7; H <sub>2</sub> - 1,7; CH <sub>4</sub> - 4,4; N <sub>2</sub> - 85,5	Br - 0,9; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 10; SiO <sub>2</sub> - 10

I	2	3	4	5	6	7	8
I33	Гардинский район, на ЮЗ окраине сел. Лемберан	<u>341-350</u> Перфор.	<u>26</u> 24,5	7,2	31,2	-	0,3
I34	Агджабелдинский район, вжнее сел. Ястнел	<u>266,9-271,6</u> Перфор.	<u>22</u> 24,4	7,9	<u>0,5</u> -	7,5	0,6
I38	Агджабелдинский район, с.Сарджалы	<u>350-400</u> Перфор.	<u>23</u> 25,3	1,5	<u>1,0</u> -	8,5	0,3
I40	Агджабелдинский район, сел.С.Вур- гуна	<u>370-400</u> Перфор.	<u>26</u> 25,9	4,0	<u>8,0</u> -	8,8	0,3
I41	Агджабелдинский район, в 7 км к СВ от г.Агджабелы по дороге Агджабелы- Ястнел	<u>305-401</u> Перфор.	<u>21,5</u> 23,4	7,0	<u>2,7</u> -	7,4	0,5
I45	Агдамский район, северная окраина с. Зангичали	<u>204-300</u> Перфор.	<u>20</u> 20,6	1,8	6,2	-	0,3
I46	Али-Байрамлинский район, пл.Харамы	<u>1205-1285</u> Перфор.	<u>31</u> 45	Самозл.	0,04	-	17,9
I47	Агджабелдинский район	<u>267-350</u>	<u>23</u> 24,4	0,7	0,5	7,5	6,3

9	10	11	12	13	14	15	16
120,0	67,0	36,0	74,0	3,0	24,0		
1,97	1,40	1,01	3,22	0,65	1,19		
45,0	32,0	23,0	63,5	12,9	23,6		
207,0	206,0	37,0	204,0	7,0	16,0		Br - 1,0; F - 1,4;
3,39	4,28	104,0	5,89	0,57	0,85		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 11,0;
48,4	41,5	10,1	86,2	5,6	8,2		SiO <sub>2</sub> - 25
134,0	113,0	28,0	64,0	12,0	31,0	H <sub>2</sub> S - 2,7;	F - 0,3;
2,20	2,35	0,79	2,93	0,99	1,55	O <sub>2</sub> - 16,9;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 0,3;
40,2	43,0	16,8	53,6	18,1	28,3	CO - 0,1;	SiO <sub>2</sub> - 20
						H <sub>2</sub> - 2,5;	
						CH <sub>4</sub> - 3,3;	
						N <sub>2</sub> - 74,5	
158,0	74,0	36,0	88,0	Нет	26,0	CO <sub>2</sub> - 18;	F - 0,6;
2,60	1,54	1,01	3,85		1,30	O <sub>2</sub> - 1,7;	SiO <sub>2</sub> - 20
50,5	29,9	19,6	74,8		25,2	H <sub>2</sub> - 2,8;	
						CH <sub>4</sub> - 11,2;	
						N <sub>2</sub> - 84,3	
421,0	26,0	50,0	187,0	Нет	14,0	H <sub>2</sub> S - 0,3;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 16,0;
6,90	0,59	1,41	1,15		0,70	O <sub>2</sub> - 12,7;	SiO <sub>2</sub> - 25
78,0	6,1	15,9	92,1		7,9	CO - 0,7;	
						H <sub>2</sub> - 4,7;	
						CH <sub>4</sub> - 8,1;	
						N <sub>2</sub> - 73,5	
171,0	90,0	83,0	64,0	12,0	42,0		
2,79	1,87	1,2	2,8	0,98	2,09		
47,6	31,9	20,5	47,8	16,7	35,5		
49,0	3384,0	8002,0	5079,0	156,0	976,0		J - 49,0
0,8	70,49	225,6	233,96	12,83	46,7		
0,6	23,7	75,7	79,0	4,5	16,5		
226,0	4163,0	63,0	1715,0	93,0	197,0	H <sub>2</sub> S - 0,5;	J - 1,0;
3,71	86,59	1,73	74,58	7,64	9,86	H <sub>2</sub> - 1,2;	Br - 3,0;
4,0	94,0	2,0	81,0	8,3	10,7	CH <sub>4</sub> - 9,7;	Fe - 1,8;
						N <sub>2</sub> - 84,1	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18,0;
							SiO <sub>2</sub> - 30

I	2	3	4	5	6	7	8
I62	Агджабединский район, в 5,5 км восточнее оз.Аг-гель	<u>329-400</u> Перфор.	<u>24</u> 24,4	2,0	1,5	7,6	1,9
I55	Али-Байрамлинский район, уч. Мишовдаг	I485-I49I	<u>30</u> 43	Самоизл.	0,8	-	13,0
I63	Али-Байрамлинский район, уч.Кировдаг	<u>494-500</u> Перфор.	<u>25</u> 26	Самоизл.	0,2	6,6I	27,0
I64	Сальянский район, уч.Хидирлы-Пирсагат	859-I084	<u>40</u> 37,6	2,0	3,4	7,5	58,0
I76	Сальянский район, Бабазанан	<u>804-854</u> Прострел.	<u>30</u> 3I	Св.нет	0,2	7,3	68,9
I8I	Сальянский район, пл. Хиллы	<u>600-I348</u> Прострел.	<u>36</u> 39	4I,0	16,4	-	56,8
I82	Сальянский район, уч.Хиллы-Пирсагат	358-766	<u>27</u> 28	1,75	1,4	7,0	55,9
I87	Сальянский район, уч.Нефтечала	3I7-I070	<u>23</u> 38,7	8,0	2,15	-	48,1

9	10	11	12	13	14	15	16
28I,0 4,6I 20,5	985,0 20,49 69,9	100,0 2,82 9,6	568,0 24,69 84,2	26,0 2,14 7,3	50,0 2,49 8,5	O <sub>2</sub> - 14,3; H <sub>2</sub> - 3,8; CH <sub>4</sub> - 23,3; N <sub>2</sub> - 53,6	Br - 1,0; F - 1,6; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 13,0 SiO <sub>2</sub> - 30
67,0 1,2 0,7	20,0 0,5 0,3	7958,0 224,5 99,0	4185,0 182,0 80,6	85,0 6,9 3,2	752,0 37,5 16,2	CO - 0,9; H <sub>2</sub> - 4,6; CH <sub>4</sub> - 12,7; N <sub>2</sub> - 77,2	J - 28,0; Br - 69,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18,1; SiO <sub>2</sub> - 30
128,0 2,10 0,4	4,0 0,08 -	17167 484,11 99,6	7048,0 306,45 63,0	1324,0 108,83 22,4	1431,0 71,41 14,6	O <sub>2</sub> - 4,6; CO - 0,9; H <sub>2</sub> - 4,6; CH <sub>4</sub> - 12,7; N <sub>2</sub> - 77,2	J - 28,0; Br - 69,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18,1; SiO <sub>2</sub> - 80
98,0 1,6 0,1	6,0 0,12 Сл.	37974 1070,87 99,9	11773 510,38 47,7	3522,0 289,51 26,9	5455,0 272,20 25,4	CO <sub>2</sub> - H <sub>2</sub> S - 3,4; CO - 3,4; CH <sub>4</sub> - 35,6; N <sub>2</sub> - 54,8	J - 57,2; Br - 72,0; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 31,2; SiO <sub>2</sub> - 20
79,0 1,30 0,2	108,0 2,25 0,4	19310 544,55 99,4	1873,0 316,47 94,2	52,0 4,8 0,8	548,0 27,75 5,0		SiO <sub>2</sub> - 20
91,0 1,5 0,1	178,0 3,7 0,4	26182 1020,0 99,5	13367 581,2 56,9	2961,0 244,0 22,0	4009,0 200,0 21,1		J - 132,3; Br - 35,8; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 16,5
95,7 1,6 0,16	234,8 5,0 0,49	3572,4 1008,0 99,35	1293,8 562,8 55,47	3254,0 270,0 26,61	3642,7 181,3 17,92	CO <sub>2</sub> - 59	J - 25,2; Br - 34,9; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 21; SiO <sub>2</sub> - 24,6
91,0 1,50 0,2	1448,0 30,12 3,5	29102 320,7 96,3	12462 541,8 63,6	1803,0 148,3 17,4	3252,0 162,3 19,0	H <sub>2</sub> S - 6,9; CH <sub>4</sub> - 70,8	J - 30,0; Br - 88,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,3; SiO <sub>2</sub> - 20

восток в соответствии с погружением этих отложений увеличивается и температура. Температурная зона 50–75°C, 75–100°C и выше 100°C занимает большую часть площади и встречается на глубине от 950 до 3800–5000 м.

В Куринской депрессии термальные воды ачкагыльского комплекса с температурой до 20°C охватывают узкую предгорную полосу Малого Кавказа и залегают на глубине до 200 м воды с температурой выше 20°C встречаются повсеместно.

В Кировабад–Казахском массиве зоны с температурой 20–40°C и 40–50°C охватывают почти всю территорию массива и залегают на глубинах соответственно 200–700, 700–1000 м.

На обширной территории Кура–Араксинской низменности распространены термальные воды с температурой от 20 до 100°C и выше 100°C. Термальные зоны с температурой 20–40 и 40–50°C охватывают всю Карабахо–Мильскую и южную часть Ширванской степи и залегают на глубинах от 200 до 700 и от 700 до 1100 м. С погружением ачкагыльских отложений к северо-востоку глубинная температура увеличивается и зоны с температурой 100°C и выше занимают сравнительно незначительную площадь в центральной и северо-восточной частях Ширванской степи. Зона перегретых вод с температурой 150°C и выше располагается в районах Агдаш, Геокчай, где ачкагыльские отложения залегают на глубине 4800–5000 м (по данным структурной карты).

К югу и юго-востоку от вышеназванных районов наблюдается понижение температуры. В районе Сальяны–Сабирабад температура воды не превышает 80–90°C. В Юго-Восточной Ширвани мощность ачкагыльских отложений незначительная (40–120 м). Они представлены глинами и практически безводны.

На территории Алазань–Агричайской межгорной впадины и Аджинаур–Джейранчельской складчатой зоны термальные воды в ачкагыльских отложениях скважинами не вскрыты, поэтому охарактеризовать их в этих районах не представляется возможным.

В пределах Куринской депрессии, в Кировабад–Казахском массиве и Карабахо–Мильской степи скважинами ачкагыльские отложения вскрыты на глубине от 200 до 1000 м. Водосодержащие породы представлены тонкозернистыми песчаниками и супесями. В разных районах эффективная мощность водосодержащих песков разная и изменяется от 5 до 140 м. На преобладающей части территории величина коэффициента фильтрации их колеблется от 0,04 до 4 м/сутки. Водопроводность отложений изменяется от 5–7 до 60 м<sup>2</sup>/сутки. В зависимости от глубины залегания водоносного комплекса температура воды на изливе изменяется от 20 до 30°C (глубины 300–600 м) до 51°C (глубина 2000 м).



Описанный водоносный комплекс напорный, причем величина напора воды увеличивается с глубиной и с удалением от предгорий. Пьезометрический уровень изменяется от 0,5 до 15 м выше поверхности земли. Дебит воды колеблется в больших пределах - от 1,7 до 40-50 л/сек.

По степени минерализации воды акчагыльского водоносного комплекса в пределах Куринской депрессии изменяются от пресных до соленых. Химический состав воды изменяется от гидрокарбонатно-сульфатно-кальциево-натриевого до хлоридно-натриевого.

Вдоль предгорий Малого Кавказа до глубины 350-400 м акчагыльские воды пресные. Глубже, в зависимости от литологического состава пород и близости вод майкопских отложений, минерализация воды увеличивается до 7,9 г/л (на глубине 450-700 м). В табл. 16 дается общая характеристика термальных вод акчагыльского водоносного комплекса.

Термальные воды водоносного комплекса продуктивной толщи. Водоносный комплекс продуктивной толщи Юго-Восточной Ширвани (Прикуринская область) представлен чередующимися песками, аргиллитами и глинами. Кровля комплекса залегает на глубине от 600 м (Нефтечала) до 3000 м (Кюровдаг). Подошва скважинами не вскрыта.

На основании большого количества фактического материала определены величины геотермической ступени, по которым составлены карты термальных вод продуктивной толщи Юго-Восточной Ширвани (рис. 10). На схематической структурной карте изотермы проведены ниже 1000 м от кровли продуктивной толщи. Для описываемой территории характерны следующие значения геотермической ступени (в м/град): при глубине до 2000 м - 43,5; 2000-3000 м - 45,6; 3000-4000 м - 46,6.

Изменение температуры и геотермической ступени по месторождениям Юго-Восточной Ширвани показано на рис. 11. Пластовые воды продуктивной толщи на территории Юго-Восточной Ширвани повсеместно термальные. Эти воды подразделяются на несколько температурных зон: 50-75°C, 75-100°C и выше 100°C.

Подземные воды с температурой 50-75°C встречаются в Бабазананской и Нефтечалинской антиклинальных структурах, там, где продуктивная толща залегает на глубине 1780-3000 м, а также в Карабагляре и в Нефтечале на глубине 1500-2600 м. В сводовой части этих антиклинальных структур температура изменяется от 40 до 60°C, на крыльях глубинная температура увеличивается до 88,6°C.

В обширной синклинали зоне температуры повышаются до 100°C (глубина 3500-3900 м). Подземные воды с температурой

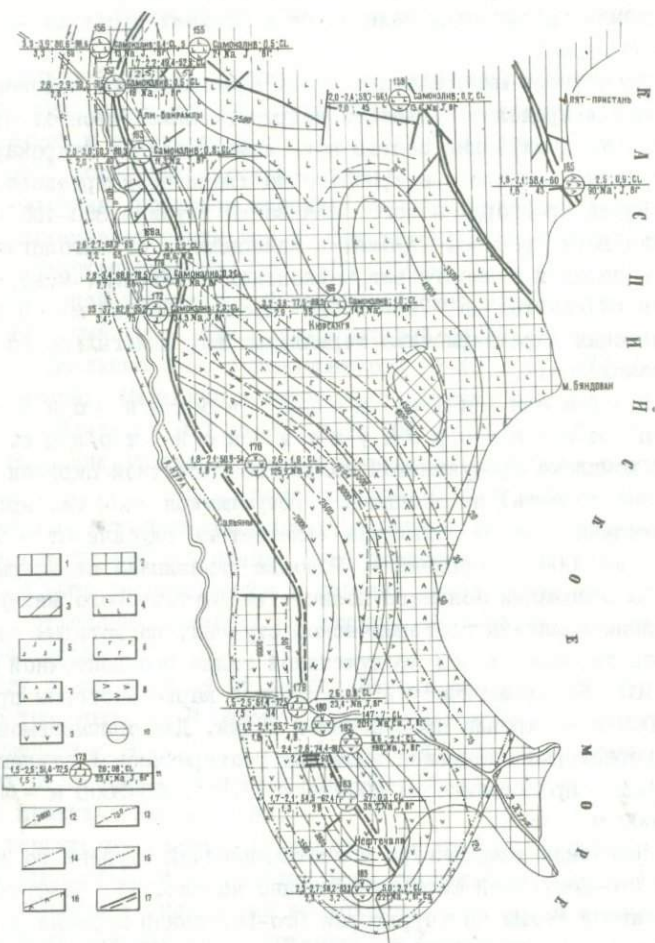


Рис. 10. Схематическая карта термальных вод водоносных комплексов продуктивной толщи (Н<sub>2</sub>Р) юго-Восточной Ширвани

I-3 - температурные зоны: I - 50-75°C, 2 - 75-100°C, 3 - более 100°C;  
 4-9 - минерализация воды на площадях и водопунтах (г/л): 4 - 10-20, 5 - 20-35, 6 - 35-50; 7 - 50-75, 8 - 75-100, 9 - более 100; 10 - водопунты, в газовом составе которых преобладает метан; 11 - опорные скважины: цифра сверху - номер скважины, стрижковой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км), температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от устья скважины (м), дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация (г/л), преобладающие катионы и микрокомпоненты; 12 - стратизогиПСис на 1000 м ниже кровли продуктивной толщи; 13 - изотермы (°C); 14 - границы зон различной минерализации; 15 - контуры распространения термальных вод с содержанием J и Br; 16 - границы распространения метановых термальных вод; 17 - разломы установленные и предполагаемые

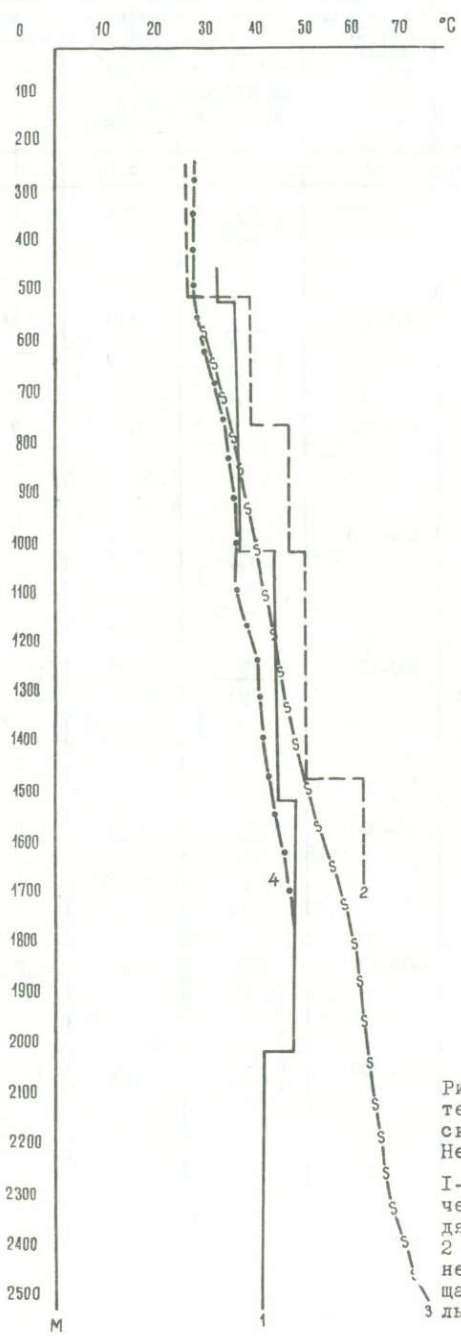


Рис. II. График изменения температуры и геотермической ступени по площадям Нефтечала-Хиллы и Мшовдаг  
 I-2 - изменение геотермической ступени по площадям: I - Нефтечалы-Хиллы, 2 - Мшовдаг; 3-4 - изменение температуры по площадям: 3 - Нефтечалы-Хиллы, 4 - Мшовдаг

Общая характеристика термальных вод

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °C на изливе на глубине	Статический уровень относительно устья скважины, м	Дебит, л/сек	pH	Минерализация, г/л
1	2	3	4	5	6	7	8
26	Акстафинский район, г. Акстафа	100-200	<u>20</u> 20	2,0	<u>3,0</u> 2,0	-	0,4
27	Казахский район, на сев. окраине г. Казах	183-32I	<u>2I</u> 19	2,0	0,96	7,6	0,3
47	Шамхорский район, уч. Карануй	400-460	<u>26,3</u> 28,7	0,5	1,7	6,8	7,3
52-53	Касум-Исмаиловский район, уч. Сейдляр	200-400	<u>20</u> 20,4	3,0	2,7	-	0,5
57	Кировбадский район, у с. Сафаралиева	260-400	<u>27</u> 22,9	4,5	<u>15,0</u> -	8,2	1,2
6I	Касум-Исмаиловский район, сел. Фахрали	300-360	<u>26</u> 26	6,5	<u>0,5</u> -	8,2	0,9
70	Касум-Исмаиловский район, уч. Дуздаг	380-400	<u>26</u> 27,9	8,0	<u>0,2</u> -	8,6	0,3
7I	Касум-Исмаиловский район, в сел. Кюрякчай	200-400	<u>27</u> 27	6,0	7,6	7,6	1,5

акчагыльского водоносного комплекса

Таблица 16

Ионный состав (мг/л; мг-экв; % мг-экв)						Газовый состав, % (от общего объема) Свободный CO <sub>2</sub> , мг/л	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca		
9	10	11	12	13	14	15	16
464,0	-	15,0	40,0	15,0	103,0		
7,60	-	0,4I	1,74	1,23	5,14		
95,0	-	5,0	20,6	15,3	64,1		
238,0	82,0	10,0	34,0	9,0	54,0		
3,8	1,6	0,2	1,8	0,9	2,9		
68,0	28,5	3,5	32,2	16,0	51,8		
37,0	54,0	4420,0	2511,0	294,0	43,0	CO <sub>2</sub> - 57	Br - 11,3; F - 0,4; J-0,6; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> -24; Zn, SiO <sub>2</sub> 2 10
0,6I	1,12	124,64	109,17	13,67	3,53		
0,5	0,9	98,6	86,4	10,8	2,8		
222,0	265,0	15,0	41,0	23,0	98,00		
3,6	4,48	0,4	1,8	1,4	4,8		
43,0	53,0	4,0	21,1	22,4	56,5		
122,0	114,0	550,0	424,0	-	29,0	O <sub>2</sub> - 11,1; CO - 1,0; H <sub>2</sub> - 4,4; CH <sub>4</sub> - 8,7; N <sub>2</sub> - 74,8	Br - 1,17; F - 1,6; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,0
2,0	2,37	15,51	18,43	-	1,45		
10,1	11,9	78,0	92,7	-	7,3		
167,0	333,0	250,0	286,0	21,0	51,0	CO <sub>2</sub> - 9,0	Br - 0,8; F - 0,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 5,2; SiO <sub>2</sub> - 12
1,09	6,93	7,05	1245,0	0,08	2,54		
7,2	46,0	46,8	82,6	0,5	16,9		
73,0	127,0	42,0	106,0	-	8,0		Br - 0,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 0,2; SiO <sub>2</sub> - 10
1,20	264,0	1,18	4,62	-	0,40		
23,9	52,6	23,5	92,0	-	8,0		
61,0	513,0	530,0	527,0	7,0	63,0		SiO <sub>2</sub> - 10
1,00	10,67	14,95	22,91	0,57	3,14		
3,8	40,0	56,2	86,1	2,1	11,8		

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
79	Касум-Исмаиловский район, в 1 км к ЮЗ от сел. Ленинкенд	240-401	<u>25</u> 30	6,0	<u>0,2</u> -	8,0	2,0	183,0 3,00 8,4	9,0 0,19 0,5	1150,0 32,43 91,1	771,0 33,43 92,1	6,0 0,49 1,4	32,0 1,60 4,5	CO <sub>2</sub> - 22; O <sub>2</sub> - 17,1; CO - 0,5; H <sub>2</sub> - 5,3; CH <sub>4</sub> - 11,7; N <sub>2</sub> - 65,4	J - 0,2; Br - 4,29; F - 1,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 7,0; SiO <sub>2</sub> - 20
83-86	Касум-Исмаиловский район, уч. Бегим-Саров	403-412	<u>25</u> 28,8	3,9	2,0	8,1	6,0	122,0 2,00 1,8	16,0 0,33 0,4	3660,0 103,21 97,8	1720,0 74,32 70,8	100,0 8,22 7,8	451,0 22,50 21,4	CO <sub>2</sub> - 8	J - 0,6; Br - 20,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 12; SiO <sub>2</sub> - 20; Mn, Pb, Ag
120	Бардинский район, уч. Ширванлы	485-579	<u>29</u> 35,4	1,7	20,0	8,3	2,9	152,0 2,49 5,0	25,0 0,52 1,1	1640,0 46,85 93,9	1043,0 45,37 92,1	11,0 0,90 1,8	60,0 2,99 6,1	H <sub>2</sub> S - 0,5; CH <sub>4</sub> - 13,1; N <sub>2</sub> - 75,3; CO <sub>2</sub> - 57	J - 0,2; Br - 5,74; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 5; SiO <sub>2</sub> - 15
125	Мир-Баширский район, сел. Кайнах	200-405	<u>21</u> 22	1,5	<u>0,1</u> -	7,98	1,1	134,0 2,19 12,0	297,0 3,18 33,9	350,0 9,87 54,1	55,0 5,45 84,7	9,0 0,74 4,1	41,0 1,05 11,2	CO <sub>2</sub> - 9; O <sub>2</sub> - 18,8; H <sub>2</sub> - 5,9; CH <sub>4</sub> - 9,8; N <sub>2</sub> - 65,5	J - 1; Br - 1,3; F - 1,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,5; SiO <sub>2</sub> - 35
131	Мир-Баширский район, уч. Гусанлы	410-420	<u>30</u> 30,4	1,2	5,0	8,0	2,3	159,0 2,61 6,6	160,0 3,33 8,5	1185,0 33,42 84,9	809,0 35,19 89,4	18,0 1,48 3,3	54,0 2,69 7,3	H <sub>2</sub> S - 1,4; H <sub>2</sub> - 4,9; CH <sub>4</sub> - 7,9; N <sub>2</sub> - 87,9; CO <sub>2</sub> - 10	J - 19,1; SiO <sub>2</sub> - 20
135	Агдамский район, в 2 км СВ сел. Башкарвенд	340-350	<u>20</u> 27,6	0,7	6,9	-	3,3	159,0 2,68 5,2	40,0 0,53 1,3	1773,0 50,46 93,5	1125,0 48,94 88,2	19,0 1,56 2,8	100,0 4,99 9,0		
136	Агдамский район, к вгу от сел. Кузанлы	213-353	<u>20</u> 22,5	1,3	<u>10,0</u> -	8,8	0,3	188,0 3,09 47,6	122,0 2,53 39,0	31,0 0,87 13,4	74,0 3,26 50,2	17,0 1,39 21,4	37,0 1,34 28,4		F - 0,4; SiO <sub>2</sub> - 20,0
137	Агдамский район, уч. Хиндлерстан	339-406	<u>25</u> 27,6	1,2	1,8	8,9	1,0	340,0 5,59 32,2	176,0 8,66 21,9	275,0 7,75 45,9	373,0 16,23 94,6	1,0 0,08 0,5	14,0 0,69 4,9	H <sub>2</sub> - 2; CH <sub>4</sub> - 31,2; N <sub>2</sub> - 46,2; CO <sub>2</sub> - 57	Br - 0,7; J - нет; SiO <sub>2</sub> - 20; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,5

I	2	3	4	5	6	7	8
I50	Агджабединский район, сел. Боят	305-400	$\frac{20}{24,3}$	2,1	$\frac{2,0}{-}$	3,9	0,7
I51	Агджабединский район, уч.Агджабеды	503-507	$\frac{28}{30,3}$	2,1	5,0	7,5	0,5
I53	Агдамский район, к СЗ от сел.Афатлы	142-300	$\frac{19}{18,2}$	1,9	0,5	7,8	0,4
I61	Агдамский район, на восточной окраине сел. Марзили	200-400	$\frac{21}{22}$	0,4	$\frac{0,2}{-}$	8,6	0,9
I66-I67	Ждановский район	375-400	$\frac{27}{27,5}$	15,0	50,0	7,5	0,3
I68	Ждановский район, в 2 км на СВ от сел. Алиназарли	355-400	$\frac{21}{25,8}$	14,0	$\frac{40,0}{-}$	8,6	0,4
I74	Ждановский район	350-400	$\frac{21}{23,8}$	15,0	30,0	-	0,4
I75	Ждановский район, сел.Дашбурун	267-377	22	16,0	-	7,4	8,6

9	10	11	12	13	14	15	16
196,0 3,19 33,2	297,0 6,17 64,2	9,0 0,25 2,6	163,0 7,14 74,3	12,0 0,98 10,2	30,0 1,49 15,5	CO <sub>2</sub> - 8,0	F - 0,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 1,75; SiO <sub>2</sub> - 30
326,0 5,35 65,6	70,0 1,46 17,9	48,0 1,35 16,5	175,0 7,61 93,3	- - -	11,0 0,55 6,7	H <sub>2</sub> - 9,5; CH <sub>4</sub> - 17,5; N <sub>2</sub> - 56,3; CO <sub>2</sub> - 7	Br - 0,4; F - 8,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 12,3; SiO <sub>2</sub> - 30
201,0 8,30 47,0	141,0 2,93 41,7	28,0 0,79 11,3	50,0 2,17 31,0	25,0 1,06 29,3	56,0 2,79 39,7		
256,0 4,20 30,0	366,0 7,61 56,3	68,0 1,92 13,7	173,0 7,52 53,7	25,0 2,05 14,6	89,0 4,44 31,7	CO <sub>2</sub> - 22; H <sub>2</sub> - 1,3; O <sub>2</sub> - 5,6; H <sub>2</sub> - 6,9; CH <sub>4</sub> - 13,3; N <sub>2</sub> - 72,9	Br - 0,4; F - 0,3; SiO <sub>2</sub> - 20
158,0 2,60 36,3	107,0 2,22 31,0	83,0 2,34 32,7	96,0 4,16 58,1	14,0 1,15 16,1	37,0 1,85 25,8	CO <sub>2</sub> - 1,0; H <sub>2</sub> - 2,8; CH <sub>4</sub> - 14; N <sub>2</sub> - 62	Br - 0,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 12,3; SiO <sub>2</sub> - 30
199,0 3,26 47,5	100,0 2,08 30,5	54,0 1,52 22,0	161,0 700,0 94,0	- - -	10,0 0,49 6,0		
158,0 2,60 36,3	107,0 2,22 31,0	83,0 2,34 32,7	96,0 4,16 58,1	14,0 1,15 16,1	37,0 1,85 25,8	Св.нет	Св.нет
128,0 2,10 1,7	226,0 4,70 3,2	- 140,15 95,1	3036,0 133,41 90,5	49,0 4,03 2,8	198,0 9,91 6,7		J - 1,0; Br - 14,0; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 2,3; SiO <sub>2</sub> - 30

75–100°C занимают почти две трети территории Юго-Восточной Ширвани.

Гидрогеологическими исследованиями выявлено, что в Юго-Восточной Ширвани температура воды на изливе изменяется в пределах от 28°C (интервал глубин 1335–1404 м) до 75°C (интервал глубин 3390–3412 м).

На месторождении Нефтечала скважины переливаются термальной водой с дебитом 0,3–2,2 л/сек, что объясняется значительной сработкой уровней в процессе многолетней эксплуатации нефтяных месторождений. Температура воды на изливе не превышает 28–32°C (глубина 1335–2911 м).

На месторождении Хиллы ряд скважин дает воды с дебитом 0,8–2,1 л/сек. Температура воды на устье 34–60°C при пластовой температуре 51–71°C (на глубине 1550–2500 м).

В скважинах, пройденных в пределах Бабазананской складки, зафиксирована температура воды на изливе 42°C, пластовая температура в этом же интервале глубин (1826–1960 м) составляет 51°C.

В нефтегазоносном районе Али-Байрамлы (площади Куровдаг, Мишовдаг, Карабахляр, Калмас, Падар) температура воды на изливе изменяется в больших пределах – от 39°C (глубина 1678–1683 м) до 75°C (глубина 3390–3412 м). Глубинная температура в этом же интервале изменяется от 52 до 88°C. Дебит скважин колеблется от 0,2 до 2,3 л/сек.

В пределах нефтяных месторождений Юго-Восточной Ширвани, имеющих сложное тектоническое строение, вследствие разобщенности структур и раздробленности их на отдельные блоки устанавливаются своеобразные гидрогеологические условия. Это своеобразие выражается в том, что даже на территории рядом расположенных блоков имеют место разные значения отдельных гидрогеологических параметров.

Воды продуктивной толщи в Юго-Восточной Ширвани напорные, в основном самоизливающиеся. Пьезометрический уровень устанавливается на отметке 0–5,7 м выше поверхности земли. В результате различной интенсивности эксплуатации одних и тех же горизонтов на различных блоках в каждом из них напоры различны, что подтверждает гидравлическую изоляцию соседних тектонических блоков. Этому способствует и то обстоятельство, что отдельные водоносные горизонты разобщены глинистыми прослоями большой мощности.

Воды продуктивной толщи на территории Юго-Восточной Ширвани хлоридно-натриево-кальциевые, по степени минерализации от соленых до рассолов. Величина минерализации изменяется от 9,7 до 21,3 г/л на площади Али-Байрамлы, увеличивается до 125,9 в Баба-

занане и достигает наибольшей величины 221,1 г/л в Нефтечале. Содержание йода увеличивается сверху вниз от 12,5 до 58 мг/л. Бром содержится в количестве 12–422 мг/л. Щелочи и соли нефтяных кислот, являющиеся вредными примесями при производстве йода, содержатся в незначительных количествах.

Спектральными анализами в водах продуктивной толщи обнаружено наличие рассеянных элементов: Cu, Co, Mn, Ti, Bi и др. На Нефтечалинском и Хиллинском месторождениях пластовые термальные воды имеют промышленное значение как сырье для получения йода и брома.

В табл. 17 приведена характеристика термальных вод водоносного комплекса продуктивной толщи.

Термальные воды сарматского водоносного комплекса. На территории Аджинаурской складчатой зоны (в районе Армуллы, Чобандаг) скважинами "Азнефтеразведки" вскрыты подземные воды (на глубинах 450–1098 м), приуроченные к сарматским отложениям. Воды напорные, самоизливающиеся. Дебит скважины изменяется от 0,2 до 5 л/сек, минерализация от 0,8 до 26,4 г/л. Температура вод колеблется от 23 до 28–29°C. По химическому составу воды от гидрокарбонатно-кальциевых до хлоридно-натриевых.

В Куринской депрессии воды чокрак-караганских отложений не опробовались, но по-видимому, они содержат термальные воды повышенной и высокой минерализации.

Термальные воды майкопского водоносного комплекса. Майкопские отложения в Куринской депрессии в основном разбурены на территории Кировабадской нефтегазоносной области, занимающей южное крыло Куринской впадины. Границы ее проходят на юге и западе вдоль северных и северо-восточных отрогов Малого Кавказа, на северо-западе – по р. Шамхор, восточнее которой она простирается, постепенно расширяясь, сначала с северо-запада на юго-восток, а затем в район Гедабоза и Нафталана до Аракса. За границами этого района отложения майкопа глубоко погружаются. В Кировабадском районе они представлены глинами, песками, песчаниками и мергелями. Общая мощность майкопских отложений составляет: в районе Дальмамедлы 500–1600 м, Алиушаги – 470 м, Сариадаге – 2000 м, Гедакбозе – 1980 м, Нафталане – 3800 м, Ширванлы – 1600 м, Агджабелы – 1075 м, Ждановска – 1000 м.

На основании большого количества фактического материала подсчитана величина геотермической ступени, послужившая основанием для построения карт термальных вод на структурной основе

Общая характеристика термальных вод  
Куринской

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °C	Статический уровень относительно устья скважины, м	Дебит, л/сек	pH	Минерализация, г/л
			на изливе на глубине				
I55	Али-Байрамлинский район, уч. Мишовдаг	I678-I683	39	Самозл.	0,5	-	2I,0
			52,4				
I56	Али-Байрамлинский район, уч. Кюровдаг	3000-3300	66	То же	0,4	-	I3,0
			38,6				
I57	Там же	2889-2895	5I	"	0,5	7,3	I8,I
			78,5				
I58	Али-Байрамлинский район, уч. Калмас	20I0-2I28	45	"	0,2	-	I3,4
			59,7				
I63	Али-Байрамлинский район, уч. Кюровдаг	2070-2II0	40	"	0,8	7,2	II,3
			60,3				
I65	Сальянский район, Хадырлы	I795-2053	43	2,5	0,9	6,8	90,8
			58,4				
I69	Сальянский район, уч. Кюрсангы	3229-3244	65	3,0	0,2	7,2	I8,6
			77,3				

Таблица I7

водоносного комплекса продуктивной толщи  
впадины

Ионный состав (мг/л; мг-экв; % мг-экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca		
73,00	384,0	124I0,0	76I9,2	75,0	44I,0		J - 29,I; Br - 70,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 68,8; SiO <sub>2</sub> - 30 Fe <sup>++</sup> - 0,5
I,29	8,0	350,0	33I,4	6,I	22,0		
0,6	2,0	97,4	92,3	I,7	6,0		
268,0	4864,0	4609,0	5436,0	50,0	32I,0		
4,4	III,2	I3,0	226,5	4,I	I6,0		
2,0	48,6	49,4	9I,9	I,6	6,5		
I7I,0	33,0	I092I,0	6596,0	3I,0	469,0	J - I4,9; Br - 75,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - I49,2; SiO <sub>2</sub> - 30	
2,8	0,7	5I5,69	286,9	0,29	232,0		
0,9	0,I	99,0	9I,8	0,8	7,4		
73,0	446,0	7756,0	4898,0	4I,0	2,80	J - 25	
I,I9	9,29	2I8,74	2I3,08	3,3	I3,97		
0,6	4,2	95,2	92,7	I,3	6,0		
I94,0	I5I,0	6I95,0	3767,0	37,0	299,0	H <sub>2</sub> S - 2,9; CH <sub>4</sub> - 4,7; N <sub>2</sub> - 78,8	J - 6,I; Br - 25,9; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 99,5; SiO <sub>2</sub> - I0
3,89	3,14	I74,7	I63,77	3,04	I4,92		
2,2	I,7	96,I	90,I	I,7	8,2		
7,3	I967,0	54670,0	27099,0	I590,0	5507,0		
I,20	40,33	I54I,59	II78,24	I30,7	274,8		
-	2,5	97,5	74,4	8,2	I7,4		
I22,0	232,0	II274,0	6I70,0	3I2,0	6I6,0	J - 57,2; Br - I2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3I2; SiO <sub>2</sub> - 30	
2,00	4,82	3I7,84	268,27	25,65	30,74		
0,6	I,5	97,9	82,6	7,9	9,5		



I	2	3	4	5	6	7	8
I69a	Али-Байрамлинский район, уч. Карабаглар	2936-2943	<u>35</u> 69,8	Самоизл.	1,0	7,3	24,8
I70	Там же	2776-2815	<u>66</u> 66,8	То же	0,3	-	9,7
I72	"	3390-3412	<u>75</u> 78	"	2,3	-	34,3
I76	Сальянский район, уч. Бабазанан	I826-I960	<u>42</u> 50,9	2,6	19,0	-	125,9
I79	Сальянский район, уч. Хиллы	I550-I634	<u>34</u> 51,4	2,6	0,8	7,4	23,4
I80	Там же	I742-I885	<u>48</u> 52	I47,0	7,0	-	201,4
I82		2445-2500	<u>60</u> 71,1	4,6	2,1	6,7	189,8
I83	Сальянский район, уч. Нефгечала	I335-I404	<u>28</u> 48,3	5,7	0,3	7,6	38,2
I89	Там же	2332-2911	<u>32</u> 70,5	5,0	2,2	6,7	221,1

9	10	11	12	13	14	15	16
91,0 1,49 0,4	71,0 1,48 0,3	I4853,0 418,85 99,3	7880,0 342,59 81,2	473,0 22,44 5,3	II38,0 56,79 13,5		J - 17,1; Br - 63,1; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 192,2; SiO <sub>2</sub> - 30
200,0 4,2 1,4	60,1 1,3 0,6	5644,0 159,2 98,0	3756,0 156,3 94,3	21,0 1,7 1,1	I54,0 7,7 4,6		
109,0 2,2 0,2	32,0 0,7 0,2	20565,0 579,9 99,6	I2439,0 518,3 88,6	14,9 12,3 2,2	II02,0 55,0 9,2		J - 14,9; Br - 26,9; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 264,5; SiO <sub>2</sub> - 30
61,0 1,0 0,1	I390,0 28,91 1,3	76594,0 2159,5 98,6	38089,0 1650,13 75,6	I380,0 113,44 5,2	8424,0 420,3 19,2	CO <sub>2</sub> - 44	J - 36; Br - 234,9; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 101,6; SiO <sub>2</sub> - 10; As - 4,6
232,0 3,80 0,9	8,0 0,17 -	I4125,0 398,32 99,1	8872,00 385,73 95,9	8,0 6,58 1,6	200,0 9,98 2,5	CO <sub>2</sub> - 0,3; H <sub>2</sub> - 4,4; CH <sub>4</sub> - 6,4; N <sub>2</sub> - 68,6	J - 12,6; Br - 51,5; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 316; SiO <sub>2</sub> - 25
48,0 0,80 0,01	839,0 17,45 0,49	I24385,0 3507,66 99,5	57921,0 2518,3 71,5	3068,0 2052,9 7,1	I5138,0 755,4 21,4		J - 38,6; Br - 422,3; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 59,6; SiO <sub>2</sub> - 16,6
40,09 0,67 0,03	914,9 19,03 0,57	II6441,0 3233,6 99,4	58150,0 2529,2 76,61	2755,6 226,51 6,81	I0974,0 547,58 16,58		J - 38,5; Br - 419,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 71,02; SiO <sub>2</sub> - 10; Fe <sup>++</sup> - 1,1
20,50 33,62 5,1	6,0 0,12 -	22004,0 620,51 94,9	I5078,0 655,58 99,5	22,0 1,81 0,3	25,0 1,25 0,2		J - 56,8; Br - 39,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 368; SiO <sub>2</sub> - 25
24,0 0,40 Нет	699,0 14,54 0,4	I36991,0 3863,15 99,6	62273,0 2707,53 69,9	3606,0 296,41 7,6	I7518,0 874,15 22,5	H <sub>2</sub> S - 4,1; H <sub>2</sub> - 2,5; CH <sub>4</sub> - 10,8; N <sub>2</sub> - 70,0	J - 58,3; Br - 396,7; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 58,9; SiO <sub>2</sub> - 15

I Казанбулакского горизонта майкопского водоносного комплекса. Геотермическая ступень подсчитана на основании глубинных замеров, проведенных в многочисленных скважинах "Кировабаднефтегазразведки". Используются все глубинные замеры температур (как максимальным термометром, так и электротермометром), проведенные Ш.Ф.Мехтиевым, С.А.Алиевым и др. Подсчитаны также усредненные значения геотермической ступени для отдельных месторождений и для всей Кировабадской нефтегазоносной области.

Увеличение геотермической ступени в зависимости от глубины подтверждается исследованиями, проведенными в Кировабадской нефтегазоносной области. Наблюдения велись до глубин 3000 м. Изменения температуры и геотермической ступени с глубиной по Кировабадской области показаны на рис. 12.

По сравнению с остальными низменными районами здесь намечается некоторая аномалия температурного режима. По мнению Ш.Ф.Мехтиева и С.А.Алиева и др., температурная аномалия в Кировабадской нефтегазоносной области объясняется, с одной стороны, близостью молодых четвертичных вулканических образований, с другой, по-видимому, - генерацией тепла в толще глин майкопской свиты.

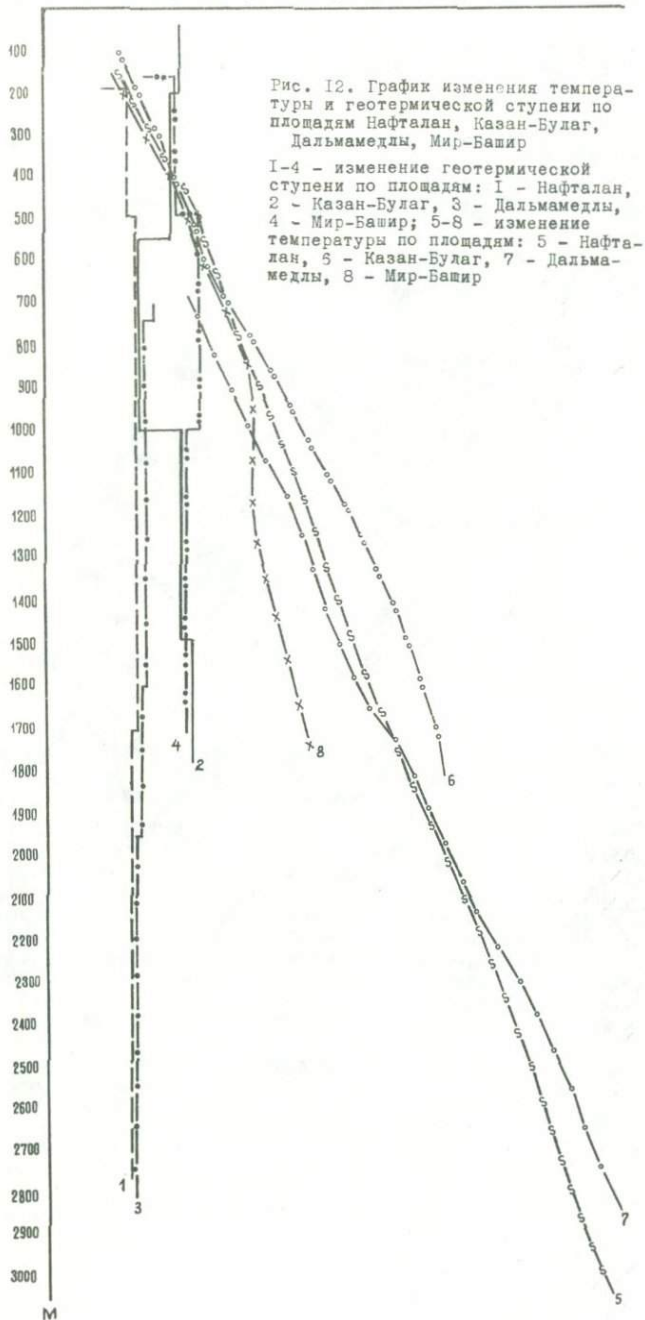
В Кировабадской нефтегазоносной области широко распространены напорные воды, приуроченные к песчаным горизонтам майкопской свиты.

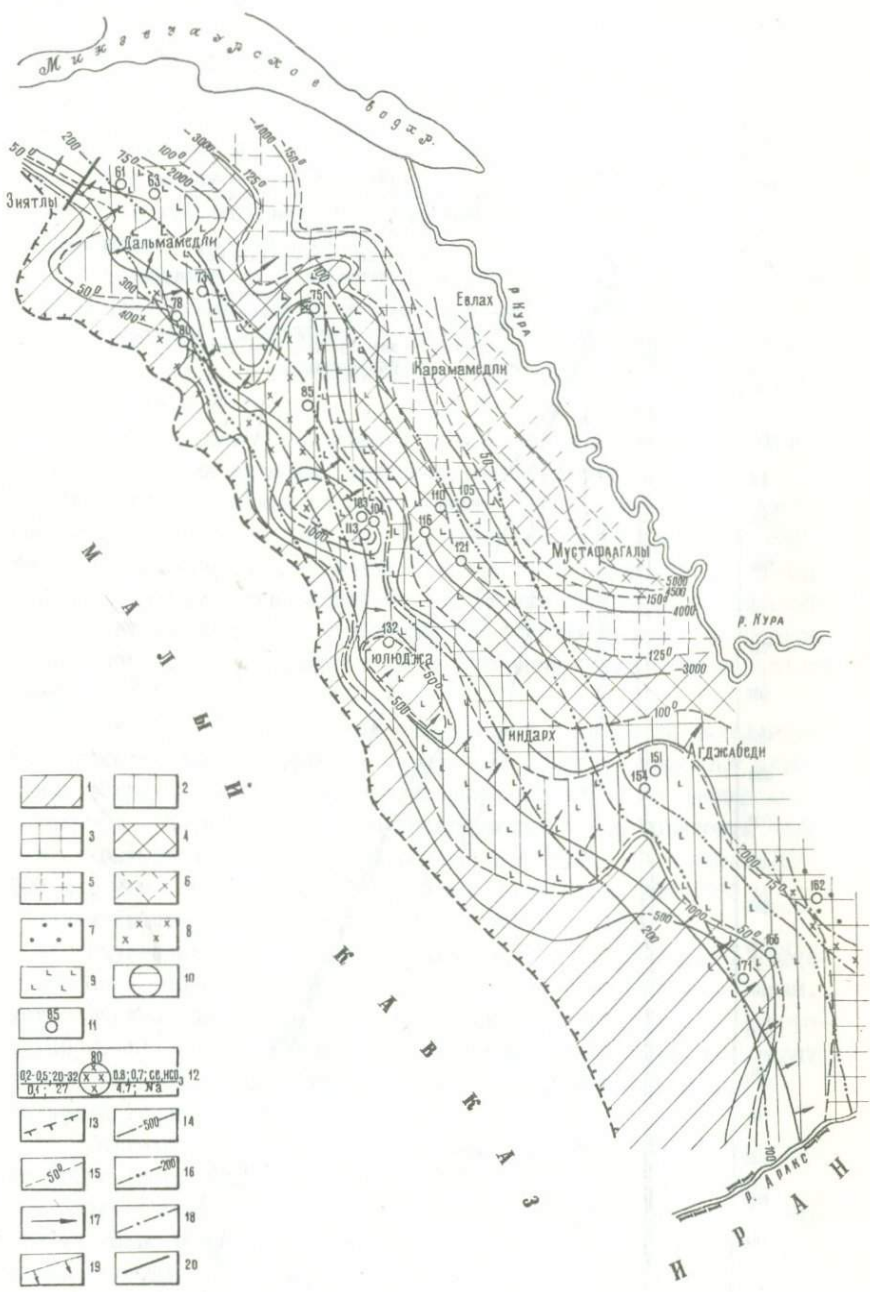
Как отмечалось выше, на описываемой территории выделяется ряд антиклинальных структур, на которых заложены нефтяные скважины, вскрывшие майкопские водоносные отложения. На площадях Сарыкамыш - Кировабад - Чайлы кровля водоносного горизонта залегает в интервале 348-460 м, в районе Казанбулак на отметке 165-300 м в Мир-Башире - до 1250-1400 м, Гедакбозе - 900-1870 м (в зависимости от удаленности от оси структуры).

Подземные воды майкопских отложений в Кировабадской нефтегазоносной области приурочены к нескольким температурным зонам, установленным по данным геотермических ступеней. Зона с температурой 20-40°C (рис. 13) охватывает узкую полосу вдоль предгорий Малого Кавказа (Кировабад-Казахский массив) и часть Карабахо-Мильской степи.

Термальные воды в этой зоне приурочены к глубинам от 430 до 670 м (Кировабад) и от 500 до 730 м (Ждановск). Скважины, вскрывшие термальные воды в районе пос. Ждановск на глубине 560-800 м, имеют температуру на изливе до 27-30°C. Воды напорные, самоизливающиеся. Пьезометрический уровень на 0,4-3 м выше устья скважины. Дебиты скважин колеблются от 1,8 до 2,7 л/сек. Вода минерализованная, плотный остаток 18-19 г/л, тип воды хлоридно-натриевый.

0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 °C





- |  |  |
|--|--|
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

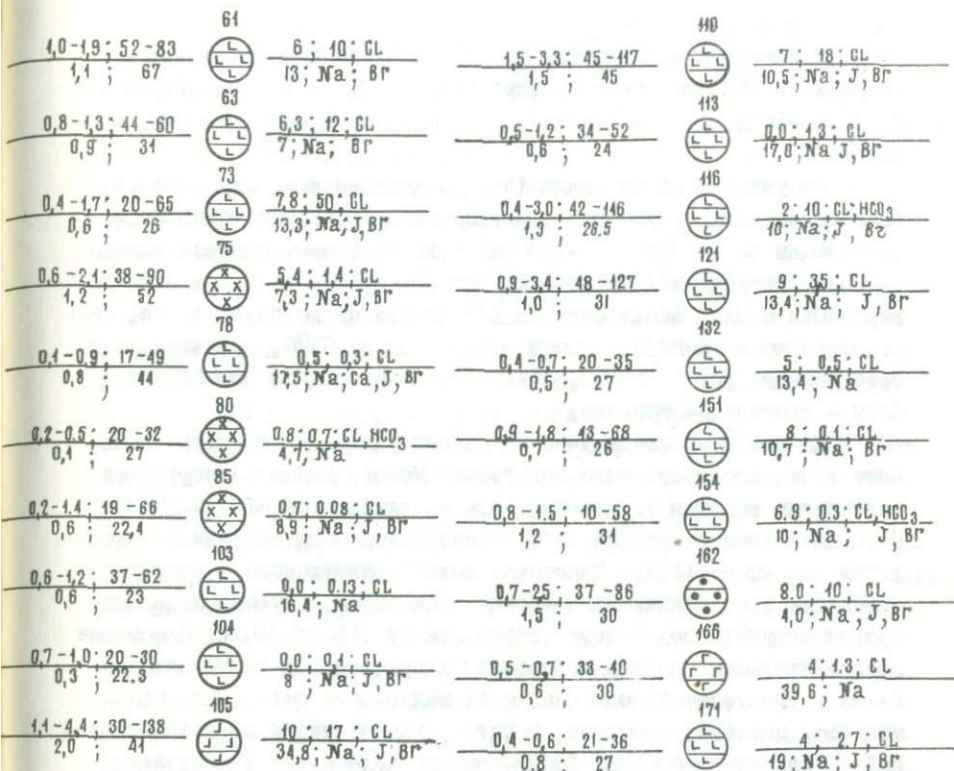


Рис. 13. Карта термальных вод первого Казанбулагского водоносного комплекса майкопской свиты (Pg<sub>3</sub>-N<sub>1</sub>) Куруинской депрессии (Кировабадская нефтегазоносная область)

I-6 - температурные зоны: I - 20-50°C, 2 - 50-75°C, 3 - 75-100°C, 4 - 100-125°C, 5 - 125-150°C, 6 - свыше 150°C; 7-9 минерализация воды на площадях и водопунтах (г/л): 7 - I-5, 8 - 6-10, 9 - 10-20; 10 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; II - местоположение и номер скважины (под этим номером дается гидрогеологическая характеристика вскрытых отложений); I2 - опорные скважины: цифра сверху - номер скважины, штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км), температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от устья скважин (м), дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация (г/л), преобладающие катионы, микрокомпоненты; I3 - контур распространения водоносного комплекса; I4 - стратонизогипсы (м); I5 - изотермы (°C); I6 - гидроизопьезы; цифры - напор, м (абс. отм.); I7 - направление движений термальных вод, I8 - границы зон различной минерализации; I9 - контур распространения самоизливающихся термальных вод; 20 - разлом установленные

С погружением майкопских отложений температурные зоны 40–50 и 50–75°C залегают на глубинах от 670 до 1635 м (Кировабад) от 650 до 1640 м (Барда), от 795 до 2215 м (Агджабеди, Ждановск).

На участке Дальмамедлы (северо-восточнее г. Кировабада) термальные воды приурочены к нескольким водоносным горизонтам, залегающим на глубине 780–1430 м. Воды напорные, самоизливавшиеся. Пьезометрический уровень изменяется от 6,0 до 6,3 м выше поверхности земли. Дебит скважин колеблется от 10 до 12 л/сек. Температура воды на изливе изменяется от 31 до 69°C. Величина плотного остатка достигает 13,3 (интервал опробования 880–1430 м). Воды – хлоридно-натриевые.

На Казанбулакском участке (Казанбулакская структура занимает часть юго-восточного погружения Малого Кавказа) нефтяными скважинами вскрыты термальные воды на глубине от 310 до 1057 м. Глубинная температура 25–56°C. Температура воды на изливе колеблется от 22 до 44°C. Пластовые воды Казанбулакского участка относятся к нескольким водоносным горизонтам. Глубина залегания кровли верхнего водоносного горизонта от 165 до 300 м. Пластовые воды в пределах участка приурочены к присводовой части складки. Из-за глинистости пород, слагающих майкопские отложения, малой мощности песчаных прослоев, горизонт характеризуется незначительной производительностью. Дебит скважин колеблется в пределах 0,04–0,3 л/сек.

Пластовые воды щелочные, слабонапорные. Минерализация вод изменяется от 10 до 20 г/л (интервал опробования 340–835 м). По химическому составу воды хлоридно-натриевые. В них содержится большое количество нафтеновых кислот и незначительное количество микрокомпонентов.

Нафталанский участок находится в переходной зоне от предгорной полосы Малого Кавказа к низменности. Термальные воды Нафталанского участка характеризуются по материалам нефтяных скважин, вскрывших их на глубине 547–1030 м. Температура вод на глубине (для данного интервала) 35–58°C, на изливе колеблется от 22 до 45°C. Производительность скважин водоносных горизонтов Нафталанского месторождения очень низкая ввиду незначительной мощности песчаных пропластков. Воды напорные, самоизливающиеся. Дебит скважин колеблется от 0,08 до 0,1 л/сек. Минерализация термальных вод увеличивается от сводовой части антиклинали к крыльям. Величина плотного остатка составляет 8,9–15,8 г/л. Воды хлоридно-натриевого типа. Характеристика термальных вод участка приведена в табл. 18.

Мир-Баширская структурная зона (участок) занимает территорию Мир-Баширского месторождения. Эксплуатационными нефтяными скважинами здесь вскрыты термальные воды на глубине от 317 до 1150 м. Температура воды на изливе колеблется от 22 до 30°C. Дебиты скважин незначительные и изменяются от 0,01 до 0,3 л/сек при компрессорной эксплуатации. Плотный остаток воды изменяется от 3,4 до 8 г/л (интервал опробования 500-1115 м), по химическому составу воды хлоридно-натриевые.

Гыльджинский участок приурочен к одноименному антиклинальному поднятию в Карабахской степи. Термальные воды на этом участке вскрыты скважинами на глубине 504-684 м. Температура воды на изливе 27°C, дебит скважин незначительный - 0,5 л/сек. Плотный остаток воды 13,4 г/л, тип воды хлоридно-натриевый.

Агджабединские и Ждяновские структурные поднятия занимают центральную часть Мильской степи. Скважинами, пробуренными "Азнефтеразведкой", вскрыты термальные воды на глубинах от 560 до 1210 м. Температура воды на изливе изменяется от 26 до 30°C. Воды напорные, самоизливающиеся. Напорные воды приурочены к нескольким водоносным горизонтам, сложенным тонкозернистыми песками и супесями, залегающими среди глин. Пьезометрический уровень выше устья скважин на 4,0-8,0 м. Производительность скважин незначительная - от 0,1 л/сек до 2,7 л/сек. Минерализация воды колеблется в пределах от 10,7 до 39,6 г/л (интервал опробования 700-1210 м); тип воды хлоридно-натриевый. Характеристика воды приведена в табл. 18.

С погружением майкопских отложений с северо-запада на юго-восток средняя геотермическая ступень изменяется от 26°C (Кировбад) до 30°C (Агджабеды) в интервале глубины до 1000 м. При опробовании скважин на глубине 540-1250 м температура воды на изливе изменяется от 26 до 52°C. Воды напорные, самоизливающиеся. Пьезометрический уровень устанавливается на отметке 0,8-4,0 м выше поверхности земли. Дебит скважин колеблется от 14 до 15 л/сек. Величина плотного остатка изменяется от 2,9 г/л до 11 г/л. Воды хлоридно-натриевого типа.

В Бардинском районе скважинами термальные воды вскрыты на глубинах 1050-1950 м. Температура воды на изливе колеблется от 31 до 41°C. Воды напорные, самоизливающиеся. Пьезометрический уровень достигает до 9-10 м выше поверхности земли. Дебит скважин изменяется от 3,5 л/сек до 17 л/сек, величина плотного остатка воды от 13,6 (в интервале опробования 1050-1220 м) до 34,8 г/л (в интервале опробования 1946-1950 м). По химическому составу воды хлоридно-натриевые.

№ скважины по карте	Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Температура воды, °С на изливе на глубине	Статический уровень относительно устья скважины, м	Дебит, л/сек	рН	Минерализация, г/л
61	Касум-Исмаиловский район, Дальмамедлы	1115-1430	<u>67</u> -	6,0	10,0	7,2	13,0
63	Касум-Исмаиловский район, уч. Казахлар	879-1200	<u>31</u> 48,6	6,3	12,0	8,1	7,0
73	Касум-Исмаиловский район, в 2 км севернее с.Гаргичах	540-610	<u>26</u> 34,2	7,8	<u>50,0</u> -	8,1	13,3
75	Касум-Исмаиловский район, уч.Джими-Боруслу	1250-1300	<u>52</u> 60	5,4	14,0	7,9	7,3
78	Касум-Исмаиловский район, уч.Казанбулаг	780-800	<u>44</u> 44,5	0,5	0,3	8,1	17,5
80	Касум-Исмаиловский район, площадь Аджидере	106-305	<u>27</u> 17,9	0,8	0,7	7,7	4,7
85	Касум-Исмаиловский район, уч.Найталан	547-1030	<u>22-45</u> 35-48	0,7	0,08	-	15,8

Ионный состав (мг/л; мг.экв; % мг.экв)						Газовый состав, % (от общего объема)	Содержание микрокомпонентов, мг/л
НСО <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Na+K	Mg	Ca		
9	10	11	12	13	14	15	16
287,0 4,71 2,0	247,0 5,14 2,3	7795,0 219,82 95,7	4026,0 175,03 76,2	17,0 1,40 0,6	1067,0 53,24 23,2	H <sub>2</sub> S - 6,4; H <sub>2</sub> S - 0,3; CH <sub>4</sub> - 24,4; N <sub>2</sub> - 58,7	Br - 26,4; J - 1,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 18,3; SiO <sub>2</sub> - 10; As - 0,09
426,0 7,00 5,4	87,0 1,80 1,4	4258,0 120,07 93,2	2675,0 116,32 90,4	55,0 1,23 0,9	227,0 1,32 8,7	H <sub>2</sub> S - 10,2; H <sub>2</sub> - 0,6; CH <sub>4</sub> - 4,8; N <sub>2</sub> - 84,4	J - 0,52; Br - 18,5; F - 2,0; SiO <sub>2</sub> - 20
287,0 4,71 2,0	247,0 5,14 2,3	7795,0 219,82 95,7	4026,0 175,03 76,2	17,0 1,40 0,6	1067,0 53,24 23,2		Br - 10; F - 1,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 0,5; SiO <sub>2</sub> - 10
134,0 2,19 1,8	5,0 0,10 0,1	4360,0 122,95 98,1	2718,0 118,18 94,1	30,0 2,46 2,0	100,0 4,99 3,9	H <sub>2</sub> S - 0,4; H <sub>2</sub> - 1,0; CH <sub>4</sub> - 2,8; N <sub>2</sub> - 75,7	J - 0,8; Br - 23; F - 0,007; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3; SiO <sub>2</sub> - 25
98,0 1,60 0,6	35,0 0,72 0,2	9652,0 272,18 99,2	4939,0 214,77 78,2	- - -	1197,0 59,73 21,8	CO <sub>2</sub> - 13 (своб.)	J - 0,4; Br - 52,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 73; SiO <sub>2</sub> - 35
1458,0 23,90 36,4	21,0 0,44 0,5	1790,0 50,48 63,1	1827,0 79,42 99,3	3,0 0,25 0,3	7,0 0,35 0,4	O <sub>2</sub> - 14,5; H <sub>2</sub> - 12,1; CH <sub>4</sub> - 13,3; N <sub>2</sub> - 60	J - 10; Br - 10,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 63,1; SiO <sub>2</sub> - 15
726,0 11,90 4,30	11,0 0,2 0,1	9258,0 261,07 95,6	5967,0 259,46 95,0	56,0 4,60 1,6	183,0 9,13 3,4	H <sub>2</sub> S - 5,1; H <sub>2</sub> - 8,4; CH <sub>4</sub> - 29,8; N <sub>2</sub> - 55	J - 2,1; Br - 7,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 35,07; SiO <sub>2</sub> - 20



I	2	3	4	5	6	7	8
I03	Мир-Баширский район, 300 м от Мир-Башир- ского моста	556-1010	<u>23</u> 34,7	0,0	0,13	8,16	16,4
I04	Мир-Баширский район, уч. Мир-Башир	317-1150	<u>22-30</u> 32,8	0,0	0,01	-	8,0
I05	Бардинский район, уч. Барда	I946-1950	<u>41</u> 83,6	10,0	17,0	-	34,8
I10	Мир-Баширский район, 4 км от Барды по до- роге Барда-Мир-Ба- шир	I500-1600	<u>45</u> 69,5	7,0	18,0	8,8	10,5
I13	Мир-Баширский район, в пойме реки Тертер	525-1003	<u>24</u> 34	0,0	1,3	8,7	17,0
I16	Бардинский район, в 2 км западнее с. Калантарли	I300-1380	<u>26,5</u> 63,0	+3,2	10,0	-	0,9
I21	Бардинский район, уч. Ширванлы	I050-1200	<u>31</u> 53	9,0	3,5	8,6	13,4
I32	Агдамский район, уч. Голлицжа	504-684	<u>27</u> 31,6	5,0	0,5	8,7	13,7

9	10	11	12	13	14	15	16
842,0	2,0	9502,0	6421,0	14,0	29,0		J - 0,8; Br - 66,6; F - 0,13; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,3; SiO <sub>2</sub> - 15; Fe <sup>++</sup> - 0,5
13,80	0,04	267,95	279,20	1,15	1,44		
4,8	0,1	95,1	99,1	0,4	0,5		
524,0	8,0	4602,0	3137,0	9,0	28,0	H <sub>2</sub> S - 7,7; CO - 4,8; H <sub>2</sub> - 7,9; CH <sub>4</sub> - 4,8; N <sub>2</sub> - 70,0	J - 3,1; Br - 67,6; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 33; SiO <sub>2</sub> - 10
8,59	0,16	129,77	136,4	0,73	1,39		
6,2	0,2	93,6	98,4	0,5	1,1		
152,0	2,0	21300,0	12180,0	386,0	839,0		J - 18,6; Br - 81,4; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 16,9; SiO <sub>2</sub> - 30
2,49	0,04	600,66	529,59	31,73	41,87		
0,4	-	99,6	87,8	5,3	6,9		
122,0	6,00	6369,0	3539,0	76,0	433,0	H <sub>2</sub> S - 0,4; O <sub>2</sub> - 20,9; H <sub>2</sub> - 0,4; CH <sub>4</sub> - 2,1; N <sub>2</sub> - 76,1	J - 0,8; Br - 28,5; SiO <sub>2</sub> - 35
2,00	0,12	179,60	153,88	6,24	21,60		
1,1	0,1	98,8	84,7	3,5	11,8		
2258,0	12,0	9131,0	6657,0	42,0	37,0	CO <sub>2</sub> - 44	J - 4,5; Br - 65,0; F - 0,07; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 38; SiO <sub>2</sub> - 15
37,03	0,24	257,49	289,47	3,45	1,84		
12,6	0,1	87,3	98,2	1,2	0,6		
102,0	4,5	425,0	266,0	16,0	34,0		Br - 1,81; F - 2,0; SiO <sub>2</sub> - 20
1,69	0,93	11,98	11,60	1,31	1,69		
11,6	6,4	82,0	79,4	8,9	11,7		
177,0	18,0	8166,0	4522,0	184,0	437,0	H <sub>2</sub> S - 1,5; CO <sub>2</sub> - 1,3; H <sub>2</sub> - 2,8; CH <sub>4</sub> - 5,4; N <sub>2</sub> - 83,3	J - 0,83; Br - 34,2; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 9; SiO <sub>2</sub> - 30
2,90	0,37	230,28	196,62	21,0	21,81		
1,2	0,2	98,6	84,2	6,5	9,3		
480,0	20,0	7900,0	5215,0	26,0	44,0	H <sub>2</sub> S - 2; H <sub>2</sub> - 9,8; CH <sub>4</sub> - 26,1; N <sub>2</sub> - 59,2	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 126,7; SiO <sub>2</sub> - 20,0
7,88	0,41	222,78	226,76	2,13	2,19		
3,4	0,2	96,4	98,2	0,9	0,9		

I	2	3	4	5	6	7	8
I51	Агджабединский район, уч. Ходжавенд	700-800	<u>26</u> 31,6	8,0	0,1	7,6	10,7
I54	Агджабединский район, в 7 км СЗ от с.Салман- бейли	I200-I212	<u>31</u> 48,8	6,9	0,3	7,3	1,0
I62	Жлановский район, пл. Советляр	I500-2500	<u>30</u> 67,7	8,0	10,0	7,4	4,0
I66	Жлановский район, с.Тазакенд	560-I210	<u>30</u> 32,2	4,0	1,8	7,8	39,6
I71	Жлановский район, г. Жлановск	790-800	<u>27</u> 39,8	4,0	2,7	6,7	19,0

Продолжение табл. I8

9	10	11	12	13	14	15	16
I542,0	I2,0	5000,0	3771,0	11,0	46,0	CO <sub>2</sub> - 0,5;	Br - 1,9;
25,90	0,25	141,0	163,96	0,90	2,29	H <sub>2</sub> - 5,3;	F - 28,9;
15,8	0,1	84,1	98,1	0,5	1,4	CH <sub>4</sub> - 9,3;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 266,5;
						N <sub>2</sub> - 64,2	SiO <sub>2</sub> - 10,0
I76,0	71,0	470,0	354,0	9,0	30,0		F - 6,2;
2,90	1,48	13,25	15,39	3,74	1,50		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 0,4;
16,4	8,4	75,2	87,3	4,2	8,5		SiO <sub>2</sub> - 10,0
I28,0	I2,0	2412,0	1438,0	50,0	75,0		Br - 4,0;
2,10	0,25	68,07	62,52	4,11	3,79		F - 0,4;
2,9	0,4	96,7	88,8	5,8	5,4		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 7,0
							SiO <sub>2</sub> - 30
292,0	26,0	24128,0	14573,0	359,0	448,0	H <sub>2</sub> S - 0,1;	J - 9,8;
4,80	0,54	680,41	633,69	29,51	22,35	CO <sub>2</sub> - 0,3;	Br - 185,4;
0,7	0,1	99,2	92,5	4,3	3,2	H <sub>2</sub> - 4,4;	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 191,2;
						CH <sub>4</sub> - 6,2;	SiO <sub>2</sub> - 10
						N <sub>2</sub> - 68,6	
18,0	9,0	12056,0	7205,0	Сл.	545,0		J - 10,3;
0,29	0,19	339,98	313,27	-	27,19		Br - 66,3;
0,1	-	99,9	92,0	-	8,0		B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 122,1;
							SiO <sub>2</sub> - 30

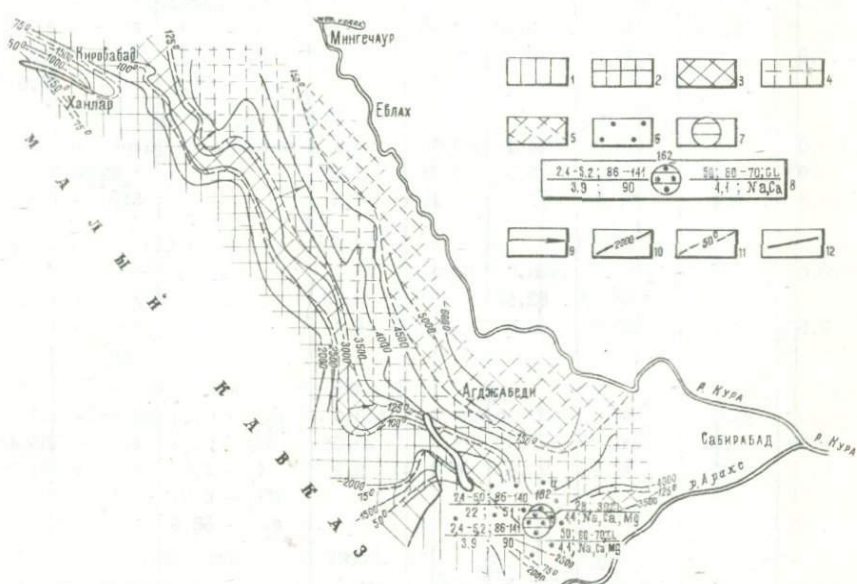


Рис. 14. Карта термальных вод по кровле мелового водоносного комплекса Куринской депрессии (Кировобадская нефтегазоносная область)

1-5 - температурные зоны: 1 - 50-75°C, 2 - 75-100°C, 3 - 100-125°C, 4 - 125-150°C, 5 - свыше 150°C; 6 - минерализация воды на площадях и водопунктах 1-5 г/л; 7 - водопункты, в газовом составе которых преобладает метан; 8 - опорные скважины: цифра сверху - номер скважин; штриховкой внутри кружка показан газовый состав, крапом - минерализация (г/л); слева в числителе - глубина до кровли и подошвы водоносного комплекса (км), температура на этих же глубинах (°C), в знаменателе - интервал опробования (км); температура воды на изливе (°C); справа в числителе - пьезометрический уровень от поверхности земли (м); дебит (л/сек), преобладающие анионы, в знаменателе - минерализация воды (г/л), преобладающие катионы и микрокомпоненты; 9 - направление движения термальных вод; 10 - стратоизогипсы (м); 11 - изотермы (°C); 12 - разломы установленные

Пластовые воды Кировабадской нефтегазоносной области содержат в незначительном количестве йод (от 0,83 до 18,6 мг/л) и бром (от 34,2 мг/л до 81,4 мг/л). В газовом составе в основном преобладает метан.

В табл. 18 дается общая характеристика термальных вод майкопского водоносного комплекса. Палеоцен-эоценовые отложения не опробовались.

Термальные воды мелового водоносного комплекса. Глубокими скважинами "Азнеф-теразведки" на территории Кура-Араксинской низменности встречены термальные воды, приуроченные к меловым отложениям.

На основе структурной карты для мелового комплекса составлена карта термальных вод по кровле водоносного комплекса (рис. 14). Температурные зоны на описываемой территории выделены по величине геотермической ступени. Термальные воды с температурой до 50°C, от 50 до 75°C и от 75-100°C распространены в Кировабад-Дальмамедлинском и Агджабеди-Ждановском районах и залегают в интервале глубин 910-2420 м (Кировабад-Дальмамедлинский район) и 935-3110 м (Агджабеди-Ждановский район).

С погружением описываемых отложений температура воды увеличивается и в восточной части Карабахо-Мильской степи доходит до 150°C на глубине 4400 м (Барда) и 5000 м (Агджабеди). Воды меловых отложений вдоль южного борта впадины имеют температуру на изливе до 90°C, а на глубине 5000-5500 м она увеличивается до 160-170°C.

Воды мелового водоносного комплекса вскрыты в Мир-Гаширском районе на глубине 2000-3600 м, в Агдамском - на глубине 940 м, в Ждановском - на глубине 2400-4400 м. Они напорные, пьезометрический уровень воды устанавливается выше дневной поверхности на 15 м. Дебит скважин колеблется от 10 до 15 л/сек. Воды солоноватые, хлоридно-натриевого типа, величина плотного остатка 4-4,5 г/л.

### ГЛАВА III

#### ФОРМИРОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

В опубликованных трудах советские ученые М.С.Агаларов, О.А.Алекин, А.Д.Архангельский, А.Г.Аскеров, В.И.Вернадский, В.В.Иванов, Г.Н.Кашенский, А.А.Карцев, М.А.Кашкай, О.Л.Ланге, Б.Ф.Маврицкий, Ф.А.Макаренко, Ш.Ф.Мехтиев, А.М.Овчинников, Ф.П.Саваренский, А.И.Силин-Бакчурин, В.А.Сулин, Б.И.Султанов,

Г.И.Сухарев, И.И.Толстихин, А.Е.Ферман, А.В.Шербаков и др. неоднократно обращались к вопросу генезиса подземных вод.

Вопросы изучения формирования термальных вод, их газового и химического состава, а также роли терм в геологической истории имеют весьма важное научное и практическое значение. Существуют различные теории и гипотезы о происхождении термальных вод. Наиболее распространенными являются три:

1. Инфильтрационная, согласно которой все подземные воды питаются атмосферными осадками;
2. Седиментационная, обуславливающая формирование подземных вод в связи с осадконакоплением в водоемах;
3. Ювенильная, определяющая их происхождение из паров и газов, выделяемых магмой.

Мы придерживаемся того взгляда, что термальные воды Азербайджана имеют в основном сложный генезис и в их формировании принимают участие как седиментационные, так и инфильтрационные воды.

За последние годы успешно разработаны многие вопросы, связанные с комплексным изучением минеральных вод: в частности, формирование ионно-солевого и газового состава минеральных и термальных вод, выделение их основных генетических типов, разработка представлений о месторождениях минеральных вод и др.

На формирование и размещение в земной коре термальных вод различного химического и газового состава в большей или меньшей степени влияет природная обстановка, в частности геолого-структурная, термодинамическая и др. (Шербаков, 1968).

Наиболее благоприятной обстановкой для формирования месторождений термальных вод считаются глубокие впадины (такие, как Курильская), выполненные осадочными породами, которые могут служить коллекторами и имеют относительно низкую теплопроводность.

Одним из факторов, способствующих образованию месторождений термальных вод, является магматическая деятельность. При движении магматических масс к поверхности из глубин земли приносится большое количество тепла, которое способствует интенсивному локальному разогреву пород и находящихся в них подземных вод. Такая обстановка характерна для курортного района Истису, с широко развитыми четвертичными лавами, отчасти Ленкоранской области и Большого Кавказа, где в пределах ограниченных площадей на небольших глубинах (аномальные участки) отмечаются высокие температуры (64–74°C).

Термальные воды могут быть связаны с различными стратиграфическими комплексами пород. При этом литологический состав оса-

дочных пород играет большую роль в формировании термического режима и ионно-солевого состава месторождений термальных вод. Наибольшие тепловые сопротивления имеют каменные угли, сухие и газонасыщенные рыхлые породы. Наиболее благоприятны для образования месторождений термальных вод разрезы, в которых глубоко залегающие водоносные горизонты перекрываются мощными теплоизолирующими водоупорными толщами пород (глины). Магматические и метаморфические породы по сравнению с осадочными характеризуются малыми тепловыми сопротивлениями.

Минералогический состав водовмещающих пород оказывает огромное влияние на формирование ионно-солевого и газового состава термальных вод в различных зонах геотермического режима. В результате непосредственного выщелачивания соответствующих солей формируются воды хлоридно-натриевого состава, возникшие при растворении солей галогенных толщ. При выщелачивании гипса и ангидрита воды обогащаются сульфатными ионами, что можно видеть на примере термальных вод, заключенных в галогенных осадках продуктивной толщи Куринской впадины.

Существенную роль в распределении температуры играет динамика подземных вод. Интенсивный водообмен приводит к промывке и охлаждению водоносного пласта, в то время как при замедленной фильтрации подземных вод наступает относительное температурное равновесие между ними и окружающими породами.

Обогащение или рассеивание химических элементов в термальных водах зависит не только от общего содержания этих элементов в горных породах, но и их миграционной способности, т.е. способности к перемещению в земной коре под влиянием внутренних и внешних факторов (Ферсман, 1934 г.). Сочетание этих факторов и определяет поведение химических элементов в природных условиях, в том числе в термальных водах, преобразующихся в результате гипергенеза, диагенеза, эпигенеза и метаморфизма.

Термодинамическая обстановка подземной гидросферы определяет переход многих химических элементов из твердой фазы в жидкую и газообразную.

Наиболее существенные геотермические поля возникают за счет тепла радиоактивных процессов и химических реакций. Первые осуществляются вследствие повышенных концентраций радиоактивных веществ в пластических горных породах и особенно в глинах; вторые — есть результат активных химических взаимодействий, сопровождающихся выделением тепла. Например, растворение газов в воде всегда сопровождается выделением тепла. Газовые залежи и нефтяные пласты, содержащие газ, при соответствующих условиях,

а именно в результате дроссельного процесса, становятся аномальными участками относительно пониженных температур.

С температурными условиями тесно связаны степень подвижности подземных вод и проницаемость пород. В результате повышения температуры с глубиной происходит освобождение физически связанной воды, увеличение плотности горных пород и скорости диффузии молекул и ионов. Повышение температуры оказывает большое влияние на электропроводимость.

Имеющиеся данные (А.Н.Токарев и А.В.Щербаков, 1956 г., 1968 г.; Красинцева, 1960 г. и др.) показывают, что температура — это один из наиболее важных факторов, влияющих на обогащение подземных вод рассеянными элементами, в том числе бором, йодом, бромом, мышьяком, ураном, радием и др. Поэтому горячие воды в большинстве случаев более насыщены ценными химическими элементами, чем менее горячие, и при благоприятных технико-экономических показателях могут быть использованы как источник для получения минерального сырья.

В зависимости от изменения термодинамических условий свободные и связанные воды, находящиеся в закрытых порах пород, непрерывно переходят одни в другие, изменяя состав и свойства пород (Макаренко, 1956). Вне влияния тепловых очагов, на глубине нескольких километров, воды находятся под давлением, приблизительно равным давлению нагрузки вышележащей толщи. При резком падении давления, соли из раствора выпадают в осадок, что может приводить к изменению солевого состава. Обычно такие изменения возможны близ тектонических зон нарушений или вблизи поверхности, когда самоизливающиеся воды отдают углекислоту в атмосферу, в результате чего образуются карбонаты кальция или магнезия (травертины).

Из большого количества существующих в природе газов в термальных водах присутствуют в различных количествах лишь углекислота, сероводород, метан, азот и благородные газы.

Вследствие недостаточной гидрогеологической изученности термальных вод Азербайджана вопрос о происхождении их до последнего времени оставался весьма неясным и трактовался разными исследователями различно. Только в последние годы, в связи с проведением на территории республики геологических и гидрогеологических исследований, открылась возможность основательно изучить генезис этих ценных природных богатств края.

В горноскладчатых областях — районах недавней и современной вулканической деятельности естественные выходы термальных вод весьма часты. Поэтому ранее считали, что они являются водами

магматическими — ювенильными. Однако изучение термальных вод, вскрытых скважинами в районе Истису, показало, что в основном эти воды инфильтрационного происхождения, они проникли на большие глубины и были выведены по разломам к поверхности Земли.

Исходя из основных закономерностей распространения и формирования термальных вод, типов водовмещающих структур, условий залегания, качества эксплуатационных запасов, в Азербайджане выделяются два основных типа термальных вод: 1) пластово-поровые, пластово-трещинные термальные воды Куринской впадины, Кусарской наклонной равнины и Апшеронского полуострова; 2) трещинные и трещинно-жильные термальные воды районов четвертичного вулканизма Малого Кавказа и складчатой зоны Большого Кавказа, Талыша и Нахичеванской части Малого Кавказа.

В Куринской впадине и Кусарской наклонной равнине термальные воды приурочены к артезианским бассейнам, где они характеризуются преимущественно большим напором — до 40 м (выше поверхности земли) и значительным дебитом скважин — до 50 л/сек.

Основное значение в генезисе термальных вод Куринской впадины имели инфильтрационные и седиментационные воды. Последние играют особенно большую роль в глубоко погруженных горизонтах, где водообмен затруднен.

Основные черты температурных условий этого района сформировались уже к началу плиоценового времени.

По мере погружения фундамента впадины росла температура в недрах, и в настоящее время по расчетам температура в наиболее погруженных частях фундамента может превышать 250°С.

Большое значение в формировании термальных вод и температурных условий Куринской впадины имеет майкопская, в основном глинистая толща. Если величина геотермической ступени над этой толщей колеблется от 24–31 (Кировабад) до 30–40 м/град (пос. Длановск), увеличиваясь в районе Сальяны, Али-Байрамлы до 40–55 м/град, то самые низкие геотермические ступени (22–24 м/град) приурочены к мощной глинистой толще майкопа.

Происхождение вод и рассолов продуктивной толщи Азербайджана и причины наблюдаемой в ней гидрохимической инверсии привлекали внимание многих исследователей, однако до настоящего времени не существует единого мнения о происхождении вод нефтяных месторождений.

Некоторые авторы (Ш.Ф.Мехтиев, 1958; М.П.Толстой, 1965; А.А.Карцев, 1968) приписывали водам и рассолам продуктивной толщи частично седиментационное, частично древнеинфильтрационное происхождение, некоторые из них считали эти воды седиментационными (Б.И.Султанов, 1953–1959 гг., 1961 г.).



Образование концентрированных вод в продуктивной толще следует рассматривать как длительный процесс метаморфизации исходной воды бассейна седиментации в результате физико-химического воздействия на горные породы и многократного обогащения растворимыми солями на пути миграции вод. Сами породы продуктивной толщи содержат различное количество растворимых солей, что в значительной степени обуславливает разность в минерализации вод. В результате изменения гидродинамических и гидрохимических условий с глубиной на Апшеронском полуострове и в Прикуринской области установлена определенная гидрогеохимическая зональность — минерализация уменьшается с глубиной. Некоторые ученые объясняют это наличием в верхах продуктивной толщи Апшеронского полуострова большого количества глин, содержащих в поровых водах высокий процент хлора, и считают возможным проникновение на определенном этапе гидрогеологического развития района в породы нижнего отдела продуктивной толщи опресненных вод.

Мы считаем, что палеогеографическая обстановка бассейнов времени образования продуктивной толщи и апшеронского яруса создала условия, благодаря которым на разных участках Куринского залива существовали воды, заметно отличные друг от друга по минерализации. Эти воды, захороняясь вместе с донными осадками, положили начало пластовым водам.

В Юго-Восточной Ширвани увеличение минерализации в верхах продуктивной толщи объяснить только наличием большого количества глин в разрезе нельзя. Мы более склонны думать, что здесь имеет место другое явление, а именно — присутствие большого количества выщелачиваемых солей в верхних горизонтах продуктивной толщи.

Крупные продольные разрывы, проходящие вдоль приосевых частей антиклинальных складок, делят одну структуру на ряд частей, создают сложные условия распределения минерализации и химического состава термальных вод.

Термальные воды в складчатых районах приурочены, как правило, к крупным тектоническим разрывам и сбросам, а также широко разветвленным системам местных трещин в пластах вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород. Термальные воды и парогидротермы в районах недавнего и современного вулканизма залегают близко к поверхности, в связи с чем могут служить крупными теплоэнергетическими ресурсами. Эти районы (курортный район Истису, Ленкоранская область и Большой Кавказ) характеризуются многочисленными выходами высокотемпературных вод. Судя по температуре и учитывая значение геотермической ступени, можно предполагать, что минеральные воды района формируются на значительной глубине, которая разными исследователями оценивается в 1,5–3 км (М.А. Кашкай, 1939 г.).

Специальные исследования, проведенные на Большом Кавказе М.И.Врублевским (1954г.) показали, что геотермические условия этого района характеризуются значительной неоднородностью, обусловленной различной глубиной магматического очага. В складчатых сооружениях, ввиду большой трещиноватости горных пород, нет изолированных водоносных горизонтов, термальные воды могут испытывать охлаждающее влияние вод зоны интенсивного водообмена. Таким образом, температура минерального источника не может считаться надежным указателем глубины формирования термальных вод.

В газовом составе термальных источников Большого Кавказа отмечены, главным образом, азот, уголекислота, метан, сероводород.

На Малом Кавказе углекислые термы появляются в местах явных и, возможно, скрытых магматических очагов плиоцена и антропогена. Наиболее высокотемпературные воды, примыкающие к этой зоне, связаны с магматической деятельностью в эпоху проявления и угасания новейшего вулканизма. Существующие до сих пор в недрах магматические очаги питают подземные воды теплом и обогащают их углекислым газом.

Основную роль в генезисе минеральных и термальных вод Малого Кавказа играют инфильтрационные или вадозные воды, участвующие в атмосферном круговороте.

Термальные воды приурочены, как правило, к молодым открытым трещинам кавказского и антикавказского направлений (Кашкай, 1952, 1955, 1967).

Глубинное происхождение современных терм и отсутствие территориальной приуроченности четвертичных и более древних травертинов к центрам вулканической деятельности говорит о том, что влияние вулканизма сказывалось более или менее равномерно на прогреве глубин и глубинных вод.

Формирование термальных вод Талышской складчатой системы, по мнению М.А.Кашкай и А.Г.Аскерова, обусловлено активными тектоническими движениями и магматической деятельностью в палеогеновое и неогеновое время. Наличие глубинных разломов выявляется по выходам термальных вод и по расположению магматических образований.

Приуроченность естественных выходов термальных вод к тем или иным участкам долин рек обусловлена наличием более мелких дизъюнктивных линий, секущих главную термальную линию. Этот региональный разлом и связанная с ним система трещиноватости возникли при интенсивных дислокационных процессах в неогэне. Указанные зоны тектонических разломов являются путями выхода наибольшего количества глубинного тепла Земли.

Постплиоценовые базальтовые излияния, аналогичные кельбаджарским, позволяют предполагать, что в зоне регионального разлома глубокого заложения имеются погребенные, но не потухшие очаги вулканизма. М.А.Кашкай (1961) связывает тепловой режим Ленкоранской области с геолого-структурными особенностями региона, близостью нефтяных районов и частично с молодыми вулканическими процессами, происходящими, по-видимому, в глубоких структурных этажах Горного Талыша. Формирование термальных минеральных вод Горного Талыша и Ленкоранской низменности происходит на глубинах порядка 3-5 км в отложениях мезозоя.

Основную роль в химическом составе ленкоранских вод играют хлориды натрия и в меньшей степени хлориды кальция и магния. Характерной особенностью этих вод является почти полное отсутствие ионов гидрокарбоната и сульфата.

Химический состав воды термальных источников Талыша однообразен, в то время как газовый состав их на разных участках неодинаков. Термальные источники изученного района в подавляющем большинстве выделяют спонтанный газ - азот, распространены также сероводородные и метановые воды.

Заслуживает внимания мнение Ш.Ф.Мехтиева и А.С.Байрамова (1953) о том, что воды некоторых источников соответствуют пластовым водам нефтяных залежей (Масаллы, Ленкорань). По-видимому, факт появления метана вместо азота в глубоких скважинах подтверждает вывод о генетической близости между водами рассматриваемой области и водами нефтяных областей.

## ГЛАВА IV

### РЕСУРСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Огромные, постоянно возобновляющиеся ресурсы термальных вод благодаря быстрому развитию буровой техники стали вполне доступными для практического применения. Глубинные горячие воды, как правило, обладают напорами, обеспечивающими их транспортировку на поверхность со значительными дебитами. В этом отношении использование подземного тепла перспективно, так как заменяет трудоемкие процессы топливодобывающей промышленности.

Возрастающий интерес к комплексному использованию термальных вод проявляется в нашей стране и за границей. В зарубежных странах тепло зимних недр используется при сооружении геотермальных электростанций, геотеплофикационных установок и в сельском хозяйстве.

Геотермальные электростанции имеются в Италии, Новой Зеландии, США, Японии, Исландии и др. Известно, что в вышеуказанных странах на обширной территории созданы также большие парниковые и тепличные хозяйства.

В СССР при наличии огромных ресурсов ископаемого топлива использование глубинного тепла пока ограничивается лишь мелкими геотермальными установками преимущественно на курортах; построена Паужетская (на Камчатке) геотеплоэлектростанция на 5000 квт/ч.

В ряде районов Азербайджана термальные воды могут быть использованы в практических целях в качестве источников тепла и для нужд народного хозяйства. Термальные воды, обладающие в большинстве случаев лечебными свойствами и местами содержащие кондиционные количества растворенных в воде йода, брома, бора и других полезных компонентов, в ряде районов могут использоваться комплексно.

При выделении первоочередных перспективных участков с термальной водой главными показателями являются: достаточно хорошая проницаемость коллекторов — от 100 мд и более, повышенная минерализация воды — до 100 г/л и температура ее не менее 40°C. Сочетание этих трех показателей послужило основой для выделения водоносных комплексов, термальные воды которых имеют наибольшее практическое значение.

В результате изучения термальных вод на территории республики выделены следующие основные перспективные области, участки и водоносные комплексы, термальные воды которых могут иметь большое практическое значение в народном хозяйстве и в бальнеологии.

Большой Кавказ:

Горная зона (южный и северный склоны).

Прикаспийско-Кубинская зона (Кусарская наклонная равнина).

Апшеронский полуостров.

Малый Кавказ:

Горная зона (курортные районы Истису Кельбаджарской зоны, Минкендский участок).

Нахичеванская АССР (Даррыдагское мышьяковистое месторождение).

Горный Талыш и Ленкоранская низменность (Масаллинский, Ленкоранский, Астаринский участки).

Куринская впадина (Дальмамедлинский, Казанбулакский, Нафталанский, Гедакбозский, Мир-Баширский, Барда-Ширванлинский, Агджабединский, Ждановский участки).

В пределах Большого Кавказа сероводородные слабо минерализованные термальные источники с незначительным

дебитом имеют температуру от 30 до 50<sup>0</sup>С. Примерные запасы термальных вод составляют около 2000 м<sup>3</sup>/сутки. Термальные воды частично используются местным населением для лечебных целей. На базе этих источников можно организовать бальнеолечебницы местного или республиканского значения.

Прикаспийско-Кубинская зона (Кусарская наклонная равнина) в целом является бассейном термальных вод. Начиная с глубины 240–250 м, температура воды повсеместно превышает 20<sup>0</sup>С. Водоносные комплексы апшерона и мезозоя содержат термальные воды, которые можно использовать для сельского хозяйства, коммунальных целей, а в районе Набрань – для бальнеологии.

Воды неогена и палеогена не опробованы. Прогнозные эксплуатационные запасы Кусарской наклонной равнины приводятся в табл. 19.

На Апшеронском полуострове многочисленными нефтяными скважинами термальные воды с температурой на изливе 20–90<sup>0</sup>С вскрыты на глубине 300–5000 м, где они приурочены к отложениям апшеронского яруса и продуктивной толщи. Минеральные ресурсы термальных вод здесь составляют 20 000 м<sup>3</sup>/сутки при понижении динамического уровня до 100 м ниже поверхности земли. Эти ресурсы рассчитаны для водоносных горизонтов, залегающих на глубине 2000 м. Часть термальных вод Апшеронского полуострова используется для добычи йода (Зых, Гоусаны, Карачухур) и бальнеологических целей (Шихово). Воды нефтяных месторождений Апшеронского полуострова можно широко использовать для сельскохозяйственных (парники и теплицы) и коммунальных целей.

В горной зоне Малого Кавказа выделяются следующие перспективные участки.

Термальные воды в курортном районе Истису (Кельбаджарский район) с температурой 30–74<sup>0</sup>С имеют большое практическое значение. За последние годы этот район детально изучен в гидрогеологическом отношении и утвержденные ГКЗ запасы термальных вод в Верхнем и Нижнем Истису составляют 1471 м<sup>3</sup>/сутки.

Эксплуатационные запасы Багьрсахского и Кельбаджарского участков составляют около 700 м<sup>3</sup>/сутки. Ныне в этом районе создается крупный курорт, имеющий всесоюзное значение.

Минкендская группа углекислых термальных источников имеет температуру воды 22–30<sup>0</sup>С, невысокую минерализацию. Местным населением эти воды используются для лечебных целей. Запасы вод составляют около 2000 м<sup>3</sup>/сутки.

Таблица 19

Прогнозные запасы термальных вод апшеронского и мезозойского водоносных комплексов  
Кусарской наклонной равнины  
(Пьезопроводность  $a = 10^5 \text{ м}^2/\text{сутки}$ )

Местоположение участков и месторождений	Глубина скважин, м	Температура воды, °С на изливе на глубине	Средний дебит скважин при самоизливе, м <sup>3</sup> /сутки	Минерализация, г/л	Коэффициент фильтрации водоносного горизонта (К), м/сутки	Эффективная мощность (м), м	Среднее понижение динамического уровня на 100 м ниже поверхности земли (S), м	Вспомогательные расчеты для определения гидравлического сопротивления (R <sub>пл</sub> )				Запасы, м <sup>3</sup> /сутки (по формуле большого колодца)	
								приведенный радиус R <sub>ср</sub> =0,159 x p	периметр волозабора (p), м	$\frac{aT}{R_{ср}^2 \ln}$	гидравлическое сопротивление (R <sub>пл</sub> )	при самоизливе	при понижении на 100 м ниже поверхности земли
По месторождению (апшеронский водоносный комплекс)	800	$\frac{30}{39}$	4070	0,8	1,5	42,1	134	20670	130000	$\frac{2,13}{0,75}$	2,6	5216	20470
Участок Ялама (мел)	3385	$\frac{47}{97,0}$	222	77	0,3	14	102	7304	46000	$\frac{1,05}{2,8}$	4,6	III	584
Участок Худат (мел)	2940	$\frac{67}{92}$	92	77	0,4	18	102	5406	34000	$\frac{31,2}{5,4}$	5,12	II6	600
По месторождению (мезозойский водоносный комплекс)	3385	$\frac{58}{95}$	222	77	0,35	16	102	15900	100000	$\frac{3,6}{1,27}$	3,06	220	II7I

На территории Нахичеванской АССР термальные воды трещинного типа развиты в Джульфинском районе на участке Даррыдагских мышьяковистых терм, которые вскрыты скважинами глубиной 250–662 м. Температура вод 40–53°C. Эти воды обладают ценнейшими лечебными свойствами, в особенности благодаря содержанию в них мышьяка.

За последние годы этот район детально изучен в гидрогеологическом отношении и утвержденные ГКЗ запасы термальных минеральных вод составляют 4507 м<sup>3</sup>/сутки, из них около 3000 м<sup>3</sup>/сутки — термальные воды.

В Горном Талыше и Ленкоранской низменности основные группы термальных источников сосредоточены на трех участках: Масаллинском, Ленкоранском и Астаринском.

Термальные воды с температурой 28–64°C имеют большое практическое значение. По предположению М.А.Кашкай, Комитет Совета Министров Азербайджанской ССР по овощеводству и плодоводству и местные совхозы начали использовать термальные воды Масаллинского и Астаринского районов для выращивания огурцов и помидор в тепличных условиях. Результаты работы теплиц за последние три года оказались весьма перспективными. Эксплуатационные запасы термальных вод этой области приведены в табл. 20.

К у р и н с к а я в п а д и н а. Прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод по Кировабадскому району подсчитаны<sup>х/</sup> для апшеронского, акчагыльского, майкопского и мелового водоносных комплексов на Дальмамедлинском, Казанбулакском, Нафта-ланском, Гедакбозском, Мир-Баширском, Барда-Ширванлинском, Агджа-бединском и Ждановском месторождениях термальных вод.

При подсчете были приняты следующие граничные условия: расчет запасов термальных вод производился по каждому водоносному комплексу на площади, где термальные воды имеют температуру в пластовых условиях 40°C и более, водопроницаемость 20 м<sup>2</sup>/сутки, и более, а глубина залегания водоносного комплекса не превышает 3000 м. Оценка прогнозных запасов производилась при самоизливе и динамическом уровне на глубине 100 м ниже поверхности земли на срок эксплуатации 25 лет.

---

<sup>х/</sup> Кроме автора, в подсчете запасов по Кировабадскому району принимали участие Б.Ф.Маврицкий и Г.К.Антоненко.

Таблица 20

Фактические запасы термальных вод Ленкоранской области и Горного Талыша

Участок	Глубина залегания водоносного горизонта, м	Дебит скважины или источника, л/сек	Температура воды, °С на изливе на глубине	Химический состав воды	Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сутки
I	2	3	4	5	6
М а с а л л и н с к и й    у ч а с т о к					
Скважины					
Аркеван I	75-439	8,8	<u>44-45</u> 49,8	M <sub>II,6</sub> $\frac{Cl_{198,3} SO_{4,1,6} HCO_3 0,1}{(Na+K)65,4 Ca_{30,9} Mg_{3,7}}$	2082
Аркеван Ia	199-475	12	<u>44</u> 42,4	M <sub>I5,7</sub> $\frac{Cl_{199,7} HCO_3 0,2 SO_4 0,1}{Ca_{55,2} (Na+K)44,8}$	
Аркеван 2	293-500	3,3	<u>32</u> -	M <sub>8,4</sub> $\frac{Cl_{198,1} HCO_3 1,7 SO_4 0,2}{(Na+K)62,4 Ca_{36,4} Mg_{1,2}}$	
Источники					
Донузутан	-	1,3	<u>64</u> -	M <sub>I6</sub> $\frac{Cl_{100}}{(Na+K)64,7 Ca_{35,3}}$	415
Аркеван главный	-	3,5	<u>50</u> -	M <sub>I7,8</sub> $\frac{Cl_{199,2} HCO_3 0,7 SO_4 0,2}{(Na+K)64,7 Ca_{35,3}}$	



I	2	3	4	5	6
Готурсу	-	10	63-64	$M_{67} \frac{Cl_{199,6} HCO_3 0,64 SO_4 0,1}{(Na+K)64,3 Ca_{35,7}}$	864
Всего по Масалинскому участку					Q = 1279
Ленкоранский участок					
Скважины					
Говзовуа	48-285	0,28	$\frac{31}{-}$	$M_{2,8} \frac{Cl_{194,8} HCO_3 2,7 SO_4 2,3}{(Na+K)78 Ca_{22}}$	
Мешасу	960-1000	3,4	$\frac{39,8}{46}$	$M_{7,8} \frac{Cl_{198} SO_4 0,8 HCO_3 0,4}{(Na+K)57,2 Ca_{2,8}}$	6928
Сапнакеран	616-882	46,5	$\frac{39}{-}$	$M_{34,7} \frac{Cl_{199,9} HCO_3 0,1}{(Na+K)60,9 Ca_{39,1}}$	
Шаклякюджа	764-886	30	$\frac{37}{-}$	$M_{10,1} \frac{Cl_{198,7} HCO_3 1,2 SO_4 0,1}{Ca_{54,1} (Na+K)45,9}$	

I	2	3	4	5	6
		Источники			
Верхне-Ленкоранский (Мишарчай)	-	I4	4I,5-42,6	$\begin{array}{r} \text{Cl}196,68 \text{ SO}_4 2,3 \text{ HCO}_3 0,94 \\ \hline \text{M}_{3,5} \text{ (Na+K)}75,04 \text{ Ca}24,46 \text{ MgO},5 \end{array}$	I322
Нижне-Ленкоранский (Мишарчай)	-	I,3	36-38	$\begin{array}{r} \text{Cl}185,45 \text{ HCO}_3 13 \text{ SO}_4 1,55 \\ \hline \text{M}_{4,4} \text{ (Na+K)}76,63 \text{ Ca}23,3 \text{ MgO},07 \end{array}$	I322
Говзовуа	-	3	35-38	$\begin{array}{r} \text{Cl}197,18 \text{ SO}_4 1,32 \text{ HCO}_3 1,2 \text{ CO}_3 0,3 \\ \hline \text{M}_{2,2} \text{ (Na+K)}76,63 \text{ Ca}23,3 \text{ MgO},07 \end{array}$	286
Ховти-Хони				$\begin{array}{r} \text{Cl}199,0 \text{ HCO}_3 0,5 \text{ SO}_4 0,5 \\ \hline \text{M}_{5,8} \text{ (Na+K)}66 \text{ Ca}35,5 \text{ MgO},5 \end{array}$	
Всего по Ленкоран- скому участку					Q=8536
		Астаринский участок			
		Скважины			
				Минерализация, г/л	
Алаша	246-499	9	$\begin{array}{r} 50 \\ \hline 48,9 \end{array}$	-	
Долины р.Истисучай	4I,4-202	7, I4	$\begin{array}{r} 49 \\ \hline - \end{array}$	22	2776

I	2	3	4	5	6
Долины р.Истисучай	I53-2I2	8,33	<u>50,0</u> -	22	
Там же	I6,8-30	I,33	<u>50,0</u> -	22	
"	28,5-33	2,86	<u>50,0</u> -	22	
"	37,0-59	3,33	<u>49,0</u> -	22	
"	47-68	0,14	<u>49,0</u> -	22	
Тахтанагеран		Источники		9,2	I77I
		I,5	29,0		
Алаша		I9,0	43,8	I9,2	4547
Всего по Астаринскому участку					Q = 4547

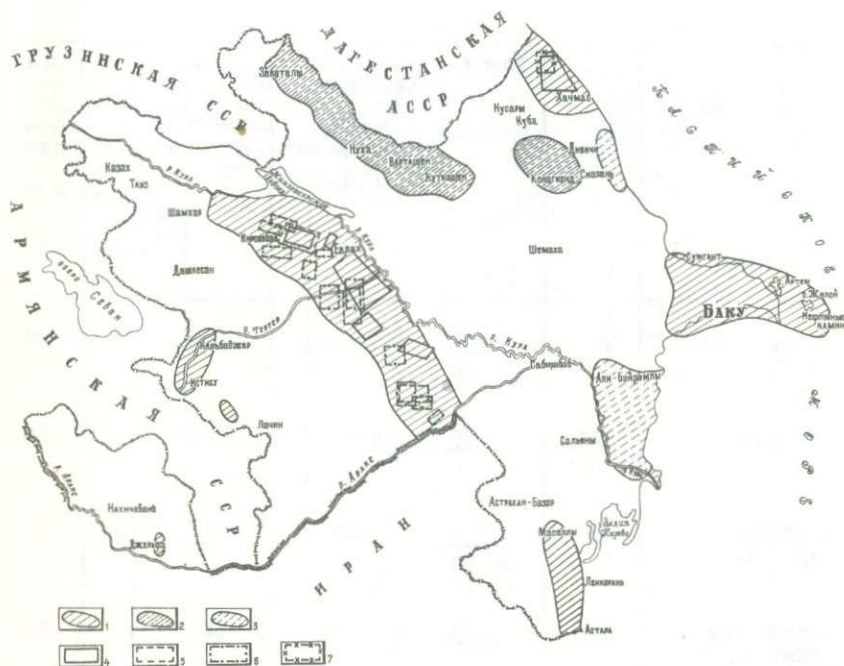


Рис. 15. Карта перспективных водоносных комплексов и участков термальных вод Азербайджанской ССР

1 - перспективные площади для получения термальных вод, имеющих практическое значение; 2 - локальные площади для получения термальных вод, имеющих практическое значение; 3 - неперспективные участки; 4-7 - границы перспективных площадей для заложения водозаборов по отложениям: 4 - апшеронского яруса, 5 - ачкагыльского яруса, 6 - майкопской свиты, 7 - меловой системы

Прогнозные запасы термальных вод апшеронского  
Куринской  
+ (Пьезопроводность

Участок месторождения	Глубина скважины, м	Температура воды, °C на изливе на глубине	Средний дебит скважин при самоизливе, м <sup>3</sup> /сутки	Минерализация, г/л	Коэффициент фильтрации водоносного горизонта (К), м/сутки	Эффективная мощность (м), м
Касум-Исмаиловский	384	$\frac{22}{26}$	743	1,7	0,8	30
Евлахский	375	$\frac{25}{29}$	479	0,5	0,8	95
Евлахский, Бардинский	400	$\frac{24}{30}$	2176	0,4	1,8	55
Бардинский, Агджабеди́нский	350	$\frac{24}{29}$	1391	0,4	1,1	42
Агджабеди́нский	308	$\frac{25}{26}$	151	3,4	0,78	33
Всего по месторождению	364	$\frac{24}{28}$	1221	3,2	1,3	51

Таблица 21

водоносного комплекса Кировабадской зоны  
впадины  
 $a = 10^5 \text{ м}^2/\text{сутки}$

Среднее понижение динамического уровня на 100 м ниже поверхности земли (S), м	Вспомогательные расчеты для определения гидравлического сопротивления (R <sub>пл</sub> )			Запасы, м <sup>3</sup> /сутки (по формуле большого колодца)		
	приведенный радиус, м R <sub>0</sub> = 0,159 x p	периметр водозабора (p), м	$\frac{at}{R_0^2} - \frac{1}{1-na}$	гидравлическое сопротивление (R <sub>пл</sub> )	при самоизливе	при понижении на 100 м ниже поверхности земли
102,3	5088	32000	$\frac{35,2}{3,6}$	5,42	364	2845
108,5	3816	24000	$\frac{62,7}{4,1}$	5,9	488	8777
110,8	19080	120000	$\frac{2,5}{0,9}$	2,72	2482	25464
107,9	922	58000	$\frac{10,7}{2,4}$	4,2	335	7178
103,0	922	58000	$\frac{10,7}{2,4}$	4,2	1178	3967
105,9	63600	400000	$\frac{0,22}{-1,5}$	0,86	2329	41805

Прогнозные запасы термальных вод акчагыльского водоносного  
(Пьезопроводность)

Участок месторождения	Глубина скважины, м	Температура воды, °C на изливе на глубине	Средний дебит скважин при самоизливе, м <sup>3</sup> /сутки	Минерализация, г/л	Коэффициент фильтрации водоносного горизонта (K), м/сутки	Эффективная мощность (M), м	Вспомогательные расчеты для определения гидравлического сопротивления (R <sub>пл</sub> )		Запасы, м <sup>3</sup> /сутки (по формуле большого колодца)	
							при самозливе	при понижении на 100 м ниже поверхности земли		
Касум-Исмаиловский, Кировабдский	552	$\frac{28}{35}$	670	4,9	1,7	46,6				
Мир-Баширский, Бардинский	623	$\frac{28}{39}$	1037	4,9	1,6	48				
Касум-Исмаиловский	400	$\frac{26}{30}$	371	1,0	0,95	37,5				
Жлановский	375	$\frac{24}{27}$	2592	0,8	1,2	73,5				
Жлановский	388	$\frac{24}{27}$	2600	0,4	1,2	50				
Всего по месторождению	621	$\frac{26}{31,6}$	1222	4,1	1,33	51				

Таблица 22

комплекса Кировабдской зоны Куринской впадины  
 $a = 10^5 \text{ м}^2/\text{сутки}$

Среднее понижение динамического уровня на 100 м ниже поверхности земли (S), м	Вспомогательные расчеты для определения гидравлического сопротивления (R <sub>пл</sub> )				Запасы, м <sup>3</sup> /сутки (по формуле большого колодца)	
	приведенный радиус, м	периметр водозабора (p), м	$\frac{at}{R_0} = \frac{2}{\ln \alpha}$	гидравлическое сопротивление (R <sub>пл</sub> )	при самозливе	при понижении на 100 м ниже поверхности земли
I06	6042	38000	$\frac{2,5}{3,2}$	5,02	595	I0505
II2,9	I0I76	64000	$\frac{8,8}{2,2}$	4,0	I555	I36I3
I06,7	I0I76	64000	$\frac{8,8}{2,2}$	4,0	375	5968
III,6	I0I76	64000	$\frac{8,8}{2,2}$	4,0	I6I9	I5496
II2,9	4432	28000	$\frac{4,6}{3,82}$	5,62	856	7565
II0	55650	350000	$\frac{0,29}{-1,2}$	I,04	4096	45055

Прогнозные запасы термальных вод майкопского  
Кировабадской зоны  
(Пьезопроводность

Участок месторождения	Глубина скважины, м	Температура воды, °С на изливе на глубине	Средний дебит скважин при са- моизливе, м <sup>3</sup> /сутки	Минерализация, г/л	Коэффициент филт- рации водо- носно- го го- ризон- та (К), м/сутки	Эффек- тив- ная мощ- ность (м), м	Воды майкопского	
Дальмамеллы	I3I5	<u>48</u> 63	362	I5,0	95	II3		
Казанбулах	I050	<u>35</u> 57	38	I5,5	I8	I04,3		
Гедакбоз	I250	<u>5I</u> 64	777	9, I	45	II0		
Нафталан	790	<u>36</u> 44	26	9,5	I3,4	I00,3		
Бир-Башир	I095	<u>36</u> 52	74	I4,2	I2,3	I00,6		
Барда-Ширванлы	I600	<u>38</u> 74	I788	22,4	58,3	I08,8		
Агджабелы	I006	<u>29</u> 49	I7	I0,3	I2,0	I02,5		
Жлановск	III5	<u>29</u> 52	I2I	I9,5	I7,3	I0I,4		
Всего по месторождению	II50	<u>44</u> 56,8	I73I	2I	33,9	I05, I		
Всего по месторождению	3070	<u>7I</u> 95	302	4,2	90	I39	Воды мелового	

и мелового водоносного комплекса  
Куриной впадины  
 $a = 10^5 \text{ м}^2/\text{сутки}$

Среднее понижение динамиче- ского уровня на 100 м ни- же по- верхности земли (S), м	Вспомогательные расчеты для опре- деления гидравлического сопротив- ления ( $R_{пл}$ )			Запасы, м <sup>3</sup> /сутки (по формуле боль- шого колодца)			
	приведен- ный радиус, м $R_0 = 0, I59 \times r$	периметр водозабо- ра (p), м	$\frac{at}{R_0^2}$ $\alpha = \frac{1}{\ln \alpha}$	гидрав- личе- ское сопро- тивле- ние ( $R_{пл}$ )	при са- моизли- ве	при пони- жении на 100 м ни- же поверх- ности земли	
водоносного комплекса	2,4	6042	38000	<u>25</u> 3,2	5,0	3723	32360
	0,4	5088	32000	<u>35,2</u> 3,6	5,4	360	873
	2	4I34	26000	<u>53,4</u> 3,9	5,72	988	I0869
	0,4	5088	32000	<u>35,2</u> 3,6	5,4	I90	625
	0,2	6996	44000	<u>I8,6</u> 2,9	2,6	I96	329
	I,4	9540	50000	<u>I0,0</u> 2,3	4, I	II00	I3602
	0,7	5724	36000	<u>27,8</u> 3,3	5, I2	260	I056
	0,6	73I4	46000	<u>I7,0</u> 2,8	4,6	238	49I3
	I,0I	66780	420000	<u>0,204</u> -I,45	0,86	57I0	26277
водоносного комплекса	4,03	6360	40000	<u>22,3</u> 3, I	4,9	I82I	646I
							I4I

Прогнозные запасы термальных вод подсчитывались методом большого колодца по формуле:

$$Q = \frac{2 \pi K m S}{R_{пл}}$$

где  $Q$  — запасы, м<sup>3</sup>/сутки;

$K$  — коэффициент фильтрации водоносного комплекса, м/сутки;

$m$  — эффективная мощность водоносных пластов, м;

$S$  — допустимое понижение, м;

$R_{пл}$  — приведенный радиус большого колодца.

При подсчете прогнозных запасов по апшеронскому, акчагыльскому, майкопскому водоносным комплексам всю оцениваемую площадь термальных вод по структурным особенностям разделили на участки и по отдельным участкам подсчитали запасы.

Результаты расчетов и гидрогеологические параметры по этим месторождениям приводятся в таблицах 21, 22, 23.

Следует отметить, что ограниченные данные о коллекторских свойствах водоносных комплексов (особенно по майкопу и мелу) и напорах привели к некоторой схематизации расчетного материала. Все это определенным образом отразилось на полноте и достоверности произведенных гидродинамических расчетов прогнозных запасов термальных вод.

Эти запасы, по-видимому, нужно рассматривать как минимальные, их надлежит уточнить в процессе поисково-разведочных работ, а для этого провести более полную систематизацию и обработку фактического материала. В дальнейшем в случае необходимости выделять участки для новых водозаборов и определять перспективы их освоения можно будет путем сравнения с выделенными и оцененными нами водозаборами (рис. 15).

## Геолого-экономическая оценка основных месторождений термальных вод республики

С целью обоснования постановки геологоразведочных работ на термальные воды и строительство эксплуатационных сооружений разными организациями в разное время были составлены технико-экономические обоснования (ТЭДы) для отдельных месторождений или районов развития термальных вод.

Составленные экономические оценки помогают установить промышленную ценность месторождения и тем самым позволяют сделать вывод о целесообразности проведения дальнейших разведочных работ. Техничко-экономические показатели термальных вод тесно связаны



с запасами месторождений и качеством воды. Такими показателями, помимо гидрогеологических данных, следует считать годовую производительность будущего водозабора, величину капитальных вложений на строительство водозабора и себестоимость продукции ( $1 \text{ м}^3$  термальной воды,  $1 \text{ Гкал}$  снимаемого тепла).

Первый ТЭД по термальным водам был составлен в 1964 г. АН Азерб. ССР и Московским институтом инженеров сельскохозяйственного производства (М.А.Кашкай, А.А.Антонюк, С.А.Алиев) для Ленкоранской, Апшеронской областей и курортного района Истису. В указанном ТЭДе для масаллинских, ленкоранских и астаринских термальных вод произведен подсчет тепла, которое возможно использовать для обогрева площадей закрытого и открытого грунта. Предлагается возможность комбинированного использования горячих вод с температурой выше  $70-80^\circ\text{C}$  для совмещенного теплоснабжения жилых и хозяйственных зданий, а вод с температурой  $30-80^\circ\text{C}$  в сельском хозяйстве.

Согласно этому расчету устанавливается возможность получения трех урожаев овощей в год (поздноосенний, зимний и ранневесенний сезоны) по весьма низкой цене для этих сезонов. Капитальные затраты на  $1 \text{ кг}$  овощей составят  $75 \text{ коп.}$  и окупятся в течение одного года при сроке службы хозяйств  $25 \text{ лет.}$

Авторы ТЭДа показали экономическую выгодность использования термальных вод района курорта Истису.

В 1968 г. лаборатория отопления и вентиляции ВЦНИИЭП инженерного оборудования при Госкомитете по гражданскому строительству и архитектуре при Госплане СССР составила два ТЭДа авторы Б.Локшин, Ю.Альбуль, А.Александров и др.): один для Масаллы-Ленкорань-Астаринского района, другой для Кировабадского района.

Проведенные расчеты по Астаринскому, Ленкоранскому, Масаллинскому и Кировабадскому участкам показали, что полученные термальные воды могут обеспечить теплом  $14 \text{ га}$  в Астаринском,  $3,5 \text{ га}$  в Ленкоранском,  $6 \text{ га}$  в Масаллинском и  $20 \text{ га}$  в Кировабадском районах.

Экономическая эффективность использования термальных вод на примере различных месторождений термальных вод Азербайджана определена сотрудниками ВСЕГИНГЕО Б.Ф.Маврицким, Л.Ф.Полуботко и др. Уми приводится экономическая оценка месторождений термальных вод Кировабадской зоны (Кировабадской нефтегазоносной области) по выявленным нами водозаборам.

Геолого-экономическая оценка различных участков месторождений Кировабадской зоны на стадии поисково-разведочных работ показала экономическую целесообразность их разработки.

Эксплуатация водозаборов скважинами глубиной до 1000–1500 м, проходимых колонковыми станками, является наиболее экономически эффективной. Например, себестоимость 1 Гкал тепла водозабора при эксплуатации термальных вод апшеронского и ачкагельского водоносных комплексов составляет соответственно 1,75 и 1,57 руб., т.е. значительно ниже действующего тарифа (3,88 руб. за 1 Гкал).

Принудительная откачка термальной воды удорожает себестоимость 1 м<sup>3</sup> добытой воды и 1 Гкал тепла примерно на 30% по сравнению с эксплуатацией при самоизливе.

Необходимо отметить, что глубинная откачка увеличивает рассчитанный дебит скважин по сравнению с режимом самоизлива, и себестоимость единицы тепла может быть не выше, а существенно ниже, так как для обеспечения одной и той же тепловой нагрузки может потребоваться меньшее количество скважин.

Потенциальный годовой запас тепла по проектируемым термозаборам составляет значительную величину – около 559000 Гкал. Для получения аналогичного количества тепла потребовалось бы сжечь соответственно до 80 тыс. т каменного угля в год.

Геолого-экономическая оценка различных месторождений термальных вод произведена на стадии поисково-разведочных работ. На стадиях предварительной и детальной разведки необходим более подробный технико-экономический анализ эффективности использования тепла термальных вод для конкретных практических целей: отопление зданий, защищенного грунта, для бальнеологии и т.д.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидрогеологическая и геотермическая характеристика территории Азербайджанской ССР приводятся на погоризонтных картах, которые построены для этой территории впервые.

Эти карты в совокупности со сводной картой распространения термальных вод республики и геотермическими разрезами дают ясную картину температурных условий недр и имеют большое значение при поисках и разведке термальных вод, нефти, газа и других полезных ископаемых, кроме того, они позволяют дать направление дальнейшим научным и практическим исследованиям по термальным водам.

Обработка большого количества материалов по геотермическим исследованиям показала разнообразие геотермических условий недр республики. В горноскладчатых районах величина геотермической ступени изменяется в больших пределах. Вблизи крупных (основных) разломов геотермическая ступень уменьшается до 2–4 м/град, с

удалением от них она увеличивается до 20, а иногда до 30-35 м/град.

В горноскладчатых районах Большого Кавказа слабо минерализованные термальные азотно-сероводородные воды имеют гидрокарбонатно-натриево-магниевый состав. На Малом Кавказе углекислые, гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридно-магниево-натриевые воды более соленые (4-5 г/л). В Горном Талыше и в Ленкоранской низменности термальные воды сильно минерализованные (17-35 г/л), хлоридно-натриево-азотно-метановые. В остальных областях выявлена более определенная закономерность изменения геотермических условий.

В пределах Апшеронского полуострова и Куринской впадины происходит значительное увеличение геотермической ступени по мере возрастания глубин залегания отложений. Аномальные зоны связаны в основном с литологическим составом пород, тектоническими нарушениями, близостью четвертичных и грязевых вулканов.

Гидрогеологические исследования термальных вод Азербайджанской ССР дали возможность установить, что по мере погружения отложений от предгорий Малого и Большого Кавказа к Куринской впадине происходит смена зон минерализации и гидрохимических типов термальных вод. Пресные гидрокарбонатно-кальциевые холодные воды постепенно сменяются солоноватыми, солеными гидрокарбонатно-натриевыми и хлоридно-натриевыми. Пресные воды встречаются на территории Азербайджана почти повсеместно до глубины 400-450 м (апшеронские и частично акчагыльские отложения), за исключением Апшеронского полуострова и Юго-Восточной Ширвани. Здесь, начиная почти от поверхности земли, встречаются сильно соленые воды и рассолы с хлоридно-натриевым составом. Глубинные воды (майкоп, мел, юра) более минерализованные, хлоридно-натриевые.

Термальные воды Азербайджана могут быть использованы в практическом отношении в качестве источников тепла и для лечебных целей, кроме того, их можно использовать для получения йода, брома и других полезных компонентов в промышленных количествах.

В результате проведения гидрогеотермических исследований в республике выделены перспективные области, участки и водоносные комплексы (см. рис. 15), по которым подсчитаны прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод.

Запасы термальных вод горной зоны Большого Кавказа (южный и северо-восточный склоны) составляют около 2000 м<sup>3</sup>/сутки. Основное направление использования - лечебные цели.

В Кусарской наклонной равнине перспективными являются водоносные комплексы в апшеронских и мезозойских отложениях, прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод в которых соот-

ветственно составляют 20470 м<sup>3</sup>/сутки, и 1171 м<sup>3</sup>/сутки при понижении динамического уровня на 100 м ниже поверхности земли. Термальные воды этих отложений можно использовать для сельского хозяйства, коммунальных целей и для бальнеологии. Ввиду наличия здесь большого количества скважин "Азнефтеразведки", в настоящее время не используемых, следует провести работы по их восстановлению и передачи в эксплуатацию.

На территории Апшеронского полуострова прогнозные запасы термальных вод, приуроченных к водоносным комплексам продуктивной толщи, составляют около 20000 м<sup>3</sup>/сутки.

Большое количество нефтяных скважин на Апшеронском полуострове в настоящее время обводнено и не используется для добычи нефти. Однако в некоторых скважинах в районе Карачухур, Зых и Гоусаны ведется добыча йода. На Шихове полученная термальная вода применяется для бальнеологии. Близость городов Баку и Сумгаита, а также наличие промышленных предприятий и поселков на самом полуострове определяют возможность использования термальных вод как источника тепла для коммунальных и хозяйственно-бытовых нужд, нужд сельского хозяйства (обогрева парниково-тепличных хозяйств) и бальнеологии. Специальных работ по разведке термальных вод здесь производить не следует, требуется лишь найти разумное применение уже вскрытым скважинам термальных вод.

В пределах Малого Кавказа в настоящее время термальные воды курортного района Истису используются для лечебных целей и разлива столовой воды. Утвержденные запасы Верхнего и Нижнего Истису составляют 1471 м<sup>3</sup>/сутки. Общие прогнозные эксплуатационные запасы по Кельбаджарскому месторождению термальных вод составляют около 2171 м<sup>3</sup>/сутки. В ближайшее время в этом районе будет создана крупная курортная зона, имеющая всесоюзное значение. Геологические и гидрогеологические исследования здесь проводить не следует. При разумном использовании уже пробуренных скважин можно удовлетворить потребность курортов в термальной воде.

Минкендская группа термальных источников с запасами около 2000 м<sup>3</sup>/сутки используется местным населением для лечебных целей. Следует продумать вопрос об организации на базе этих источников современной бальнеолечебницы.

Дарыдагские (Нахичевань) мышьяковистые термальные воды с утвержденными запасами 4507 м<sup>3</sup>/сутки должны также найти применение для лечебных целей.

В Ленкоранской области выделены три перспективные группы термальных источников: Масаллинские, Ленкоранские и Астаринские.

Запасы соответственно составляют 1279 м<sup>3</sup>/сутки, 8536 м<sup>3</sup>/сутки, 4547 м<sup>3</sup>/сутки. Воды Ленкоранской области имеют большое практическое значение для нужд сельского хозяйства (обогрев грунта и парниково-тепличных хозяйств), а также для бальнеологии,

Создание экспериментальных теплиц на базе термальных вод Астаринских и Масаллинских термальных источников показало целесообразность и рентабельность их использования. Подобные экспериментальные теплицы необходимо создать также в Ленкоранском районе.

В Куринской впадине термальные воды, приуроченные к апшеронским, акчагыльским, майкопским и меловым водоносным комплексам, имеют наибольшую перспективу для использования. В Кировабадской зоне, где термальные воды залегают на глубинах до 2500 м, они имеют сравнительно незначительную минерализацию (до 15 г/л). Здесь возможно создание пяти водозаборов на апшеронский, пяти на акчагыльский, восьми на майкопский и один на меловой водоносные комплексы. Запасы на 25 лет по указанным водоносным комплексам при самоизливе и динамическом уровне на 100 м ниже поверхности земли составляют соответственно (в м<sup>3</sup>/сутки): 2329 и 41805, 4096 и 45055, 1265 и 26277, 1821 и 6461. Термальные воды выделенных участков могут быть использованы как источник тепла для нужд сельского хозяйства, коммунальных и хозяйственно-бытовых целей, а на некоторых участках (Нафталан, Гедакбоз) для бальнеологии.

В связи с созданием в пределах Кировабадского и Касум-Исмайлловского районов специализированных овощеводческих совхозов, термальные воды Кировабадского района могут быть использованы уже в ближайшие годы. В дальнейшем все перспективные участки Куринской впадины и Кусарской наклонной равнины должны стать объектами разведки для получения термальных вод.

Использование термальных вод Юго-Восточной Ширвани ограничено ввиду очень высокой минерализации их. В настоящее время часть получаемых пластовых вод используется как сырье для химической промышленности, в частности для получения йода и брома.

Произведенная предварительная геолого-промышленная оценка возможностей эффективной эксплуатации месторождений термальных вод трещинно-жильного (Ленкоранская область, курортный район Истису) и пластового типа (Кировабадская нефтегазоносная область) показала экономическую целесообразность их разработки.

Потенциальный годовой запас по проектируемым термозаборам составляет значительную величину — около 559000 Гкал. Для получения аналогичного количества тепла потребовалось бы сжечь соответственно до 80 тыс. т каменного угля в год.

Мы считаем, что дальнейшие научные исследования должны вестись по следующим направлениям:

1) изучать тепловые поля и проводить измерение величины выноса глубинного тепла на поверхность для составления водно-теплого баланса;

2) при поисках и разведочных работах на термальные воды осуществлять полный цикл геофизических и геотермических измерений, в том числе тепловых потоков;

3) проводить необходимые режимные геотермические исследования с целью изучения многолетнего теплового режима земной коры;

4) изучать условия формирования геотермальных полей, газового и химического состава термальных вод;

5) составлять детальные прогнозные карты, отображающие количественную характеристику эксплуатационных термальных вод перспективных районов республики;

6) изучать агрессивные свойства минерализованных термальных вод.

## ЛИТЕРАТУРА

- А б и х Г.В. Некоторые сведения о горячих минеральных водах. ЗИЛМО, изд. II, 1873.
- А б р а м о в и ч М.В. Классификация подземных вод нефтяных месторождений Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, 1934.
- А г а л а р о в М.С. Гидрохимия основных нефтяных месторождений Азербайджана. Баку, "Азернешр", 1960.
- А л и е в С.А. О величине геотермической ступени по месторождениям Кировабадского района. Уч. зап. АГУ, № 9, 1955.
- А л и е в С.А. Результаты геотермических наблюдений максимальным термометром (месторождения Сиазань). Уч. зап. АГУ, 1959, № 2.
- А л и е в С.А., К р а в ч и н с к и й З.Я. Геотермический режим Апшеронско-Прибалаханской зоны. Изд-во "Наука", 1967.
- А л и з а д е А.А. Майкопская свита Азербайджана и ее нефтеносность. Булл. АН Азерб. ССР, 1945, № 7.
- А л и з а д е А.А., А х м е д о в Г.А., К у л и - к о в В.И. Региональное строение Азербайджана по геофизическим данным. В кн.: "Геофизическое изучение геологического строения нефтегазоносных областей Азербайджана", Баку, "Азернешр", 1963.
- А л и з а д е Г.А., Х а л и л о в Д.М., Б а г м а н - л ы М.А. Майкопские отложения юго-восточной части Малого Кавказа. ДАН Азерб. ССР, т. XV, № 4, 1960.
- А с к е р о в А.Г. Гидроминеральные ресурсы Азербайджана и их курортное значение. Азерб. мед. журнал, 1939, № 4.
- А с к е р о в А.Г. Классификация минеральных источников Азербайджана. Булл. АН Азерб. ССР № 2, 1950.
- А с к е р о в А.Г. Генезис минеральных вод Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР, 1953.
- А с к е р о в А.Г. Минеральные источники Азербайджана. Уч. зап. АГУ, № 6, 1954.
- А с к е р о в А.Г. Проблема теплового использования гидротерм Азербайджана и о геотермическом режиме земной коры. Уч. зап. АГУ, № 7, 1956.
- А с к е р о в А.Г. Перспективы использования гидротермальных источников Азербайджана. Уч. зап. АГУ, № 2, 1962.
- А с к е р о в А.Г., Д у р м и ш ь я н А.Г. О разновидностях глубинных термальных вод, выявленных в ходе разведочного бурения на нефть и газ. Тр. II совещания по геотермическим исследованиям в СССР. Изд-во "Наука", 1967.

Бабаев А.М. Гидрогеология главнейших месторождений минеральных вод Южного Талыша и перспективы их использования. Уч. зап. АГУ, № 2, 1967.

Барабанов Л.Н. О геотермических условиях Малого Кавказа. В сб.: "Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии". Изд. АН СССР, 1958.

Барабанов Л.Н. Термальные воды Малого Кавказа. Тр. лаборатории гидрогеологических проблем, 37. Изд-во АН СССР, 1961.

Биндеман Н.Н. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. Госгеолтехиздат, 1963.

Бочеввер Ф.М. Методическое пособие по расчетам эксплуатационных вод для водоснабжения. Госстройиздат, 1961.

Бочеввер Ф.М. и др. Основы гидрогеологических расчетов. Изд-во "Недра", 1965.

Буачидзе И.М., Чихелидзе С.С. Термальные воды Грузии. В сб.: "Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли". Т. 2. Изд-во АН СССР, 1961.

Гаджиев Р.М. Глубинное строение Азербайджана. Баку, "Азернешр", 1964.

Гасанов Ш.М. Курортные богатства Азербайджана. Баку, "Азернешр", 1952.

Голубятников Д.В. Геотермические измерения в Биби-Эйбате и Сураханах. Тр. Геолкома, № 141, 1916.

Гольдберг В.М., Язвин Л.С. Методические указания по оценке эксплуатационных запасов термальных вод. ВСЕИНГЕО, М., 1966.

Дворов И.М., Богородицкий М., Смирнов Я.Б. К истории геотермических исследований и использования термальных вод. В кн.: "Геотермические исследования и использование тепла Земли". Изд-во "Наука", 1966.

Долуханова Н.М. Геотермические исследования в районе Джермухских терм Армянской ССР. В сб.: "Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли", т. 2. Изд-во АН СССР, 1961.

Дьяконов Д.И. Геотермия в нефтяной геологии. Гостехиздат, 1958.

Иванов В.В., Невраев Г.А. Классификация подземных минеральных вод. Изд-во "Недра", 1964.

Иванов В.В., Овчинников А.М., Яроцкий Л.А. Карта подземных минеральных вод СССР масштаба 1:7 500 000. Пояснительная записка. Госгеолтехиздат, 1960.



Ильин Д.М. Ленкоранские минеральные воды. Журнал "Кавказ", № 61, № 63, 1866.

Кашкай М.А. Минеральные источники Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР, 1952.

Кашкай М.А. Геология верховья р. Тертер (курортный район Истису). Изд. АН Азерб. ССР, 1955.

Кашкай М.А. Районирование Азербайджана по тепловому режиму. В сб.: "Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли". Т. 2. Изд-во АН СССР, 1961.

Кашкай М.А. Роль сопряжения поперечных и продольных структур в геотермическом режиме Кавказа. Тр. второго совещания по геотермическим исследованиям в СССР. Изд-во "Наука", 1967.

Кашкай М.А. Ресурсы минеральных и термальных вод. Гидрогеология СССР, т. XII, Азербайджан. Изд-во "Недра", 1969.

Кашкай М.А. Алиев С.А. Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. Изд-во АН СССР, 1963.

Кашкай М.А., Алиев С.А., Тагиев И.И. Геотермическая зона Масаллы-Ленкорань-Астара. Изд. АН Азерб. ССР, 1968.

Кашкай М.А., Кенгерлинская Г.Б., Тагиев И.И. Термальные воды Азербайджана. Гидрогеология СССР, т. XII, Азербайджан. Изд-во "Недра", 1969.

Кашкай М.А., Плущ З.М. Минкенд-Ахмедлинские углекислые источники. Бюлл. АН Азерб. ССР, № 5, 1948.

Кашкай М.А., Тамразян Г.П. Поперечные (антикавказские) дислокации Крымско-Кавказского региона. Изд-во "Недра", 1967.

Кашкай М.А., Хайн В.Е., Шихалибеи-ли Э.Ш. К вопросу о возрасте кальбаджарской вулканогенной толщи. ДАН Азерб. ССР, № 6, 1952.

Кедрова В.Г. Физико-химическая характеристика Дарыдагских мышьяковых минеральных вод. Материалы совещания по методике анализов ионов, М. 1949.

Конюшевский Л. Краткий обзор минеральных источников Кавказа и их сравнительное значение по литературным данным. "Целебный Кавказ", № 1, № 2, 1915.

Кошин А.Е. Описание минеральных вод Кавказского края, вып. I. Материалы для геологии Кавказа, кн. 6. 1892.

Красищева В.В. Проблемы геохимии глубинных термальных вод и некоторые особенности их геологической деятельности. Геотермические исследования и использование тепла Земли. Изд-во "Наука", 1966.

Лангваген Я.В. Джульфинские мышьяковистые источники в Нахичеванском крае. Тр. ЦНИПРИ, Л., 1930.

Лангваген Я.В. К вопросу о генезисе Джульфинских мышьяковистых источников в Нахичеванской АССР. АзФАН СССР, Баку, 1934.

Ланге О.К. Основы гидрогеологии. Изд-во МГУ, 1958.

Лобимова Е.А. Методические указания по изучению термальных вод в скважинах. Изд-во "Недра", 1964.

Маврицкий В.Ф. Классификация подземных вод по температурному принципу. В сб.: "Вопросы геохимии подземных вод". Изд-во "Недра", 1964.

Маврицкий В.Ф. Методические указания по составлению карт распространения термальных вод в масштабе 1: 500 000 и 1:200 000. ВСЕИНГЕО, 1967.

Маврицкий В.Ф. Принципы и методы составления карт термальных вод. Тр. научно-технического совещания по гидрогеологии и инженерной геологии. Вып. II. Изд-во "Недра", 1968.

Маврицкий В.Ф., Антоненко Г.К. Опыт исследования, разведки и использования в практических целях термальных вод в СССР и за рубежом. Изд-во "Недра", 1967.

Макаренко Ф.А. Геотермические условия района кавказских минеральных вод. Тр. Лабор. гидрогеол. проблем. АН СССР, т. I, 1948.

Макаренко Ф.А. Геотермическое изучение и формирование подземных вод Кавказа. В сб.: "Проблемы геотермии и практического использования глубинного тепла Земли", т. 2, Изд-во АН СССР, 1961.

Макаренко Ф.А. Некоторые закономерности формирования термальных вод и их распределение на территории СССР. В сб.: "Проблемы геотермии и практического использования глубинного тепла Земли", т. 2. Изд-во АН СССР, 1961.

Макаренко Ф.А. Водные процессы распределения и выноса глубинного тепла и формирования термоаномалий. Геотермические исследования и использование тепла Земли. Изд-во "Наука", 1966.

Макаренко Ф.А., Маврицкий В.Ф. Термальные и перегретые воды СССР. "Сов.геология", 1963, № 8.

Макаренко Ф.А., Маврицкий В.Ф., Покровский. Региональное картирование теплового режима подземных вод и гидрогеохимические карты. Геотермические исследования и использование тепла Земли. Изд-во "Наука", 1966.

Макаренко Ф.А., Хитаров Н.И. Геотермия Большого и Малого Кавказа. Изв. АН СССР, № 9, 1955.

Мелик-Пашаев В.С. О генезисе вод продуктивной толщи. "Нефтяное хозяйство Азербайджана", № 9. Изд. Азнефтеизд, Баку, 1954.

Мехтиев Ш.Ф. Формирование солевого состава под ПК свиты. "Геология нефти", № 6, 1957.

Мехтиев Ш.Ф., Алиев С.А. Геотермические исследования на месторождениях нефтяных, газовых и термальных вод Азербайджана. Уч. зап. АГУ, № 5, 1960.

Мехтиев Ш.Ф., Ахмедбейли Ф.С. Нафталан. Баку, "Азернешр", 1959.

Мехтиев Ш.Ф., Байрамов А.С. Геология и нефтеносность Ленкоранской области. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1953.

Мехтиев Ш.Ф., Мирзаджан-Заде, Багбанлы З.А., Мотяков В.И. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Баку, "Азернешр", 1960.

Овнатанов С.Т., Тамразян Г.П. Связь геотермических условий со структурными особенностями (на примере Ашшерон.п/о) Тр. сов. по геотермич.исслед. в СССР, "Наука", 1967.

Овчинников А.М. Основные закономерности распределения минеральных вод на территории Советского Союза. "Вопросы курортологии", № 5, 1939.

Овчинников А.М. О гидрогеологическом режиме земной коры. Докл. АН СССР, т. 53, № 7, 1946.

Овчинников А.М. Минеральные воды. Госгеоллиздат, 1963.

Огильви И.А. Нейтральный слой в геотемпературном поле и методы определения его температуры. Геотермические исследования и использование тепла Земли. Изд-во "Наука", 1966.

Плотников Н.А. Оценка запасов подземных вод. Госгеолтехиздат, 1959.

Поляк Б.Г. Геотермические особенности области современного вулканизма (на примере Камчатки). Изд-во "Наука", 1966.

Роговская Н.В. Вопросы динамики подземных вод и водообмена. Гидрогеология СССР, т. XII. Азербайджан. Изд-во "Недра", 1969.

Роговская Н.В. Некоторые характерные особенности формирования подземных вод. Гидрогеология СССР, т. XII. Азербайджан. Изд-во "Недра", 1969.

Роговская Н.В., Попов А.П., Фиалко Е.Р. Куринская впадина. Гидрогеология СССР, т. XII. Азербайджан. Изд-во "Недра", 1969.

Смирнов С.И. Геохимическая история седиментационных вод морского генезиса. "Сов. геология", 1968, № II.

Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостехиздат, 1948.

Сухарев Г.И., Тарануха Ю.К., Власова С.П. Геологические особенности нефтяных и газовых месторождений Кавказа. "Сов. геология", 1962, № 12.

Фролов Н.М. Гидрогеотермия. Изд-во "Недра", 1968.

Фролов Н.М. Температурный режим гелиотермозоны. Изд-во "Недра", 1968.

Хайн В.Е. Геологическое развитие Азербайджана. Т. II. Тектоника и история геологического развития. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1953.

Хайн В.Е., Шарданов А.Н. Геологическая история и строение Куринской впадины. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1952.

Хитаров Н.И. Вопросы формирования гидротермальных растворов. Тр. Лаборатории вулканологии, вып. 19. Изд-во АН СССР, 1961.

Шихалибеيلي Э.Ш. Геологическое строение и история тектонического развития восточной части Малого Кавказа. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1967.

Шихалибеيلي Э.Ш. Тектоническая карта Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР, 1957.

Шихлинский Э.М. Климатические особенности Азербайджанской ССР. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1946.

Щербачков А.В. Геохимия термальных вод. Изд-во "Наука", 1968.

Эфендиев Г.Х. Радиоактивность минеральных вод Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 1953.

Яроцкий Л.А. Основные закономерности образования сероводородных вод. В сб.: "Вопросы формирования и распространения минеральных вод СССР". Изд. Цент. ин-та курортологии минеральных вод СССР. М., 1960.

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
Введение . . . . .	3
Глава I. Изученность термальных вод . . . . .	6
Глава II. Закономерности распределения термальных вод . . . . .	9
Большой Кавказ . . . . .	9
Термальные воды горной зоны Большого Кавказа и Кусарской наклонной равнины . . . . .	9
Апшеронский полуостров . . . . .	30
Связь геотермических условий Апшеронского полуострова со структурными особенностями . . . . .	31
Термальные воды Апшеронского полуострова . . . . .	36
Малый Кавказ . . . . .	39
Горная зона . . . . .	39
Термальные воды Севано-Карабахской складчатой зоны . . . . .	54
Район Нахичеванской впадины и ее обрамления	
Горный Талыш и Ленкоранская низменность . . . . .	68
Куринская впадина . . . . .	72
Геотермические условия и термальные воды Куринской впадины . . . . .	78
Глава III. Формирование термальных вод . . . . .	119
Глава IV. Ресурсы термальных вод и их практическое использование в народном хозяйстве . . . . .	126
Геолого-экономическая оценка основных месторождений термальных вод республики . . . . .	142
Заключение . . . . .	144
Литература . . . . .	149

Редактор И.С. Дудорова  
Технический редактор Ц.С. Левитан

---

Сдано в печать 15/У 1973 г.	Подписано к печати 10/У 1973 г.	
ФГ 15660	Тираж 550 экз.	Формат 60x90/16
Печ.л. 9,75	Цена 70 коп.	Заказ 577

---

Копировально-картографическое предприятие  
Всесоюзного геологического фонда

Цена 70 коп.

1038