

ИЗУЧЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
ГЛУБИННОГО
ТЕПЛА
Земли



А К А Д Е М И Я Н А У К С С С Р

НАУЧНЫЙ СОВЕТ
ПО ГЕОТЕРМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

550.36

ИЗУЧЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛУБИННОГО ТЕПЛА ЗЕМЛИ

550



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА» МОСКВА 1973 г.



Публикуются статьи, посвященные вопросам распространения термальных вод на территории СССР, их химическому составу, температуре, глубине залегания, ресурсам термальных вод и другим вопросам, связанным с практическим использованием глубинного тепла Земли. Сборник рассчитан на геологов, геохимиков, гидрогеологов, геофизиков и специалистов по смежным отраслям науки, а также практиков, занятых использованием глубинного тепла Земли в народном хозяйстве страны.

Редакционная коллегия:

Ф. А. Макаренко (председатель),
И. М. Дворов (ответственный секретарь),
А. Н. Тихонов, Н. И. Хитаров, Г. В. Богомолов,
Е. Ф. Болгарина, С. А. Джамалов, В. В. Иванов,
Б. К. Козлов, В. И. Кононов, Е. А. Любимова, Б. Ф. Маврицкий,
В. А. Покровский, Г. Н. Смирнова

ПРЕДИСЛОВИЕ

За последнее время большое внимание уделяется поискам и использованию возобновляемых тепловых источников энергии. Интерес к этим видам энергии велик и связан в первую очередь с общей заботой об удовлетворении дальнейших потребностей человека в энергии в районах, где запасы природных ресурсов расположены далеко, а экономическая эффективность использования их нецелесообразна.

Среди перспективных возобновляемых источников энергии, наряду с энергией морских приливов, ветровой и солнечных лучей, одно из главных мест занимает глубинное тепло Земли. Носителем этого тепла являются широко распространенные термальные воды.

В нашей стране народнохозяйственное использование геотермальных ресурсов — настоятельная задача сегодняшнего дня. Оно позволит улучшить тепловой баланс в ряде районов и получить большой экономический эффект. Термальные воды, доступные для хозяйственного использования, распространены в Советском Союзе на значительной территории. Мы уже сейчас можем подсчитывать запасы и вероятную эффективность этого вида тепла с такой же точностью, как при оценке запасов нефти и газа, с той лишь разницей, что эти воды являются возобновляемым источником энергии.

Со времени Второго совещания по геотермическим исследованиям в СССР прошло восемь лет. За эти годы проведен значительный объем научно-исследовательских и практических работ в области изучения и использования глубинного тепла Земли, которые позволяют в ближайшем будущем организовать широкое внедрение геотермальных установок и обеспечить существенный народнохозяйственный эффект.

В течение последних лет разработан ряд технико-экономических докладов, проектных заданий и рабочих проектов систем геотермального тепло- и теплохладоснабжения, в которых предложены рациональные комплексные схемы использования термальных вод, в том числе в системах отопления, и доказана экономическая эффективность их применения (например, в Махачкале, Зугдиди, Черкесске, Южно-Курильске, населенных пунктах в районе Петропавловска-Камчатского и многих других районах страны).

Разработано и освоено промышленностью новое оборудование для систем геотермального теплохладоснабжения: компрессорные теплонасосные установки, абсорбционные бромисто-литиевые агрегаты, конвекторные и панельные нагревательные дебиты для отопительных систем, измерительная аппаратура, необходимая для эксплуатации геотермальных установок.

Начаты работы в области предупреждения коррозии и солеотложений в геотермальных установках.

Подведению итогов перечисленных направлений работ в области практического освоения тепла Земли в СССР было посвящено Третье всесоюзное геотермическое совещание, труды которого публикуются в данном сборнике.

Материалы сборника размещены по разделам: современное состояние и общие задачи использования термальных вод в народном хозяйстве; распространение и ресурсы термальных вод в СССР; вопросы методики и технического освоения глубинного тепла; вопросы геохимии термальных вод.

Опубликованный материал безусловно окажет большую помощь научным учреждениям и организациям, занимающимся использованием глубинного тепла Земли.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ОБЩИЕ ЗАДАЧИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛУБИННОГО ТЕПЛА ЗЕМЛИ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В. А. НУРШАНОВ, Б. М. ДРОЗД

Министерство газовой промышленности СССР

Научное прогнозирование и многолетние гидрогеотермические исследования, проведение геологоразведочных работ на нефть, газ и другие полезные ископаемые выявили крупнейшие бассейны теплых, горячих и перегретых вод в районах с дефицитом местных ресурсов топлива и электроэнергии и обосновали необходимость использования нового вида тепловой энергии в стране.

За период с выхода постановления Совета Министров СССР «О развитии работ по использованию в народном хозяйстве глубинного тепла Земли» (1963 г.) была выполнена следующая работа:

1. Изучены и систематизированы геологические материалы по распределению геотермальных ресурсов, их тепловому режиму, химическому составу и генетическим типам по конкретным бассейнам с определением прогнозных запасов, величина которых на 1 января 1972 г. составляет 22 млн. $m^3/сутки$ термальных вод и 430 тыс. $t/сутки$ пароводяной смеси.

Использование этого теплоносителя эквивалентно 40 млн t условного топлива в год.

Эти исследования, выполненные научно-исследовательскими организациями Министерства газовой промышленности, Министерства геологии СССР и Академии наук СССР, позволили выделить наиболее перспективные районы для первоочередного освоения. Такими районами являются: Кавказ, Предкавказье, Дальний Восток (включая п-ов Камчатку и Курильские острова), Южный Казахстан и Средняя Азия.

2. На основе выявленных ресурсов термальных вод проектными организациями Министерства энергетики и электрификации СССР и Госстроя СССР разработаны технико-экономические доклады и основные положения по использованию термальных вод и пара в рекомендованных к освоению районах, в том числе в городах Махачкала, Грозный, Зугдиди, Тбилиси, Черкесск, Георгиевск, Невинномысск, Ташкент, Алма-Ата, Панфилов, Петропавловск-Камчатский, Южно-Курильск и в Краснодарском крае.

Эти проработки подтвердили экономическую эффективность и государственную необходимость использования глубинного тепла.

3. Осуществлено проектирование и проводятся испытания экспериментальных систем отопления зданий термальными водами.

4. В 1966 г. положено начало промышленному использованию термальных вод и пара в стране. С этой целью созданы первые в Советском Союзе специализированные хозрасчетные Кавказское и Камчатское про-

мысловые управления по использованию глубинного тепла Земли, выполняющие разведочные работы, восстановление ранее ликвидированных скважин нефтяного фонда с целью добычи из них термальных вод, обустройство скважин и промыслов, эксплуатацию их, подготовку и подачу горячей воды и пара организациям-потребителям. Кавказское промышленное управление проводит комплексные работы на территории Дагестанской и Чечено-Ингушской АССР, Грузинской ССР, Кабардино-Балкарской и Северо-Осетинской АССР, Ставропольского и Краснодарского краев с последующим распространением этих работ на Кавказ и Закавказье, кроме Армянской ССР.

Камчатское промышленное управление осуществляет работы на территории Камчатской области с последующим распространением на Курильские острова и Сахалин.

Помимо широкого проведения разведочных работ и восстановления ликвидированных нефтяных скважин, промышленными управлениями обустроены или обустриваются 12 геотермальных промыслов и участков, при этом проложено 35 км теплопроводов, построены термораспределительная станция в г. Махачкале и 7 насосных. Эксплуатационный фонд скважин увеличен с 3 до 62.

Выполненные работы позволили увеличить добычу термальной воды в 1971 г. по сравнению с 1966 г. с 0,375 до 8,4 млн. м³ и пара до 250 тыс. т. За 9 месяцев 1971 г. добыто столько же воды, сколько за весь 1970 год. Термальная вода подается более 100 организациям-потребителям. Охвачено горячим водоснабжением семь городов и крупных населенных пунктов; горячей водой пользуются более 50 тыс. человек; отапливается 35 тыс. м² жилой и производственной площади; обогревается 15 га теплиц и парников, в том числе Паратунский теплично-парниковый комбинат площадью 6 га для круглогодичного обеспечения овощами Петропавловска-Камчатского; обеспечивается выработка более 15 млн. квт·ч в год электроэнергии первой в стране Паужетской геотермальной электростанцией с установленной мощностью 5000 квт.

5. На перспективных площадях целевым назначением выполнено 404 тыс. пог. м поискового, опорно-параметрического и разведочного бурения. Промышленные эксплуатационные запасы термальных вод и пароводяной смеси на территории промысловых управлений в настоящее время составляют соответственно 110 тыс. м³/сутки и 14,6 тыс. т/сутки.

Таким образом, заложена прочная научно-исследовательская, геологоразведочная и промышленная база в двух из трех наиболее перспективных районах страны при одновременной проработке вопроса об организации таких работ в Казахстане и Средней Азии.

Промышленная деятельность промысловых управлений в первую пятилетку их существования убедительно подтвердила необходимость и большие возможности использования тепла Земли в народном хозяйстве и позволила сделать некоторые выводы.

1. Геотермальное тепло может использоваться на самые различные цели: это горячее водоснабжение и отопление городов и поселков, обогрев теплично-парниковых хозяйств для круглогодичного выращивания овощей, технологические процессы промышленного производства, выработка электроэнергии, бальнеология и многое другое; по степени экономической эффективности на основании технико-экономических докладов и накопленного опыта установлено, что для районов Кавказа, Предкавказья и Средней Азии основная задача — использование горячего водоснабжения и теплоснабжения коммунально-бытовых и промышленных объектов с одновременной организацией работ по теплоснабжению и удовлетворению технологических нужд сельскохозяйственных предприятий, а для районов современного вулканизма (п-ов Камчатка, Куриль-

ские острова) — выработка электроэнергии и обогрев теплично-парниковых хозяйств.

2. Геотермальное тепло относится к ресурсам местного значения и не подлежит транспортировке на большие расстояния, однако его применение исключает необходимость расходовать на местные нужды такие традиционные и транспортабельные виды топлива, как уголь, газ, мазут, нефть, что особенно важно для районов, не обладающих их запасами; использование термальных вод и пара уже позволило высвободить более 70 тыс. т условного топлива, в том числе за 1970 и 1971 гг. — 50 тыс. т.

3. В настоящее время действуют отпускные оптовые цены 1 м³ термальной воды в районах Кавказа в размере 6 коп. для коммунальных и сельскохозяйственных и 10 коп. для промышленных потребителей, а в Камчатской области — соответственно 5 и 8 коп. Даже в таком районе, как г. Грозный, обладающем дешевой водопроводной водой и дешевым топливом (природный газ), тепло от геотермальных скважин обходится населению в 1,5 раза дешевле по сравнению с тарифом, действующим в системе Грозненской городской теплосети, а для промышленных предприятий горячая вода отпускается по действующему тарифу на водопроводную воду без учета ее теплосодержания.

В Махачкале тепло от геотермальных скважин обходится всем группам потребителей более чем в три раза дешевле по сравнению с тарифами на тепловую энергию в системе Дагэнерго. На Камчатке стоимость геотермальной тепловой энергии ниже тарифов на тепловую энергию, действующих в городской теплосети г. Петропавловска-Камчатского — для населения в 5,5 раза, для сельскохозяйственных потребителей в 8 раз и для промышленных потребителей в 17 раз.

Действующие тарифы на термальную воду, обеспечивая потребителям экономическую выгодность ее использования, одновременно обусловили нерентабельность большинства вводимых в эксплуатацию разведочных скважин с дебитом менее 1000 м³/сутки и глубиной более 2000 м.

Поэтому для дальнейшего развития использования термальных вод, наряду с увеличением срока амортизации термальных скважин с 15 до 25—35 лет в соответствии с расчетным сроком эксплуатации месторождений и фактической длительностью эксплуатации самих скважин, необходимо пересмотреть отпускные цены на термальные воды с учетом интересов не только потребителей, но и добывающих предприятий.

4. Необходимо изучить возможность использования для горячего водоснабжения термальных вод с минерализацией более 10 г/л.

Интенсивное проведение геологоразведочных работ, обеспечившее вывод значительных запасов горячих и перегретых вод, положительные результаты их использования, накопленный геотермальными промышленными управлениями организационный и технологический опыт создали базу для резкого увеличения использования глубинного тепла.

В 1975 г. добычу термальной воды предусматривается довести до 15 млн. м³, что составит 260% к добыче 1970 г., а добычу пара до 470 тыс. т, т. е. 220% к 1970 г.

Наряду со значительным расширением сети горячего водоснабжения и отопления населенных пунктов это позволит:

I. Обогревать не менее 40 га сельскохозяйственных объектов, в том числе теплично-парниковый комбинат мощностью 10 га в районе г. Грозного, двенадцатигектарный теплично-парниковый комбинат в районе Махачкалы, вторую очередь Паратунского теплично-парникового комбината в Камчатской области, теплично-парниковые хозяйства в Грузинской ССР и других районах Кавказа и Предкавказья.

II. Вывести Паужетскую геотермальную электростанцию на установленную мощность и вырабатывать электроэнергию в количестве 30—35 млн. кВт·ч в год. Экономия условного топлива в 1975 г., составит свы-

ше 50 тыс. т, а всего за пятилетний период (1971—1975 гг.) будет сэкономлено не менее 170 т, т. е. 430% к периоду 1966—1970 гг.

Одновременно в 1971—1975 гг. Министерством газовой промышленности предусмотрено продолжение разведочных работ в объеме 100 тыс. пог. м, с целью вывода промышленных запасов термальных вод в количестве 90 тыс. м³/сутки и пароводяной смеси — 18 тыс. т/сутки.

В 1980 г. добычу термальной воды предусматривается довести до 45—50 млн. м³ и пара до 2 млн. т с выходом в районы Казахстана и Средней Азии, Сахалинской области, Азербайджанской ССР. Годовая экономия условного топлива составит 170 тыс. т.

Использование энергии глубинного тепла Земли в народном хозяйстве приобрело прочную базу и становится дополнительным источником в топливно-энергетическом балансе нашей страны.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗАЩИЩЕННОГО ГРУНТА

И. И. СИВАШИНСКИЙ

Научно-исследовательский институт овощного хозяйства
Министерства сельского хозяйства СССР

Термальные воды могут стать одним из перспективных источников теплоснабжения овощеводства защищенного грунта. Это обеспечивается относительным постоянством дебитов и температур термальных вод, их широкой распространенностью, сравнительно низкой стоимостью тепла и рядом других показателей.

Овощеводство защищенного грунта может рационально использовать термальные воды самых различных температур (до 35° С), располагая для этого набором культивационных сооружений с необходимым для растений микроклиматом. В зависимости от срока использования, климатических особенностей места расположения, солнечной освещенности, расчетной разности температур и ряда других факторов применяются соответствующие конструкции сооружений, а в их системах отопления могут использоваться теплоносители различного диапазона температур.

Опыт и расчеты позволяют установить пределы наименьших температур теплоносителя, применение которых экономически оправдано в системах отопления различных видов сооружений (для районов с расчетными температурами наружного воздуха минус 25—35° С).

Эти температуры соответственно равны: для зимних теплиц 70—80° С; для весенних теплиц 60—70° С; для парников на техническом обогреве 50—60° С; для обогреваемого грунта 35—40° С.

В районах с более высокими расчетными температурами нижние пределы температур теплоносителя уменьшаются. Так, например, в районе Тернаира (Дагестанская АССР) с расчетной температурой порядка минус 12° С, как показывают расчеты, выполненные Б. А. Локшиным, годовой эффект, получаемый от применения на теплоснабжение зимних теплиц термальной воды с температурой 60°, достигает 19 тыс. руб. (за базисный вариант в этих расчетах была принята котельная на угле с теплопроизводительностью 19,5 т·кал/час). Из сказанного ясно, что в сооружениях защищенного грунта мы можем практически использовать термальные воды различных температур либо непосредственно в одном из видов сооружений, либо последовательно, пропуская их через набор со-

оружений. При этом обеспечивается наиболее полное использование тепла. Примером экономически обоснованного набора сооружений защищенного грунта при полном использовании тепла термальных вод, для конкретной климатической зоны, может служить Паратунский теплично-парниковый комбинат (на Камчатке) с площадью сооружений защищенного грунта 60 тыс. м².

Значительный опыт использования тепла термальных вод накоплен в Болгарии, где термальными водами обогревается 17 га теплиц. Это Велинградский тепличный комбинат площадью 27 тыс. м²; в г. Баня-Радлог площадь теплиц достигает 29 тыс. м², в г. Симитли — 20 тыс. м², Сапарева Баня — 16 тыс. м² и т. д. Кроме указанных комбинатов, производящих ранние овощи, имеются хозяйства на термальных водах, выращивающие цветы для внутреннего и внешнего рынков (в городах Пловдиве, Велинграде, Левоново и других районах).

Температура используемых в Болгарии термальных вод колеблется в очень больших пределах: от 47,8°С в Велинграде (участок Ченипо) до 101,4°С в Сапаревой Бане. Суммарный дебит скважин в различных комбинатах колеблется от 12 до 63 л/сек, а общая минерализация — от 154,7 до 1578,7 мг/л.

Несмотря на это, все термальные воды используются для отопления по прямой схеме, т. е. после скважин направляются непосредственно в системы отопления, выполненные из обычных металлических труб, в большинстве случаев имеющих ребристую наружную поверхность.

Следует сказать, что многие месторождения термальных вод в СССР имеют более высокую степень минерализации (до 20 г/л и выше), а их химический состав обуславливает большую агрессивность по отношению к металлам. Кроме того, при нарушении фазового равновесия термальных вод (изменений температуры, давления, газового состава и т. д.) может происходить выпадение осадков на внутренних поверхностях подводных металлических труб и в отопительных приборах.

В результате испытаний различных материалов на коррозионную стойкость, выполненных во Всесоюзном теплотехническом институте им. Дзержинского и Государственном институте прикладной химии (ГИПХ), было показано, что есть группа материалов, успешно противостоящих коррозионному воздействию высокоминерализованных, химически активных термальных вод. Таким образом, повышенная агрессивность термальных вод не может служить непреодолимым техническим препятствием к их использованию в системах теплоснабжения.

В случае невозможности прямого использования термальной воды непосредственно в системе отопления может быть принята схема с водоводяным теплообменником, такой опыт имеется на курорте «Нальчик», использующем воду термальной скв. 1—10 с минерализацией >18 г/л, которой отапливается теплица площадью 1000 м². Здесь горячая минерализованная (свыше 18 г/л) вода, через дегазатор, поступает в теплообменник, охлаждается в нем, а затем сбрасывается в водоем. В теплообменнике подогревается сетевая вода, циркулирующая по замкнутому контуру.

Как правило, кроме теплиц вода используется в минеральных банях, открытых бассейнах, прачечных, для горячего водоснабжения (например, в г. Велинграде разбор горячей воды из уличных колонок), а также почти повсеместно в бальнеологических целях.

Все это несомненно повышает экономическую эффективность использования термальных вод.

Примером комплексного использования термальных вод повышенной минерализации может служить принципиальная схема освоения терм Черкашинского месторождения в районе г. Тобольска Тюменской области. По этой схеме термальная вода используется последовательно для

теплоснабжения теплично-парникового комбината, жилого поселка, а затем в химическом производстве.

Особое место занимает проблема использования низкопотенциальных термальных вод и в связи с этим выбора рациональной конструкции отопительных приборов. Нами были исследованы пять технически возможных конструкций: гладкие трубы, конвекторы, воздушные калориферы, комбинированный обогрев, включающий гладкие трубы, и конвекторы в сочетании с воздушно-калориферными агрегатами.

Для каждой из систем определялись: приведенные (полные) затраты; величина капитальных вложений; эксплуатационные расходы; вес отопительных устройств, потребная поверхность нагревательных приборов. Все показатели были приведены к одному квадратному метру инвентарной площади зимней грунтовой теплицы, эксплуатирующейся при расчетных температурах наружного воздуха -40 , -30 и -20°C с различными параметрами теплоносителя ($130-70$, $95-70$, $80-60$ и $60-40^{\circ}\text{C}$).

Наиболее экономичной по всем рассмотренным показателям оказалась воздушно-калориферная система обогрева теплиц. По сравнению с типовой комбинированной системой обогрева она позволяет снизить вес отопительных приборов в расчете на квадратный метр инвентарной площади теплицы в 7—8 раз, а приведенные затраты в 1,1—1,7 раза в зависимости от параметров теплоносителя и значения расчетных температур.

Целесообразно использование воздушной системы для низкотемпературных теплоносителей, так как в этом случае мы получаем наибольшее снижение приведенных затрат.

Кроме того, при воздушном отоплении термальная вода локализуется в калориферных установках, что облегчает борьбу с ее агрессивным воздействием.

Для грунтового обогрева теплиц и пленочных укрытий нами рекомендуются в качестве нагревательных элементов трубы (диаметром 25—30 мм) из полиэтилена.

Особого рассмотрения требует вопрос выбора схемы теплоснабжения и теплового расчета при использовании низкопотенциальных термальных вод. Предварительные технико-экономические расчеты позволяют утверждать, что в районах, обеспеченных дешевой электроэнергией, низкопотенциальные термальные воды уже в настоящее время могут экономично использоваться для тепло- и хладоснабжения защищенного грунта в схемах с тепловыми насосами.

Возможна также схема с догревом низкопотенциальной термальной воды в котельной установке, а также самое широкое применение различных отопительно-вентиляционных агрегатов (электро-, водо-, паро- и газокалориферов) для покрытия кратковременных «пиковых» нагрузок. Возможно также использование специальных сооружений, например гидротеплиц.

Особо следует подчеркнуть необходимость проведения технико-экономических просчетов возможных вариантов теплоснабжения при окончательном выборе того или иного источника тепла для конкретного теплично-парникового комбината и схемы его использования. Мнение, что термальные воды являются «даровым» источником тепла, ошибочно. В связи с этим ниже приводятся предварительные, нуждающиеся в дальнейшем обосновании и доработке, основные требования к термальным источникам; при использовании их в теплоснабжении защищенного грунта необходимо, чтобы а) количество выносимого на поверхность тепла было не менее 2,5—3 кал/ч; б) температура выходящей на поверхность воды не менее 40°C (и при использовании без теплового насоса); в) естественный напор не менее 10—15 м над уровнем земли; г) стабильность в режиме в

течение амортизационного срока работы установки; д) общая минерализация не должна превышать 20—25 г/л (без учета комплексного использования).

Кроме того, для определения пригодности того или иного источника горячей воды для теплоснабжения теплиц большое значение имеют такие данные, как положение источника на местности, наличие и состояние дорог, сельскохозяйственное развитие района, наличие людских резервов и т. п.

Чтобы получить полное представление о возможности использования термальных вод в сельском хозяйстве, крайне необходимо проведение комплексного обследования мест выхода термальных вод всеми заинтересованными организациями.

Следует еще раз особо подчеркнуть, что в каждом конкретном случае выбор оптимального источника тепловой энергии должен производиться на основе специальных изысканий и технико-экономических анализов.

Таблица

Примерные объемы строительства сооружений защищенного грунта на 1980 год и потребности в тепловой энергии по отдельным районам страны

Район	Объем строительства, тыс. м ²				Потребность в тепловой энергии, Гкал/год			
	всего	в том числе			всего	в том числе		
		зимние теплицы	весенние теплицы	обогреваемый грунт		зимние теплицы	весенние теплицы	обогреваемый грунт
Краснодарский край	540	180	—	360	247 140	128 700	—	118 440
Ставропольский »	194,4	64,8	—	129,6	109 965	66 549	—	43 416
Астраханская область	121,5	40,5	—	81	52 123	35 923	—	16 200
Камчатская »	72	6,8	10,9	54,3	37 064	9 561	10 157	17 346
Новосибирская »	473,82	44,7	71,52	357,6	201 064	77 553	46 701	77 241
Омская »	279,84	26,4	42,24	211,2	81 998	42 292	15 206	24 499
Ростовская »	618,3	206,1	—	412,2	223 824	166 116	—	57 708
Сахалинская »	160	15	24	121	69 540	21 052	20 832	27 655
Томская »	140	13,2	21,1	105,7	44 209	21 423	8 212	14 572
Тюменская »	165	15,6	25	124,4	46 834	23 272	12 205	11 357
Бурятская АССР	104,9	9,9	15,8	79,2	31 677	17 057	5 670	8 950
Дагестанская АССР	110,5	36,8	—	73,7	49 366	24 904	—	24 462
Кабардино-Балкарская АССР	59,4	19,8	—	39,6	24 810	15 108	—	9 702
Калмыцкая АССР	27	9	—	18	12 114	8 208	—	3 906
Северо-Осетинская АССР	86,4	28,8	—	57,6	43 862	24 854	—	19 008
Чечено-Ингушская АССР	105,3	35,1	—	70,2	41 734	23 412	—	18 322
Крымская область	229,5	76,5	—	153	116 738	57 222	—	59 516
Азербайджанская ССР	540	180	—	360	241 560	92 880	—	148 680
Грузинская ССР	491,4	163,8	—	327,6	189 025	100 573	—	88 452
Алма-Атинская область	195	63	—	132	87 882	69 930	—	17 952
Джамбульская »	59,7	19,3	—	40,4	27 100	15 494	—	11 606
Жылы-Ордынская »	42,2	13,4	—	28,8	15 713	12 862	—	2 851
Павлодарская »	47,7	4,5	7,2	36	20 677	6 759	3 442	10 476
Чимкентская »	140,9	38,3	—	102,6	83 010	26 375	—	56 635
Киргизская ССР	201,4	64,8	—	136,6	114 203	42 509	—	71 694
Таджикская ССР	1146,4	220,3	—	926,1	480 684	110 160	—	370 464
Узбекская ССР	1101,8	305,6	—	796,2	571 443	193 243	—	378 200

С целью выявления потребности в геотермальном тепле, пригодном, по приведенным выше параметрам, для нужд тепличного овощеводства в районах, где на перспективу (1980 г.) целесообразно строить сооружения защищенного грунта (для производства овощей как для внутреннего потребления, так и на вывоз), нами выполнены расчеты, устанавливающие количество тепла в гигакалориях, необходимое на отопительный период (таблица). Расчет объемов строительства производился по данным о необходимом количестве различных сооружений защищенного грунта в расчете на 1 млн. городского населения по основным зонам страны.

Расчет тепловой энергии, необходимой для обогрева сооружений защищенного грунта, производился на основании среднемесячных температур за каждый месяц отопительного периода.

Огромные потребности в тепле, связанные с быстрым ростом в нашей стране овощеводства защищенного грунта и переводом всего дела строительства теплиц на индустриальные рельсы, требуют усилить поиски новых источников тепла. Одним из таких источников во многих районах страны могут стать термальные воды.

РЕСУРСЫ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В КУРОРТНОМ ДЕЛЕ СССР

В. В. ИВАНОВ, Л. Н. БАРАБАНОВ, М. М. ФОМИЧЕВ

Центральный институт курортологии и физиотерапии

На территории Советского Союза распространены различные типы лечебных минеральных вод, отличающиеся газовым и ионно-солевым составом, минерализацией, содержанием микрокомпонентов и температурой. Их ресурсы и практическое значение также различны. Курортами, санаториями, местными бальнеолечебницами и заводами розлива используются в СССР минеральные воды 280 месторождений, из которых воды 116 месторождений, т. е. около 40%, содержат термальные воды ($T > 35^{\circ}\text{C}$), не требующие подогрева при бальнеологическом применении (табл. 1). Одновременно с лечебным использованием термальные воды применяются в относительно небольшом размере для отопления зданий санаториев и бальнеолечебниц, обогрева теплиц и парников и других целей.

Температура является одним из важнейших факторов, определяющих лечебное применение минеральных вод, и имеет, естественно, решающее значение при использовании их в теплоэнергетических целях. Для бальнеологического использования наиболее благоприятны воды с температурой от 35 до 42°C . Очень горячие воды ($T > 42^{\circ}\text{C}$) требуют перед употреблением охлаждения. Воды с температурой от 20 до 35°C могут успешно применяться только в бассейнах для купаний и для хозяйственно-бытовых целей. Бутылочный розлив термальных вод осуществляется в СССР на 21 заводе розлива, из них 14 заводов расположены вместе с лечебными учреждениями и только 7 заводов эксплуатируют отдельные месторождения термальных вод.

Общие эксплуатационные запасы термальных вод, используемых курортами, санаториями и бальнеолечебницами СССР, составляют около 1700 л/сек, из которых утверждены в ГКЗ по промышленным категориям

Таблица 1

Использование термальных вод СССР в курортном деле

Учреждения, использующие термальные воды	Число объектов	В том числе по союзным республикам									
		РСФСР	УССР	Груз. ССР	Арм. ССР	Аз. ССР	Казах. ССР	Турк. ССР	Узб. ССР	Тадж. ССР	Кирг. ССР
Курорты и санатории	49	19	2	6	2	2	5	1	4	4	4
Бальнеолечебницы	60	32	1	7	—	4	1	—	10	1	4
Заводы розлива	21	9	1	2	2	2	—	1	2	1	1
Итого	130	60	4	15	4	8	6	2	16	6	9

(А+В) 685 л/сек (или 40%). Ресурсы термальных вод по 23 перспективным месторождениям для нового курортного использования оцениваются в 280 л/сек, из которых утверждены в ГКЗ только 15 л/сек (табл. 2).

В практическом отношении перспективными для курортного использования являются месторождения, обладающие дебитом термальных вод не менее 10 л/сек.

Таблица 2

Эксплуатационные запасы термальных вод СССР, используемых в курортном деле

Учреждения, использующие термальные воды	Число объектов	Эксплуатационные запасы воды, л/сек		Температура вод, °С	Количество тепла, выделяемого при охлаждении вод до 20°C	
		всего	в том числе утвержденных в ГКЗ по категории А+В		тыс. ккал/сек	мгкал/год
Курорты и санатории	49	1100	500	35—97	37,0	1,2
Бальнеолечебницы	60	550	170	35—96	14,0	0,5
Заводы розлива	7	70	15	35—70	1,5	—
Итого	116	1720	685	—	52,5	1,7
Перспективные для нового использования	23	280	15	35—100	10,5	0,3
Всего	139	2000	700	—	63,0	2,0

По химическому составу наиболее широко распространены в СССР четыре типа термальных вод, характеристики которых приводятся ниже.

1. Азотные слабо минерализованные термы (с общей минерализацией до 2 г/л), характеризующиеся разнообразным ионным составом, высоким содержанием кремнекислоты (более 50 мг/л) и высокой щелочностью (рН до 9,6). Для этих терм выделяются следующие группы месторождений (табл. 3):

а. Месторождения в массивах гранитов и других древних кристаллических породах (типа Кульдурского в Хабаровском крае, Уш-Белдирского в Туве и др.), имеющие локальный трещинно-жильный характер. Они довольно часто встречаются в горно-складчатых областях, но имеют

Таблица 3

Характерные особенности месторождений азотных слабо минерализованных терм

Группы месторождений	Микрокомпоненты термальных вод	Температура вод, °С	Эксплуатационные запасы вод, л/сек	Примеры месторождений
В гранитных массивах:				
типа Кульдурского	H ₂ SiO ₃ , F	56÷98	До 62	Кульдур, Ходжа-Обгарм, Обгарм
типа Уш-Белдирского	H ₂ SiO ₃ , F, HS, Rn	36÷80	До 20	Уш-Белдир, Белокуриха
В осадочных породах:				
типа Цхалтубо	H ₂ SiO ₃	34÷76	250	Цхалтубо
типа Ташкентского	(H ₂ SiO ₃)	46÷66	До 65	Ташкент, Джалал-Абад
В вулканогенно-осадочных породах	H ₂ SiO ₃	48÷88	До 350	Паратунские

ограниченные ресурсы (не более 20 л/сек, в редких случаях до 60 л/сек). В результате разведки эксплуатационные ресурсы этих месторождений увеличиваются не более чем в 2—3 раза. Для терм гранитных массивов характерно содержание фтора до 20 мг/л, иногда гидросульфида до 25 мг/л и радона до 20 мккюри/л. Эти воды характеризуются наиболее высокими температурами (до 98°С).

б. Месторождения в осадочных породах (карбонатных — типа Цхалтубо и песчано-глинистых — типа Ташкентского), приуроченные к пластовым горизонтам предгорных и межгорных артезианских бассейнов преимущественно в зонах новейшего горообразования (Закавказье, Тянь-Шань, Прибайкалье и т. п.). Ресурсы этих месторождений выражаются десятками литров в секунду и могут достигать в отдельных случаях 200—250 л/сек (Цхалтубо). Воды отличаются обычно пониженным содержанием кремнекислоты.

в. Месторождения в вулканогенно-осадочных породах областей четвертичного и современного вулканизма, связанные с зонами крупных тектонических дроблений. В зависимости от коллекторских свойств и степени трещиноватости пород ресурсы этих месторождений изменяются в широких пределах и могут достигать 250—350 л/сек (Паратунские месторождения на Камчатке). Для вод характерны очень высокая температура — до 80—90°С, высокое содержание кремнекислоты (более 100 мг/л) и низкое — фтора (менее 2—3 мг/л).

Азотные слабо минерализованные термы используются не только в бальнеологии, но и в теплофикационных целях: для непосредственного (без теплообменников) отопления зданий санаториев и водолечебниц, обогрева теплиц и парников, а также для хозяйственно-бытовых целей (табл. 4).

В санатории Начики на Камчатке термальные воды используются для лечения после прохождения через отопительные приборы.

2. Азотные, азотно-метановые и метановые воды характеризуются минерализацией до 25 г/л, преимущественно хлоридным или гидрокарбонатно-хлоридным натриевым или кальциевым натриевым составом, иногда повышенным содержанием брома (до 120 мг/л) и йода (до 30 мг/л). Воды эти распространены в глубоких горизонтах крупных платформенных (Западно-Сибирского, Приаральского), предгорных (Азово-Кубанского, Терско-Кумского, Бухаро-Каршинского и др.) и межгорных (Илийского, Ферганского) артезианских бассейнов. Температура этих вод определяется глубиной их циркуляции и достигает 70—80°С.

Месторождения терм данного типа имеют пластовый характер. Разнообразные пликвативные и особенно дизъюнктивные дислокации способствуют питанию горизонтов инфильтрационными водами и поступлению вод из более глубоких структур. На большом числе площадей эти высоконапорные самоизливающиеся воды вскрываются глубокими скважинами. Дебит их в отдельных скважинах не превышает 20—30 л/сек. К использованию этих вод для бальнеолечения приступили многие курорты: Евпатория, Саки, Нальчик, Чартак и ряд бальнеолечебниц (Майкоп, Махачкала, Каякент, Рычал-Су, Талица, Тюмень, Омск и др.).

Воды эти вполне пригодны и частично используются (с применением теплообменников) для теплофикации (Нальчик, Тобольск и др.). Технико-экономическая целесообразность теплового использования термальных вод данного типа определяется в основном их температурой, ресурсами, а также глубиной и необходимым количеством эксплуатационных скважин.

3. Азотные и метановые сульфидные термы главным образом хлоридного или хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с минерализацией до 35 г/л распространены значительно менее, чем предыдущие группы терм, но имеют весьма важное значение в бальнеологии. На базе сульфидных терм функционируют многие крупные курорты СССР: Сочи-Мацеста, Хоста, Горячий Ключ, Талги, Серноводск, бальнеолечебница Шиховская и др.

Содержание в водах сульфидов достигает многих десятков, иногда сотен миллиграммов на литр (Мацеста, Хоста до 400—430 мг/л, Талги до 600—700 мг/л). В зависимости от щелочности вод соотношение в них H_2S и HS^- сильно варьирует, воды меняются от гидросульфидных до гидросульфидно-сероводородных.

Месторождения сульфидных терм по геологическим и гидрогеологическим условиям формирования во многом аналогичны месторождениям предыдущего типа терм. Однако характерной особенностью их формирования, помимо восстановительной среды, наличия органических веществ (битумов) и сульфатов, является тесная генетическая связь их с глубоко залегающими горизонтами карбонатных пород (Яроцкий, 1960). Сульфидные термы связаны преимущественно с закрытыми, часто нефтя-

Таблица 4

Характеристика азотных терм, используемых на курортах СССР для теплофикации

Республика, край, область	Курорт	Дебит, л/сек	Температура, °С	Минерализация, г/л	
РСФСР					
Тувинская АССР	Уш-Белдир	7,6	82	0,4	
Бурятская АССР	Горячинск	13,5	54	0,6	
Хабаровский край	Кульдур	22,0	72	0,4	
Магаданская область	Талая	12,9	87	0,5	
Камчатская область	Начики	12,0	77	1,2	
Грузинская ССР	Цаиши	22,5	81	1,8	
Казахская ССР	Сары-Агач	4,2	51	0,7	
Узбекская ССР	Ташкент	32,7	53	0,9	
Таджикская ССР	Обигарм	61,0	42	0,9	
Киргизская ССР	Иссык-Ата	48,2	55	0,3	
»	»	Аксу	18,0	59	0,4
»	»	Джалал-Абад	20,4	43	1,6

ными структурами и глубоко залегающими горизонтами артезианских бассейнов.

Температура сульфидных вод не превышает 60—70° С, что является, по-видимому, важным фактором, определяющим развитие биохимических процессов сульфатредукции. Процессы чисто химического восстановления сульфатов в глубинных высокотемпературных условиях начинают выявляться только в последнее время.

Эксплуатационные ресурсы месторождений сульфидных терм оцениваются в единицы и десятки литров в секунду. Для целей теплофикации сульфидные термы не используются.

4. Углекислые термы формируются в горно-складчатых областях, в сфере воздействия молодых и современных магматических очагов. В районах новейших тектонических нарушений термальные воды, насыщенные глубинной (магматической и термометаморфической) углекислотой, прорываются на поверхность, создавая часто явления газлифта и отлагая у выхода (а также в верхних частях скважин) карбонатные осадки — травертины.

Таблица 5

Главнейшие месторождения термальных вод СССР, перспективных для нового курортного использования

Объект	Современный дебит, л/сек	Температура, °С	Минерализация г/л	Виды возможного использования
Азотные слабо минерализованные термы				
г. Черкесск (Ставропольский край)	32	50	0,7	Бальнеолечение, теплофикация, хозяйственно-бытовое использование
Источники Питателевские (Бурятская АССР)	6	63	1,8	То же
Источники Тумнинские (Хабаровский край)	4,3	43	0,2	» »
Пос. Охурей (Грузинская ССР)	110	99	1,0	» «
Пос. Зугдиди (Грузинская ССР)	19	91	0,5	» »
Азотные и метановые термы повышенной минерализации				
г. Шевченко (Казахская ССР)	26	56	5,0	Бальнеолечение, хозяйственно-бытовое использование
г. Коканд (Узбекская ССР)	2,7	41	19	Бальнеолечение
г. Сургут (Тюменская область)	3,7	64	18	То же
Источники Чаплинские (Магаданская обл.)	1,8	77	18	» »
Сульфидные термы				
Пос. Кудепста (Краснодарский край)	7,0	53	19	» »
Пос. Уч-Кызыл (Узбекская ССР)	10	35	10	» »
Углекислые термы				
Источники Нагутские (Ставропольский край)	7,0	39	12	Бальнеолечение, розлив
Источники Налачевские (Камчатская обл.)	50	50	4,4	То же
Пос. Арзакан (Армянская ССР)	6,0	45	4,6	» »

Месторождения углекислых терм на Северном Кавказе распространены ограниченно (Кавказские Минеральные Воды, Верхний Кармадон), в Закавказье (Джермук, Истису, Анкаван и др.), на Памире (Гарм-Чашма и др.), а также на Камчатке и некоторых Курильских островах (Налачевские, Пушинские, Шапинские, Дачные и др.).

Углекислые термы благодаря своей высокой температуре (до 60—70° С), обычно значительному содержанию CO₂ (до 5—10 г/л и более), обуславливающему их интенсивное газирование при выходе на поверхность, обычно сложному ионному составу и повышенной минерализации (до 6—10 г/л) представляют значительный интерес как для питьевого, так и бальнеологического использования. Однако в СССР на базе углекислых терм функционируют лишь несколько крупных курортов (Железноводск, Пятигорск, Джермук и Истису) и проектируется новое строительство в Анкаване.

Особенности состава и ограниченные ресурсы углекислых терм (преимущественно до 10—15 л/сек) исключают возможность их эффективного применения в теплофикационных целях. Интенсивное выпадение из многих углекислых терм травертинов создает большие трудности в их эксплуатации и в лечебных целях, заставляя применять единственный эффективный способ борьбы с этим явлением — устройство подземных теплообменников (Джермук).

Краткий обзор главнейших групп термальных вод СССР свидетельствует об исключительно широких возможностях использования их в курортном деле. На территории СССР, включая области современного вулканизма Камчатки и Курильских островов, известны все типы термальных вод, формирующиеся в различных геоструктурных условиях земной коры. Однако современное их использование в лечебных целях значительно ниже имеющихся больших возможностей (табл. 5).

На многих курортах, в санаториях и бальнеолечебницах воды двух первых типов могут использоваться одновременно для теплофикации. Особенно перспективны в этом отношении азотные (а также метановые) слабо минерализованные щелочные термы, которые могут применяться непосредственно (без теплообменников) в отопительных системах.

В некоторых случаях, по-видимому, возможно лечебное использование терм и после их теплового применения, но, конечно, при условии проведения соответствующих контрольных исследований их химического состава.

В заключение следует подчеркнуть, что перспективы использования отдельных месторождений термальных вод, как в бальнеологических, так и в теплофикационных целях, могут быть правильно оценены только на основе утверждения их эксплуатационных запасов в ГКЗ.

Литература

- Барabanов Л. Н., Дислер В. Н. Азотные термы СССР. М., 1968.
Иванов В. В. Основные генетические типы термальных вод и их распространение в СССР.— В кн. «Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли», т. II. М., Изд-во АН СССР, 1961.
Иванов В. В., Невраев Г. А. Классификация подземных минеральных вод. М., «Недра», 1964.
Обвинников А. М. Закономерности распространения и формирования углекислых гидротерм.— В кн. «Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли», т. II, 1961.
Яроцкий Л. А. Основные закономерности образования сероводородных вод.— В кн. «Вопросы формирования и распространения минеральных вод СССР». М., 1960.



ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

(на примере Махачкалы)

С. А. ДЖАМАЛОВ

Дагестанский Научно-исследовательский отдел энергетики
Министерства энергетики и электрификации СССР, г. Махачкала

Величина теплового потока из недр Земли компенсируется непрерывным распадом радиоактивных элементов и составляет $27,8 \cdot 10^{13}$ квт·ч в год, что намного превышает мировую выработку электроэнергии в настоящее время. Рентабельная для использования часть тепловой энергии земных недр несомненно намного меньше. Пока используется она преимущественно в районах недавней и современной вулканической деятельности. В СССР в настоящее время, наряду с освоением глубинного тепла вулканических районов, все более широко используются горячие и перегретые воды наиболее разбуренных артезианских бассейнов, при этом как в складчатых геосинклинальных районах, так и в пределах платформенных структур (Западная Сибирь и др.).

Весьма богаты термальными и перегретыми пластовыми водами районы Кавказа. Выделяется в этом отношении Дагестан с его огромными возобновляемыми ресурсами горячих слабо минерализованных вод, заключенных в осадочных отложениях мезо-кайнозоя, обладающих одновременно высокими лечебными свойствами.

В районе Махачкалы горячие артезианские воды третичных пластовых систем давно уже используются для коммунального отопления зданий, бытовых нужд населения в городских колонках и в пригородах, в качестве технической горячей воды в промышленности, в сельском и пригородном парниковых хозяйствах, а равно в качестве ценных лечебных вод в больницах, домах отдыха и для заводского розлива в виде питьевых столовых вод.

Практика использования термальных вод в Махачкале дает основания для установления нижних пределов температуры вод, пригодных для отопления и горячего водоснабжения. Для отопления и горячего водоснабжения здесь приняты верхние пределы температур 95 и 65°С. Для различных климатических условий температура воды, поступающей в отопительные приборы, не должна превышать 95°С во избежание закипания ее и повышения давления в радиаторах. Температура воды после отопительных приборов принимается исходя из требуемых условий. Вода после радиаторов, имеющая температуру около 70°С, обычно удовлетворяет многим другим требованиям. Все же оптимальные нормы ее качества и остаточной температуры требуют более полной разработки.

Использование природных терм для теплоснабжения в Махачкале началось еще до 1950 г., когда на базе нефтяной скважины (№ 27) в черте города были построены общественные бани. В 1951 г. стала эксплуатироваться первая специально пробуренная на термальные воды скв. 160, давшая воду из караганских отложений с дебитом 2000 м³/сутки, температурой более 60°С и избыточным давлением на устье около 15 атм. Это давление обеспечивает подачу ее воды в разные районы города без дополнительной затраты энергии. Эксплуатацией скв. 160 было доказано большое значение термальных вод для теплоснабжения города (только одна эта скважина дает республике более 100 тыс. руб. в год чистой прибыли). Пос. Редукторный (в черте города) и ряд промышленных объектов пос. Энергетиков используют тепло этой скважины для горячего водоснабжения и отопления многих зданий.

Для организации теплиц была оборудована одна из бывших нефтяных скважин (№ 20), давшая из караганских отложений горячую воду таких же параметров, как и скв. 160. Вступили в эксплуатацию еще ряд скважин, обеспечивающие нефтепромысел, бани в нефтяном поселке, центральную больницу, грязелечебницу и многие бытовые нужды (скважины 43, 95, 215 и др.).

Использование термальных вод в Махачкале привлекло внимание хозяйственников многих других районов республики и научно-исследовательских и проектных организаций. В настоящее время в Дагестане проводятся комплексные исследования и разведка горячих пластовых вод, координируемые специальной геотермальной группой при Госплане Дагестанской АССР. Изучением термальных вод занимаются Дагестанский институт геологии, Дагестанский научно-исследовательский отдел энергетики, Институт физики Дагестанского филиала АН СССР, Научно-исследовательский и учебный институты сельского хозяйства, медицинские учреждения Дагестана. Также организовано Кавказское промышленное управление по использованию тепла Земли Министерства газовой промышленности СССР.

Для условий г. Махачкалы разработано несколько вариантов систем теплоснабжения города по графикам температур, приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Варианты систем теплоснабжения г. Махачкалы

Виды затрат	График			
	140—70°C	155—70°C	95—70°C	60—35°C
Полные капитальные затраты, руб. на 1 млн. ккал	12,8	20,6	30,6	31,4
Вес наружных тепловых сетей, т	991	1297	1702	1053
Вес дополнительных нагревательных приборов, т	—	—	—	4146
Доля покрытия годового тепла термальными водами, %	58	82	89	100
Средняя себестоимость тепла с транспортом, руб. 1 млн. ккал	3,065	2,215	2,159	0,815
Расход мазута, т/год	8000	3475	2015	—
Слив воды, млн. т	—	1,93	3,6	1,88
Средняя температура сливной воды, °С	—	42	48	28,5
Годовые потери тепла со сливом, млн. ккал	—	42 560	102 200	1600

Примечание. Требуемое количество тепла 134 500 млн. ккал/год.

Как видно из табл. 1, себестоимость тепла тем меньше, чем больше процент использования геотермальных вод. Использование тепла термальных вод обходится 0,815 руб./млн. ккал, что составляет от 37 до 27% стоимости по другим вариантам.

В целом себестоимость тепла зависит от дебита скважин и степени полноты использования вод.

По проведенной калькуляции кубометр термальной воды стоит потребителю 2,54 коп. Термальные воды могут быть использованы с большим экономическим эффектом и в общей водопроводной сети для водоснабжения со стоимостью примерно на 30—40% меньшей, чем за счет других источников водоснабжения.

При подземной температуре 65°С отопление решается по обычному методу качественного регулирования с сохранением постоянного количества воды в отопительных приборах.

Лабораторией геотермии Дагестанского научно-исследовательского отдела энергетики разработаны технико-экономические показатели применения термальных вод для теплоснабжения городов (отопление, горячее водоснабжение жилых домов и административных зданий).

Наиболее экономичный вариант — работа районных котельных на газе с покрытием потребностей в горячем водоснабжении за счет термальных вод. В этом случае 1 млн. ккал обходится 1,28 руб., т. е. дороже, чем покрытие всех тепловых нагрузок за счет термальных вод без дополнительных источников тепла. Интересен вариант использования термальных вод непосредственно на горячее водоснабжение при температуре 60°С и подаче горячей воды на отопление с подогревом в водоводяном подогревателе, работающем от городской сети горячей воды. При этом варианте тепло обратной воды частично используется в теплонасосе с повышением температуры воды до 57°С для подачи в подогреватель, что уменьшает сброс ее как количественно, так и по теплу. В проектном задании удачно решено применение напольных панелей отопления.

Для района г. Махачкалы хладоснабжение является весьма желательным. Стоимость 10⁶ ккал холода обходится 15,8 руб., тогда как такое же количество тепла 1,6 руб. (средняя себестоимость 10⁶ ккал обходится 2,01 руб.). Экономия получается за счет слива воды и затрат на бурение. Техничко-экономические данные приводятся в табл. 2.

Приведем данные разработок в стадии обоснованного теплоснабжения отдельного объекта термальными водами без дополнительного источника тепла. Эта система разработана по графику 60—40°С. Термальная вода с температурой 60°С подается в напольные панели отопления, а обратная используется на горячее водоснабжение.

Температура обратной воды, так же как и подающейся в систему отопления, постоянна. Регулирование расхода осуществляется специальным прибором.

Таблица 2

Техничко-экономические показатели теплоснабжения

Теплоснабжение	Капитальные затраты на 10 ⁶ ккал, руб.	Стоимость расхода 10 ⁶ ккал, руб.
Раздельное — от угольной котельной и холодильной станции	17,5	3,58
Геотермальное с пиковым подогревом нормальной воды и хладоснабжением от холодильной станции	10,5	2,25
Геотермальное с использованием абсорбционных бромисто-литиевых термотрансформаторов	17,5	2,02
С использованием базового компрессорного теплового насоса	17,5	2,64
С использованием компрессорного теплового насоса и пикового догрева воды в котле	15,6	2,88
С использованием компрессорного теплового насоса на прямой термальной воде и пиковым догревом в котле	11,1	2,52
С трансформацией тепла сбросной воды в теплонасосе и пиковым догревом воды в котле	9,85	2,21
То же, при прямом использовании термальной воды на горячее водоснабжение и увеличении отпуска тепла	8,45	2,02

Примечание. Для расчетов приняты следующие себестоимости: электроэнергия 0,765 коп. кат.-ч; топлива 10,5 руб; воды 4,07 коп./м³; эксплуатация скважины 3,4 тыс. руб.

Чтобы избежать разрегулировки системы отопления при изменениях количества воды, гидравлический расчет ее ведется на количество потребной воды при средней температуре наружного воздуха в отопительный период. Из скважин вода поступает в газоотделитель. Бак требуемого давления в зависимости от напора воды в скважине и при безнасосной подаче воды потребителями устанавливается на буровой скважине.

После газоотделения, при постоянном давлении и температуре 60°C вода поступает в отопительную сеть, затем на горячее водоснабжение при температуре 40°C . Для автоматического выполнения графика отопления сконструирован специальный регулятор слива. Слив производится: в отопительную магистраль, душевые установки, купальные бассейны, бани, прачечные и др. Панели отопления решены применительно к крупнопанельному дому.

Практически экономия получается от отпускной стоимости воды, складывающейся при эксплуатации.

В настоящее время суммарный дебит действующих скважин г. Махачкалы составляет $10\,000\text{ м}^3/\text{сутки}$ (без скважин, используемых в сельском хозяйстве). Общая фактическая экономия средств от действующих скважин составляет $50\,000\text{ руб. в год}$.

Из приведенных выше данных о себестоимости 10^6 ккал тепла при различных условиях теплоснабжения наиболее экономичной оказалась система, разработанная по графику $60\text{—}35^{\circ}\text{C}$, — отопление водой 60°C и последующее использование ее на горячее водоснабжение. Капиталовложения при этой системе на 10^6 ккал тепла таковы: — бурение скважин $16,3\text{ руб.}$; — сооружение магистральных сетей трубопровода $7,67\text{ руб.}$; — сооружение внутриквартальных сетей трубопровода $2,6\text{ руб.}$

Эксплуатационные расходы: — обслуживание и амортизация скважин на 10^6 ккал тепла $0,355\text{ руб.}$; обслуживание, текущий ремонт и амортизация магистральных тепловых сетей $0,27\text{ руб.}$; обслуживание, текущий ремонт и амортизация внутриквартальных сетей $0,173\text{ руб.}$; тепловые потери, приходящиеся на 10^6 ккал , $0,0175\text{ руб.}$

Полная стоимость тепла, как показано в табл. 2, составляет $0,8155\text{ руб.}$

Использование мощности скважин за отопительный период около $61,1\%$, в неотапливаемый примерно $11,1\%$. Среднее использование дебита скважин за год составляет 32% .

По новой системе в отопительный период используется 64% тепла воды, а в летний период 20% . Среднее же использование за год $38,3\%$.

В целом по новой системе отопления при наиболее полном использовании дебитов скважин полная стоимость 10^6 ккал подземной горячей воды обходится $0,64\text{ руб.}$

Приведенные выше показатели интересно сопоставить с экономическими показателями чисто геотермального теплоснабжения на горючем топливе. Такое комплексное теплоснабжение осуществляется на Махачкалинской ТЭЦ, где стоимость 10^6 ккал тепла составляет при использовании мазута и газа в котельной $3\text{ руб. }54\text{ коп.}$, а транспорт 10^6 ккал тепла $0,46\text{ руб.}$, всего 4 руб. , а за год на ТЭЦ — $280\,000\text{ руб.}$ При использовании геотермальных вод это количество тепла стоит всего $44\,800\text{ руб.}$, т. е. почти в 6 раз дешевле, годовая экономия топлива составляет в условном исчислении $12\,500\text{ т}$.

ПАУЖЕТСКАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ «КАМЧАТСКЭНЕРГО»

О. С. НАЙМАНОВ

Паужетская геотермальная электростанция

Одним из наиболее эффективных способов практического использования тепла Земли служит, как известно, выработка электроэнергии. Первым в СССР опытом такого использования термальных вод в промышленных масштабах является Паужетская геотермальная электростанция.

На Паужетской ГеоТЭС, используя данные экспериментов по определению глубины парообразования, проведенных Институтом вулканологии, а также на основе наших собственных специальных экспериментов с помощью зонда П. А. Крюкова удалось разработать необходимую методику, позволяющую рассчитать зависимость дебита скважины от ее конструкции, и на базе этого расчета и стоимостных данных по буровым работам определить оптимальную конструкцию. На графиках (рис. 1 и 2) приведены результаты теоретических расчетов и опытные точки, совпадающие с ними. Выполнены расчеты для скважин с максимальной температурой 177—182°С. Для других температур в ближайшее время также будут закончены работы, в результате которых построятся кривые зависимости парообразования (l_n) от исходных параметров.

В качестве примера приведем выводы, которые можно уже сделать для рассчитанной величины t_0 :

а) относительное изменение дебита с давлением мало зависит от конструкции и расхода скважин;

б) для пород с коэффициентом фильтрации K_n порядка 0,003 конструкция скважины не играет роли;

г) для пород с $K_n \sim 0,015$ оптимальная конструкция позволяет дополнительно получать до 30% добавочного пара. Однако необходимое увеличение диаметра в этом случае должно составлять не 5—10 м (как это практикуется до сих пор), а 150—200 м;

д) оптимальным давлением перед турбиной будет давление порядка 2—2,5 ата.

Эти и другие вопросы можно обоснованно решить еще до строительства ГеоТЭС и разбуривания эксплуатационных скважин. Но предварительно, чтобы охватить все возможные пределы изменения исходных параметров, необходимо провести еще ряд экспериментов. Определенный интерес представляют испытания «гидродинамической» турбины, предложенной В. В. Аверьевым и В. Г. Ренне для использования энергии выходящей из скважины струи. Разработан проект более совершенной турбины, которая сейчас имеется на Паужетке. Чтобы сравнить влияние типа турбины на ее экономичность, нами предварительно было испытано старое колесо в широком диапазоне чисел оборотов и расходов рабочего тела. Результаты приведены на рис. 2. Пока можно сделать следующие предварительные выводы:

1. Максимально достижимая мощность примерно одинакова как при работе на пароводяной смеси, так и на чистом паре.

2. Оптимальное число оборотов при работе турбин на паре существенно выше, чем на смеси. Следовательно, в выработке мощности в случае пароводяной смеси участвует безусловно вода, идущая с меньшей скоростью. Влияние пара в этом случае будет выяснено в дальнейшем.

3. Максимально достигнутый КПД далек от предельно достижимого в турбинах подобного типа, и, следовательно, имеются перспективы на дальнейшее увеличение мощности.

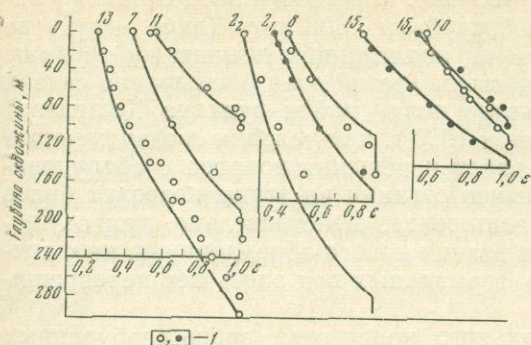


Рис. 1. Графики режимных наблюдений действующих скважин

1 — опытные точки; e — отношение давления по стволу скважины к давлению в точке вскипания; цифры над кривыми — номера скважин

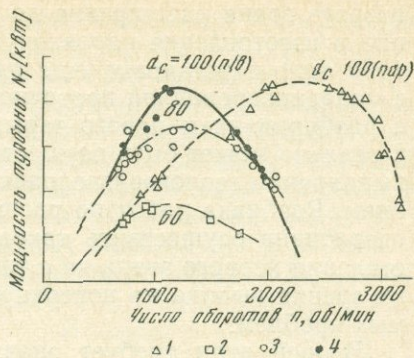


Рис. 2. Результаты испытаний гидродинамического колеса

1 — опытные значения мощности при диаметре подводящего сопла 100 мм (работа турбины на паре); 2, 3, 4 — соответственно опытные значения мощности турбины при диаметре сопла 60, 80, 100 мм (работа турбины на пароводяной смеси)

В дальнейшем турбину, работающую на выхлоп по типу испытуемой, намечено установить в здании ГеоТЭС с тем, чтобы в любых аварийных ситуациях иметь резерв мощности. Сейчас роль такого резерва играет на Паужетке автоматическая дизельная станция стоимостью около 30 тыс. руб., требующая значительных расходов топлива.

Большое значение для дальнейшего проектирования геотермальных электростанций будут иметь данные о работе механического вакуумного насоса, установленного на Паужетской ГеоТЭС в начале 1969 г. (Кстати, на отечественных электростанциях, пожалуй, это первый случай использования для отсоса газов механического насоса.)

Сравним показатели работы водоструйного эжектора, который работает сейчас в качестве основного отсасывающего аппарата, и вакуумного насоса.

	Водоструйный эжектор	Вакуумный насос
Затраты мощности на привод, кВт/ч	170	30
Расход рабочей воды, т/ч	550	50

Анализируя материалы, полученные нами за два года, можно смело утверждать, что в геотермальной энергетике возможно существенное улучшение технико-экономических показателей. В частности, есть путь улучшения показателей, для которого не требуется научно-исследовательских работ, это путь, давно проверенный энергетикой, и заключается он в увеличении мощности станции. Остановимся на предложениях станции по этому вопросу.

Расширение мощности Паужетского энергоузла можно осуществить в три этапа. На первом этапе на станции устанавливается паровая турбина мощностью примерно 6000 кВт, реконструированная из подлежащей демонтажу турбины низкого давления одной из ТЭЦ. Установленные на Паужетке турбины переделываются в паровакуумные мощностью ~ 1500 кВт. Мощность ГеоТЭС составит 8 тыс. кВт. Для осуществления

второго этапа расширения до 22—25 тыс. *квт* необходимо проектирование и изготовление паровакуумной турбины 3000 *квт* (либо двух по 1500 *квт*) и установка еще одной из подлежащих демонтажу турбины с модернизированной проточной частью. Третий этап расширения связан с разбуриванием нового термального поля (район вулкана Кошелева) и реально может быть осуществлен к 1980 г. при условии своевременного выполнения геологоразведочных работ и решения вопроса с оборудованием. Разбивка работ по расширению станции на этапы позволит более оперативно осуществить такое расширение. Действительно, для осуществления первого этапа ни с точки зрения нового оборудования, ни с точки зрения вывода на поверхность термальных вод здесь нет неразрешимых проблем.

Второй этап требует значительного количества вновь разбуренных скважин с предшествующей разведкой Восточно-Паужетского термального участка, изыскания для реконструкции соответствующей турбины, выполнения проектных работ по паровакуумной турбине 3000 *квт* и определения ее завода-изготовителя. За период до 1974—1975 гг. эти вопросы могут быть положительно решены, сомнение вызывает только последний. Однако даже при отсутствии завода-изготовителя можно будет ограничиться использованием сбросной воды в реконструированных турбинах Калужского завода, работающих сейчас на Паужетке.

Третий этап требует решения многих крупных проблем. Положительный опыт Паужетской ГеоТЭС, увеличенной до 25 *мвт*, и успешные данные разведочного бурения, на которое мы надеемся,— позволяют решить и осуществление третьего этапа.

До сих пор мы ничего не говорили о потребителе. Здесь также наиболее благоприятно складывается обстановка при поэтапном расширении ГеоТЭС. Прежде всего следует сказать, что важным потребителем (при расширении станции) будет электрообогрев отопительных котельных. Электрообогрев дело новое не только для Камчатки и требует некоторого времени для освоения. Однако первый шаг в этом направлении уже сделан. Осенью 1968 г. с помощью «Камчатскэнерго» в колхозе «Красный труженик» были установлены большой электродом котел на 200 *квт* и несколько маленьких. Котел компактен, автоматизирован и, как показала практика всего отопительного сезона, совершенно надежен в работе.

Учитывая положительный опыт установки первого котла в пос. Озерновский, на котором работает наша станция, намечается ускоренный ввод электрообогрева. Максимальная мощность, которую необходимо иметь для покрытия тепловых нагрузок, определяется следующей элементарной формулой:

$$N_{уст} = \frac{v \cdot Q_p^H \cdot \eta_{кот} \cdot 10^3}{860 \cdot \eta_{год} \cdot \alpha \cdot \eta_{эл}} \text{ квт},$$

и исходя из конкретных значений приведенных ниже величин для восточного побережья Камчатки, получим: $N_{уст} = \Phi$.

Здесь Φ — расход натурального топлива (сахалинский уголь) за сезон, т; Q_p^H — теплотворная способность натурального топлива, 5400 *ккал/кг*; $\eta_{год}$ — длительность отопительного сезона, 6500 ч; α — коэффициент перехода от среднегодовой к максимальной мощности, 0,6; $\eta_{кот}$, $\eta_{эл}$ — соответственно КПД котельной и электродом котлов, 0,6 и 0,98 *квт*.

Важно подчеркнуть, что основной производственный потребитель расходует максимум в летние месяцы, т. е. когда потребление на отопление минимально. Полученные данные по расходу натурального топлива для пос. Озерновский показывают, что величины 10—12 тыс *квт* (I этап) может даже не хватить для удовлетворения всех нужд поселка.

За период расширения ГеоТЭС на первом этапе могут быть закончены изыскания и начато строительство линии электропередачи от пос. Озерновский до нескольких поселков района Усть-Большерецка.

Суммарная мощность дизельных электростанций этих поселков равна примерно 1000 кВт и может быть полностью покрыта установленной мощностью Паужетской ГеоТЭС второго этапа. Что касается теплоснабжения, то можно обеспечить примерно 50% потребителей. Постоянное превышение спроса над возможностями ГеоТЭС позволит работать с полной загрузкой, что дополнительно повысит экономичность работы.

Таковы некоторые аспекты перспектив расширения Паужетской ГеоТЭС.

К ВОПРОСУ ОСВОЕНИЯ ТЕПЛА ГЛУБИННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

О. А. КРЕМНЕВ, В. Я. ЖУРАВЛЕНКО, А. В. ШУРЧКОВ

Институт технической теплофизики АН УССР

Аккумуляторами тепла внутриверхних генераций являются паротермы, термальные воды и глубинные горные породы. В настоящее время в основном решены технические вопросы использования тепла природного пара и термальных вод. Наименее изучена проблема освоения тепла глубинных горных пород, хотя она, вероятно, наиболее перспективная. Запасы тепла в глубинных горных породах практически неисчерпаемы.

В Институте технической теплофизики АН УССР проведен комплекс аналитических и экспериментальных (на моделях) исследований с целью оценки технической возможности создания для освоения тепла глубинных горных пород систем с искусственной циркуляцией теплоносителя через подземные пористые слои — геотермических подземных котлов. В статье в краткой форме рассматриваются основные результаты этих исследований.

Принципиальная схема геотермического котла приведена на рис. 1.

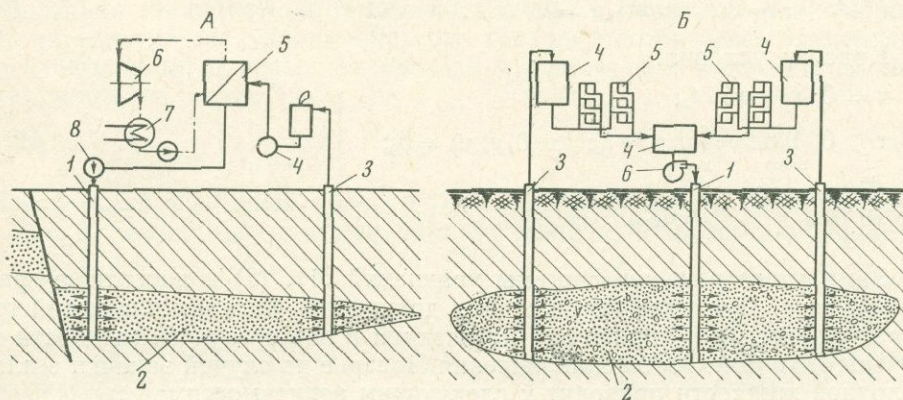


Рис. 1. Принципиальные схемы геотермических котлов

А — электростанция с геотермическим котлом: 1 — нагнетательные скважины; 2 — подземный коллектор; 3 — эксплуатационные скважины; 4 — сборный коллектор; 5 — теплообменники; 6 — турбогенератор; 7 — конденсатор; 8 — нагнетательные насосы

Б — система геотермального теплоснабжения: 1 — нагнетательные скважины; 2 — подземный коллектор; 3 — эксплуатационные скважины; 4 — бак-аккумулятор; 5 — местная система теплоснабжения; 6 — нагнетательные насосы

По нагнетальным скважинам в подземный пористый слой закачивается холодный теплоноситель. Фильтруясь через пористый коллектор, теплоноситель нагревается. По эксплуатационным скважинам теплоноситель выводится на поверхность и поступает в теплоиспользующие установки. При обсуждении технической возможности создания геотермических подземных котлов необходимо рассмотреть три вопроса: 1) наличие подземных коллекторов, 2) условия теплообмена, 3) условия гидродинамики подземных котлов.

Наличие пористых слоев на глубинах до 5000—6000 м в настоящее время установлено. Об этом свидетельствуют разведанные бассейны термальных вод, месторождения нефти и газа. Примером таких коллекторов могут служить песчаники чокракского и караганского горизонтов в Дагестанской АССР.

НЕСТАЦИОНАРНЫЙ ТЕПЛООБМЕН ПРИ ДВИЖЕНИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ЧЕРЕЗ ПОДЗЕМНЫЙ ПОРИСТЫЙ СЛОЙ

Нагрев фильтрующегося через пористый слой теплоносителя происходит за счет отбора тепла от твердого скелета слоя и от горного массива. Процесс тепловыделения из горного массива состоит в том, что охлаждение массива все время распространяется на слои, более удаленные от пористого слоя при непрерывном охлаждении ближайших слоев. Величина тепловыделений носит нестационарный характер. В математической форме процесс нестационарного теплообмена при движении теплоносителя через подземный пористый слой описывается следующей системой дифференциальных уравнений теплопереноса в горном массиве, пористом слое и на границе между ними (Журавленко, Шурчков, 1967):

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial t}{\partial \tau} &= a_m \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} + a_m \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \\ \frac{\partial v}{\partial \tau} &= a_n \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} + a_n \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} - \frac{w c_{ж}}{c_n} \cdot \frac{\partial v}{\partial x}, \\ \lambda_n \frac{\partial v}{\partial z} \Big|_{|z|=h} &= \lambda_m \frac{\partial t}{\partial x} \Big|_{|z|=h} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Краевые условия:

$$\left. \begin{aligned} \tau = 0, \quad t = v = t_n; \\ \tau > 0, \quad \lim_{z \rightarrow \infty} t = \lim_{x \rightarrow \infty} v = t_n; \quad v(0, z, \tau) = v_0; \\ \frac{\partial v}{\partial z} \Big|_{z=0} = 0; \quad \frac{\partial t}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Замкнутого решения системы уравнений (1), (2) в настоящее время не получено. При ряде упрощающих допущений решения для полей температур массива и пласта при нагнетании в пласт горячей жидкости получены Ловерье. Обобщение решения Ловерье на случай закачки в пласт холодной жидкости приводит к следующим зависимостям:

$$T = \operatorname{erfc} \frac{z-1 + K_w x}{2 \sqrt{Fo - K_w K_c x}} \sigma_0 \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right); \quad (3)$$

$$\theta = \operatorname{erfc} \frac{K_w x}{2 \sqrt{Fo - K_w K_c x}} \sigma_0 \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right), \quad (4)$$

где

$$T = \frac{t_H - t}{t_H - v_0}, \quad \theta = \frac{t_H - v}{t_H - v_0}, \quad K_w = \frac{\lambda_M}{h\omega c_{ж}}$$

$$K_c = \frac{c_{п}}{c_M}, \quad z = \frac{z_p}{h}, \quad x = \frac{x_p}{h}, \quad Fo = \frac{\lambda_M \tau}{h^2 c_M}$$

$$\sigma_0 \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right) = 1 \text{ при } \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right) > 0;$$

$$\sigma_0 \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right) = 0 \text{ при } \left(\frac{Fo}{K_c} - K_w x \right) < 0.$$

На рис. 2 приведена номограмма для определения температуры пористого слоя, рассчитанная по уравнению (4).

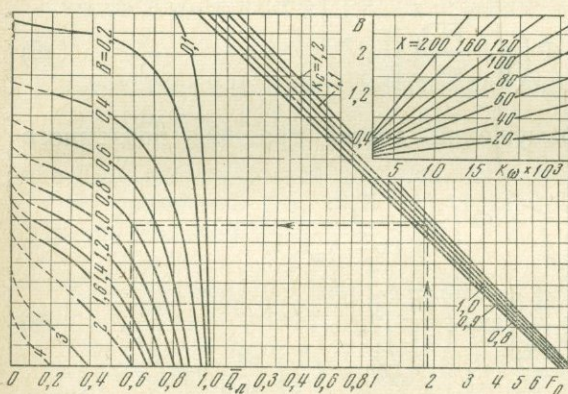
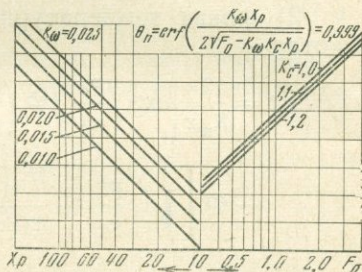


Рис. 2. Номограмма для определения температуры пористого слоя

Рис. 3. Номограмма для определения пути фильтрации



Уравнение (4) можно использовать для определения длины пути фильтрации, необходимой для нагрева теплоносителя до определенной температуры в расчетный момент времени. На рис. 3 приведена номограмма для определения длины пути фильтрации ($\theta=0,999$), необходимой для нагрева теплоносителя до температуры.

Величина теплопритока от горного массива к пористому слою может быть определена следующим образом. Тепловой поток через элементарную площадку dF поверхности раздела массив—пласт в расчетный момент времени τ_p равен (рис. 4):

$$dQ_{\tau} = -2\lambda_M \frac{\partial t}{\partial z} \Big|_{|z| \rightarrow h} dF. \quad (5)$$

Отнесенная к единице времени суммарная величина теплопритока со всей охлаждаемой площади горного массива в момент времени τ_p

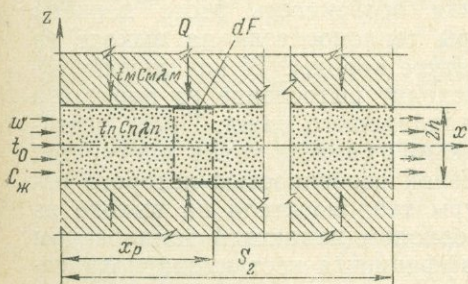
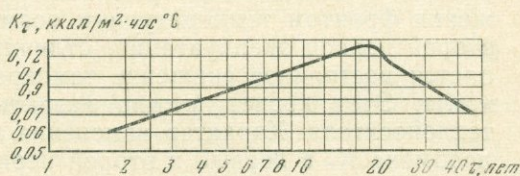


Рис. 4. Схема нестационарного теплообмена

Рис. 5. График изменения интегрального коэффициента нестационарного теплообмена во времени



определяется следующим образом:

$$Q_{\tau} = -2b\lambda_m \int_0^{x_p} \frac{dt}{dz} \Big|_{|z|=h} dx, \quad (6)$$

где x_p — расстояние до фронта температурных возмущений.

Используя понятие коэффициента нестационарного теплообмена (Щербань, Кремнев, 1959), можно уравнение (6) представить в следующем виде:

$$Q_{\tau} = K_{\tau} F (t_n - v_0). \quad (7)$$

Из уравнений (7), (6), (3) получаем следующие зависимости для определения интегрального коэффициента нестационарного теплообмена:

1) фронт температурных возмущений не достиг границы подземного котла —

$$K_{\tau} = \frac{2}{K_w x} \left\{ 1 - \exp\left(\frac{Fo}{K_c^2}\right) \left[1 - \Phi\left(\sqrt{\frac{Fo}{K_c^2}}\right) \right] \right\}; \quad (8)$$

2) фронт температурных возмущений достиг границы подземного котла —

$$K_{\tau} = \frac{2}{K_w x} \left\{ \exp\left(\frac{Fo}{K_c^2}\right) \Phi\left(\sqrt{\frac{Fo}{K_c^2}}\right) + \Phi\left(\frac{K_w x}{2\sqrt{Fo - K_w K_c x}}\right) - \right. \\ \left. - \Phi\left[\sqrt{\frac{Fo}{K_c^2} + \frac{K_w^2 x^2}{4(Fo - K_w K_c x)}}\right] \exp\left(\frac{Fo}{K_c^2}\right) \right\}. \quad (9)$$

Здесь

$$K_{\tau} = \frac{K\tau h}{\lambda_m}, \quad \Phi(y) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^y e^{-y^2} dy.$$

На рис. 5 приведен график изменения коэффициента нестационарного теплообмена во времени, рассчитанный по уравнениям (8), (9).

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ПОДЗЕМНОГО КОТЛА

Задачей теплового расчета является определение необходимой площади и режимов фильтрации теплоносителя для обеспечения заданной теплопроизводительности котла в течение всего срока эксплуатации, который складывается из двух периодов. Первый период продолжается до момента достижения фронтом температурных возмущений границы эксплуатационных скважин. Отличительная особенность этого периода эксплуатации — постоянство температуры теплоносителя на выходе из котла и ее равенство начальной температуре породы. В начальный момент этого периода эксплуатации происходит вытеснение из пористого пласта теплоносителя, первоначально заполнявшего пласт. После достижения фронтом температурных возмущений границы котла начинается второй период эксплуатации, отличительной особенностью которого является постоянное снижение температуры теплоносителя на выходе из котла. Этот период можно назвать периодом падающей температуры теплоносителя. Характер изменения коэффициента нестационарного теплообмена K_{τ} в первый и второй периоды эксплуатации виден на рис. 5.

В дополнение к зависимостям (4), (7), (8) для теплового расчета геотермического котла необходимо добавить уравнение интегрального теплового баланса

Интегральный тепловой баланс геотермического подземного котла, т. е. баланс тепла на весь срок эксплуатации, складывается из следующих составляющих:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{м}} + Q'_{\text{ж}} + \Delta Q_{\text{пл}}, \quad (10)$$

где $Q_{\text{м}}$ — суммарная величина теплопритока от горного массива; $Q'_{\text{ж}}$ — теплосодержание закачиваемого в пласт теплоносителя; $\Delta Q_{\text{пл}} = 0$ — изменение теплосодержания водонасыщенного пористого пласта; $Q_{\text{пол}}$ — суммарная теплопроизводительность котла за весь срок эксплуатации.

Суммарную величину теплопритока от горного массива за весь срок эксплуатации можем определить следующим образом:

$$Q_{\text{м}} = \int_0^{\tau_{\text{к}}} Q_{\tau} d\tau = 2F\varphi \left[\int_0^{\tau_1} K_{\tau}' (t_{\text{н}} - v_0) d\tau + \int_{\tau_1}^{\tau_{\text{к}}} K_{\tau}'' (t_{\text{н}} - v_0) d\tau \right]. \quad (11)$$

Представим суммарную величину теплопритока в следующей форме:

$$Q_{\text{м}} = F\varphi K_{\text{г}} (t_{\text{н}} - t_0), \quad (12)$$

где $K_{\text{г}}$ — интегральный коэффициент теплопритока от горного массива.

Из уравнений (8), (9), (11), (12) получаем следующую зависимость для определения $K_{\text{г}}$:

$$\begin{aligned} K_{\text{г}} = \frac{K_{\text{г}}}{2hc_{\text{п}}} = \frac{2}{2K_{\text{в}}K_{\text{с}}x} \left\{ Fo' \left[1 - \Phi_{\text{о}Fo'} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2}} \right) \right] - \right. \\ \left. - K_{\text{с}}^2 \exp \left(\frac{Fo'}{K_{\text{с}}^2} \right) \left[1 - \bar{\Phi}_{\text{о}Fo'} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2}} \right) \right] + \right. \\ \left. + (Fo'' - Fo') \bar{\Phi}_{\text{о}Fo''} \left(\frac{K_{\text{в}}x}{2\sqrt{Fo - K_{\text{в}}K_{\text{с}}x}} \right) - K_{\text{с}}^2 \exp \left(\frac{Fo''}{K_{\text{с}}^2} \right) \times \right. \\ \left. \times \left[\bar{\Phi}_{\text{о}Fo''} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2} + \frac{K_{\text{в}}^2x^2}{4(Fo - K_{\text{в}}K_{\text{с}}x)}} \right) - \Phi_{\text{о}Fo''} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2}} \right) \right] + \right. \\ \left. + K_{\text{с}}^2 \exp \left(\frac{Fo'}{K_{\text{с}}^2} \right) \left[\bar{\Phi}_{\text{о}Fo''} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2} + \frac{K_{\text{в}}^2x^2}{4(Fo - K_{\text{в}}K_{\text{с}}x)}} \right) - \right. \right. \\ \left. \left. - \bar{\Phi}_{\text{о}Fo} \left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2}} \right) \right] \right\}, \quad (13) \end{aligned}$$

где $\bar{\Phi}_{\text{о}Fo'}$ $\left(\sqrt{\frac{Fo}{K_{\text{с}}^2}} \right)$ — среднее значение функции в интервале изменения Fo от $Fo=0$ до $Fo=Fo'$; Fo' , Fo'' — значения критерия Фурье соответственно моменту окончания первого (τ_1) и второго ($\tau_{\text{к}}$) периодов эксплуатации.

Из уравнений (12), (13) получаем:

$$Q_{\text{м}} = 2F\varphi hc_{\text{п}} K_{\text{г}} (t_{\text{н}} - v_0). \quad (14)$$

Изменение теплосодержания насыщенного пористого пласта равно:

$$\Delta Q_{\text{пл}} = 2F\varphi hc_{\text{п}} (t_{\text{н}} - \bar{t}_{\text{к}}), \quad (15)$$

где \bar{t}_k — средневзвешенная по протяженности температура пористого пласта после эксплуатации.

Начальное теплосодержание закачиваемого в пласт теплоносителя равно

$$Q'_ж = 2h\omega c_{ж} \tau_k v_0 \frac{F}{x_p}. \quad (16)$$

Из уравнений (10), (14), (15), (16) получаем:

$$Q_{пол} = 2F\varphi hc_{п} K_Q (t_n - v_0) + 2 \frac{F}{x_p} h\omega c_{ж} \tau_k v_0 + 2F\varphi hc_{п} (t_n - \bar{t}_k). \quad (17)$$

Суммарную теплопроизводительность подземного котла за весь период эксплуатации можно представить в следующей форме:

$$Q_{пол} = 2F\varphi hc_{ж} m t_n + V'' c_{ж} \bar{v}_2, \quad (18)$$

где \bar{v}_2 — температура (средневзвешенная по времени) теплоносителя на выходе из котла во втором периоде эксплуатации.

Первое слагаемое уравнения (18) представляет собой теплосодержание жидкости, первоначально заполнявшей пласт и вытесняемой в первый период эксплуатации.

Количество теплоносителя, выведенного во втором периоде эксплуатации, равно:

$$V'' = 2h\omega \tau_k \frac{F}{x_p} - 2F\varphi h m, \quad (19)$$

где $2h\omega \tau_k \frac{F}{x_p}$ — количество теплоносителя, закачиваемого в пласт за весь период эксплуатации (жесткий напорный режим).

Из уравнений (18), (19) получаем:

$$Q_{пол} = 2F\varphi hc_{ж} m t_n + \left(\frac{F}{x_p} 2h\omega \tau_k - 2\varphi F h m \right) c_{ж} \bar{v}_2. \quad (20)$$

Подставив это выражение для $Q_{пол}$ в уравнение (17), получаем:

$$\omega \tau_k c_{ж} (\bar{v}_2 - v_0) = x_p \varphi [K_Q c_{п} (t_n - v_0) + c_{п} (t_n - \bar{t}_k) - m c_{ж} (t_n - \bar{v}_2)]. \quad (21)$$

Уравнение (21) может быть использовано для определения расхода теплоносителя. При постоянной скорости фильтрации в продолжение всего периода эксплуатации часовой расход теплоносителя равен

$$V_{час} = \frac{2F\varphi h}{\tau_k c_{ж} (\bar{v}_2 - v_0)} [K_Q c_{п} (t_n - v_0) + c_{п} (t_n - \bar{t}_k) - m c_{ж} (t_n - \bar{v}_2)]. \quad (22)$$

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ПОДЗЕМНОГО КОТЛА

При создании подземного котла в водонасыщенном пористом пласте возможны два режима эксплуатации: 1) эксплуатация без изменения существующего пластового давления, 2) повышение пластового давления.

Первый режим возможен в том случае, когда существующее пластовое давление обеспечивает необходимый дебит эксплуатационных скважин. В этом случае в пласт надо закачивать количество жидкости, необходимое для поддержания постоянного пластового давления. При отсутствии стоков жидкости за пределы подземного котла можно считать, что количество закачиваемой жидкости равно количеству отбираемой из пласта. Этот режим эксплуатации можно назвать жестким напорным.

Фильтрация жидкости в пористом пласте при этом режиме имеет стационарный характер.

Если существующее пластовое давление не обеспечивает необходимого дебита теплоносителя, то следует путем закачки теплоносителя повысить пластовое давление. В этом случае подземный котел создают в два этапа: первоначально закачивают теплоноситель для создания необходимого пластового давления, а потом эксплуатируют пласт по жесткому напорному режиму. Возможно и совмещение упомянутых этапов во времени; в этом случае возникает нестационарная фильтрация теплоносителя через пористый слой. Расчет этого режима представляет большие трудности.

Отметим, что вопросы гидродинамики рассматриваемых систем не являются принципиально новыми. Движение теплоносителя в подземном котле будет описываться известными уравнениями движения жидкости в трубах и уравнениями подземной гидравлики.

Освоенными современной техникой являются и методы закачки больших количеств жидкости в подземные проницаемые слои с целью поддержания пластовых давлений. Подтверждением этому служит широкое использование в практике нефтедобычи внутриконтурного и законтурного обводнений нефтяных месторождений.

Рассмотрим основные уравнения гидродинамики идеализированной модели подземного котла, когда пласт представляет собой однородную выклинивающуюся во все стороны линзу и имеет место стационарная фильтрация по закону Дарси. При этих допущениях можно ввести понятие условного циркуляционного контура подземного котла. Это следующие элементы: нагнетательные насосы — нагнетательные скважины — пористый коллектор — эксплуатационные скважины — трубопровод горячего теплоносителя — контур теплоиспользующей установки — трубопровод холодного теплоносителя.

Уравнение движения теплоносителя в условном циркуляционном контуре подземного котла можно записать в следующем виде:

$$\bar{P}_H = \Delta P_{сн} + \Delta P_{сэ} + \Delta P_{ф} + \Delta P_{гт} + \Delta P_{хт} + \Delta P_y + H\gamma_{гт} - H\gamma_{хт}, \quad (23)$$

где $\Delta P_{сн}$, $\Delta P_{сэ}$, $\Delta P_{ф}$, $\Delta P_{гт}$, $\Delta P_{хт}$, ΔP_y представляют собой потери давления соответственно в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, пористом коллекторе, трубопроводах горячего и холодного теплоносителя, контуре теплоиспользующей установки. $H\gamma_{хт}$, $H\gamma_{гт}$ — приближенные значения гидродинамических напоров в нагнетательных и эксплуатационных скважинах.

Из уравнения (23) находим необходимое давление нагнетания.

Используя известные уравнения движения жидкости в трубах и уравнение подземной гидравлики, получаем следующую зависимость для определения давления нагнетания:

плосколиннейная фильтрация

$$P_H = \frac{2Fqhc_n K_Q}{\tau_k c_{ж} n_э} \left[\frac{2Fqhc_n K_Q \cdot 10^{-6} \lambda_{тр} H (\gamma_{хт} + \gamma_{гт})}{12,96g\pi^2 r_{скв}^5 \tau_k c_{ж} n_э} + \frac{\mu_{хт}}{4\pi kh} \ln \frac{R_H}{n_э r_{скв}} + \frac{\mu_{сп} S_2}{2kh S_1} + \frac{\mu_{гт}}{4\pi kh} \ln \frac{S_1}{2\pi r_{скв}} \right] + \Delta P_{пов} - H(\gamma_{хт} - \gamma_{гт}); \quad (24)$$

плоскорadiaльная фильтрация

$$P_H = \frac{2Fqhc_n K_Q}{\tau_k c_{ж} n} \left[\frac{2 \cdot 10^{-6} Fqhc_n K_Q \lambda_{тр} H (\gamma_{хт} - \gamma_{гт})}{12,96g\pi^2 r_{скв}^5 \tau_k c_{ж} n} + \frac{\mu_{хт}}{4\pi kh} \ln \frac{R_H}{nr_{скв}} + \frac{n\mu_{сп}}{4\pi kn} \times \right. \quad (25) \\ \left. \times \ln \frac{R_H}{R_э} + \frac{\mu_{гт}}{4\pi kh} \ln \frac{R_э}{nr_{скв}} \right] + \Delta P_{пов} - H(\gamma_{хт} - \gamma_{гт}).$$

Полученные зависимости описывают гидродинамику упрощенной модели подземного котла. Реальные условия не всегда удается свести к такой простой схеме. Однако при оценке принципиальной возможности создания систем с искусственной циркулирующей теплоносителя через глубинные пористые слои такое упрощение вполне допустимо.

Суммарная величина потерь давления при фильтрации в пористом коллекторе складывается из двух составляющих: потерь давления при выходе и входе в скважины (внутреннее сопротивление скважины) и потерь давления при фильтрации теплоносителя в пласте. Гидравлическое сопротивление при фильтрации жидкости в пористом коллекторе зависит только от одной геометрической характеристики системы расположения скважин — расстояния между батареями эксплуатационных и нагнетательных скважин, т. е. от длины пути фильтрации. Внутреннее гидравлическое сопротивление скважин, кроме того, в значительной степени зависит и от расстояния между скважинами в одной батарее S_1 .

Потеря давления при фильтрации в пористом слое зависит от скорости фильтрации и проницаемости пласта. Величина потерь давления при фильтрации пропорциональна произведению $2kh$ (k — проницаемость, $2h$ — мощность пласта).

Сопоставление гидравлических сопротивлений различных элементов подземных котлов показывает, что основной составляющей давления нагнетания являются потери давления на трение в скважинах. Потери давления на фильтрацию теплоносителя в пористом коллекторе и внутреннее сопротивление скважин не более 20% от давления нагнетания.

Еще одним аспектом гидродинамики геотермических котлов, требующим специальных обсуждений и исследований, является вопрос о максимально возможных дебитах скважин. Здесь сделаем только некоторые замечания. В практике разработки нефтяных месторождений в настоящее время дебиты скважин невелики и не превышают нескольких тысяч тонн в сутки. Дебиты фонтанирующих геотермальных скважин в большинстве случаев также не превышают нескольких тысяч тонн в сутки. Однако известны геотермальные скважины, дающие очень большие дебиты при самоизливе (10 000—20 000 м³/сутки). Ориентировочный расчет гидродинамики рассматриваемых систем и анализ литературных данных показывают, что нет принципиальных возражений против возможности работы геотермальных скважин с дебитами 200—500 м³/ч. Основные трудности сводятся к решению технических вопросов специального оборудования забоя таких скважин.

АНАЛИЗ ОРИЕНТИРОВОЧНЫХ РАСЧЕТОВ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПОДЗЕМНЫХ КОТЛОВ

Для оценки геотермических характеристик подземных котлов, установления целесообразных режимов эксплуатации и оценки структуры интегрального теплового баланса были проведены варианты расчеты котлов, результаты которых приведены в табл. 1. Продолжительность эксплуатации подземного котла принята 50 лет. Котлы рассчитывались из условий обеспечения снижения температуры теплоносителя в конце периода эксплуатации по сравнению с начальной не более 0,1%.

Данные расчетного анализа показывают, что для обеспечения постоянной температуры теплоносителя на выходе из котла подземный котел необходимо эксплуатировать практически в первом периоде. В табл. 2 приведены данные по продолжительности отдельных периодов эксплуатации подземных котлов, характеристики которых приведены в табл. 1.

Рассмотрим вопрос о скоростных режимах фильтрации теплоносителя. Из табл. 1 видно, что в рассмотренных вариантах скорость филь-

Таблица 1

Расчетные параметры котлов

Вариант	$2h$, м	x_p , м	Fo''	Fo'	x	K_w	w , м/ч
1	100	2500	0,501	0,483	50	0,0096	0,0042
2	100	2000	0,501	0,5	40	0,0125	0,003
3	100	1000	0,5	0,46	20	0,023	0,0037
4	80	1600	0,78	0,75	40	0,0187	0,00267
5	50	2000	2,0	0,925	80	0,025	0,0033

Таблица 2

Характеристика продолжительности периодов эксплуатации подземных котлов

Вариант	τ_k , лет	τ_k' , лет	τ_b , лет	τ_b/τ_k	τ'/τ_k
1	50	48,2	17,0	0,340	0,962
2	50	50	17,3	0,346	1
3	50	46	16,8	0,336	0,92
4	50	47,8	17,1	0,342	0,958
5	50	46	17,3	0,346	0,92

трации теплоносителя составляет несколько миллиметров в час. При этом необходимо иметь в виду, что скорость фильтрации является расчетной величиной и в рассмотренных вариантах определялась из условий обеспечения максимальной и постоянной температуры теплоносителя на выходе из котла за весь срок эксплуатации. Оптимальная величина скорости фильтрации теплоносителя должна определяться с учетом тепловых, гидродинамических и экономических факторов.

В табл. 3 приведены данные по возможным дебитам скважин. Величина дебита зависит от расстояния между скважинами в одной батарее S_2 .

Таблица 3

Возможные дебиты скважин, $m^3/ч$

Вариант	$S_1=0,75 S_2$	$S_1=0,5 S_2$	$S_1=0,25 S_2$
1	787	525	262,5
2	495	330	165
3	127,5	85	42,5
4	256,5	171	85,5
5	247,5	165	82,5

Из табл. 3 видно, что часовые дебиты скважины могут составлять несколько сотен тонн. Вполне понятно, что для обеспечения таких дебитов необходимо располагать соответствующими пластовыми давлениями.

В табл. 4 приведены составляющие теплового баланса, отнесенные к единице ширины пористого слоя.

Таблица 4

Составляющие теплового баланса, Гкал

Вариант	$Q'_{пл}$	$Q''_{пл}$	$\Delta Q_{пл}$	Q_M	$Q_{пол}$	$Q_M/Q_{пол}$	$\Delta Q_{пл}/Q_{пол}$	$\Delta Q_{пл}/Q_M$	K_Q
1	35	21,85	13,15	14,45	36,8	0,393	0,357	0,91	0,549
2	28	17,5	10,5	10,5	28	0,375	0,375	1,0	0,5
3	14,0	8,75	5,25	5,91	14,88	0,397	0,353	0,888	0,563
4	17,925	11,2	6,725	7,235	18,625	0,389	0,361	0,93	0,538
5	14,0	8,74	5,26	6,215	15,3	0,406	0,344	0,845	0,592

Теплопроизводительность геотермического подземного котла определяется мощностью пористого коллектора и протяженностью длины пути фильтрации (длины расчетного участка). Из табл. 4 видно, что максимальная теплопроизводительность соответствует вариантам с наибольшей величиной произведения $2hx_p$. Следовательно, с целью получения такой теплопроизводительности необходимо увеличивать x_p . Оптимальная величина x_p , как уже указывалось, должна определяться с учетом технико-экономических расчетов.

Литература

- Журавленко В. Я., Шурчков А. В. Дифференциальные уравнения процесса охлаждения горного массива при движении жидкости через подземный пористый слой.— В сб. «Аналитические методы решения задач переноса тепла и вещества». Киев, «Наукова думка», 1967.
- Щербань А. Н., Кремнев О. А. Научные основы расчета и регулирования теплового режима глубоких шахт, т. I. Киев, Изд-во АН УССР, 1959.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА ЗЕМЛИ ЗА РУБЕЖОМ

И. М. ДВОРОВ

Научный совет по геотермическим исследованиям АН СССР

Земля как извечная фабрика тепла таит в своих недрах неисчерпаемые ресурсы горячей воды и пара. Их суммарная энергия соизмерима со всеми тепловыми запасами угля, нефти, газа, торфа вместе взятыми.

По данным Организации Объединенных Наций, во всем мире насчитывается 68 районов, в которых используется глубинное тепло Земли. Наибольшее число их (20) приходится на Японию, далее следуют Исландия (13), Новая Зеландия (12), США (11), Италия (6), Мексика (3), о. Новая Британия (2) и Сальвадор (1). Это далеко не полный и не точный перечень районов использования тепла Земли. Сюда не вошли Венгрия, Болгария, Франция, Индонезия, Чехословакия и ряд других стран.

В настоящее время только в восьми странах мира работают геотермальные электростанции с годовой выработкой более 6 млрд. кВт·ч электроэнергии. По производству электрической энергии указанные страны в убывающем порядке располагаются следующим образом: Италия, Новая Зеландия, США, Япония, Исландия, Мексика, Сальвадор. Это самый дешевый источник энергии для существующих на сегодняшний

день электрических станций. И все же использование тепла Земли для получения электрической энергии занимает в мировом балансе пока что ничтожное место. Геотермальная электроэнергетика развивается лишь в немногих странах мира и только в районах современного вулканизма. Как известно, это тепло постоянное, пока продолжается активная вулканическая деятельность, практически неограниченно возобновляемое во времени. По существу это вечный паровой котел, который может двигать и уже двигает турбины электростанций.

Высокая энергетическая значимость вулканического тепла позволяет рассматривать этот вид тепла в будущем как важный источник получения энергии.

Характерно, что геотермальная энергетика развивается в настоящее время в странах с разным уровнем технического развития. Это, во-первых, связано с тем, что электрическая энергия, получаемая от глубинного тепла Земли, обладает самой низкой стоимостью по сравнению с электроэнергией, вырабатываемой тепловыми, гидравлическими или атомными электростанциями; и, во-вторых, геотермальная энергетика развивается в тех странах, где имеются в достаточном количестве выходы высокотемпературных пароводяных смесей и где ощущается недостаток энергетических ресурсов.

Важным и эффективным моментом получения геотермальной электрической энергии являются весьма доступная эксплуатация геотермальных месторождений и простота существующих схем электростанций, работающих на природном тепле Земли, не представляющих принципиальных технических трудностей.

Чтобы перейти к характеристике особенностей природного пара, необходимо помнить, что каждое геотермальное месторождение, используемое для получения электрической энергии, имеет свои особенности. Так, например, месторождения Лардерелло (Италия), гейзеры в Калифорнии (США), Мацукава (Япония) и др. из скважин дают перегретый пар с очень небольшим содержанием воды, тогда как Вайракей (Новая Зеландия), Паужетское на Камчатке (СССР), Хверагерди (Исландия) и другие выделяют больше пароводяной смеси.

Процент содержания газов в этих месторождениях тоже разный; так, в пароводяной смеси в районе Лардерелло он сравнительно высок, что обуславливает выбор оборудования и соответственной схемы геотермальной электростанции. Несколько меньше газов содержится в гейзерах США, в Вайракее в Новой Зеландии.

Коротко рассмотрим классификации пароводяных смесей, используемых для производства электроэнергии.

Природный пар — это пар, непосредственно получаемый из скважин. Он может содержать в своем составе газы. Вторичный пар — это чистый пар, получаемый при помощи теплообменника поверхностного типа, где первичным теплоносителем является природный пар. Отсепарированный пар — это пар, получаемый из пароводяной смеси.

Мировая практика накопила теперь некоторый опыт получения геотермальной электроэнергии. Существует, в зависимости от типа месторождений природного пара, целый ряд схем и установок получения геотермальной электроэнергии. Рассмотрим некоторые из них.

Геотермальная электростанция с непосредственным использованием природного пара. Самой простой и доступной схемой получения геотермальной электроэнергии является схема паротурбинной установки с противодавлением.

Природный пар из скважины подается прямо в турбину с последующим выходом в атмосферу или в установки для получения из этого пара химических веществ. В турбину с противодавлением можно подавать вторичный пар или пар, получаемый из сепаратора. Такие же установки

работают без конденсаторов, и отпадает необходимость иметь компрессоры для удаления из конденсаторов неконденсирующихся газов. Эта установка наиболее простая, капитальные и эксплуатационные затраты на нее наименьшие по сравнению с другими установками. Она занимает небольшую площадь, для нее требуется минимальное количество вспомогательного оборудования и ее легко приспособить как переносную геотермальную электростанцию (рис. 1).

Турбогенераторные установки с противодавлением не только не препятствуют промышленному использованию химических веществ, а наоборот, благоприятны для извлечения их. Так, например, в природном паре некоторых месторождений Италии борной кислоты содержится 150—700 мг/кг, и при помощи установок с противодавлением добывают одновременно этот ценный продукт.

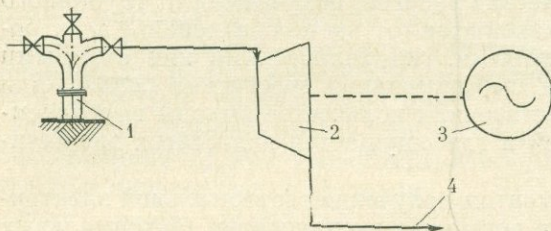


Рис. 1. Схема геотермальной электростанции с непосредственным использованием природного пара

1 — скважина; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — выход в атмосферу или на химический завод

В связи с простотой использования природного пара капитальные эксплуатационные затраты (исключая стоимость пара) наименьшие.

Рассмотренная схема может стать самой выгодной для тех районов, где имеются достаточные запасы природного пара. Рациональная эксплуатация обеспечивает возможность эффективной работы такой установки при переменном дебите скважин.

В Италии работают несколько таких станций. Одна из них мощностью 4 тыс. кВт при удельном расходе пара около 20 кг/ч, или 80 т пара в час.; другая мощностью 16 тыс. кВт, где установлено четыре турбогенератора мощностью по 4 тыс. кВт. Последняя снабжается паром от 7—8 скважин.

В таких схемах требуется значительное количество пара, который с большим успехом может быть использован в других схемах — в турбинах конденсационного типа.

Геотермальная электростанция с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара. Это наиболее современная схема использования природного пара для получения электрической энергии.

Пар из скважины подается в турбину. Отработанный в турбине пар попадает в смешивающий конденсатор. Смесь охлаждающей воды и конденсата уже отработанного в турбине пара выпускается из конденсатора в подземный бак, откуда забирается циркуляционными насосами и направляется для охлаждения в градирню. Из градирни охлаждающая вода опять подается в конденсатор (рис. 2).

По такой схеме работает геотермальная электростанция Лардерелло-3, самая крупная геотермальная электростанция Италии, использующая природный пар. Она была спроектирована в начале второй мировой войны и вступила в строй только в послевоенные годы.

На электростанции установлены четыре турбогенератора мощностью по 26 тыс. кВт и два турбогенератора по 9 тыс. кВт. Последние предназначены для покрытия собственных нагрузок.

Ни один из установленных турбогенераторов в течение многих лет не переводился в резерв. С момента пуска установок общее число часов — включение на осмотр, ремонт и т. д. — составило около 2% от общего количества часов. Коэффициент использования установленной мощности составляет 98%.

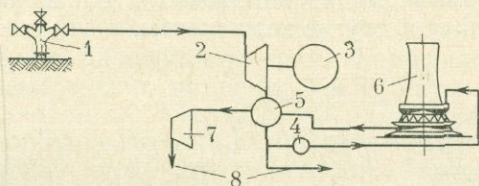
Удовлетворительная работа геотермальной электростанции Лардерелло-3 открыла путь к конструированию новых электростанций с использованием конденсационных турбин, работающих на природном паре, получаемом непосредственно из скважины.

По такой схеме с некоторыми изменениями работают многие геотермальные электростанции: Лардерелло-2 (Италия), Вайракей (Новая Зеландия) и др.

Благодаря техническим усовершенствованиям потребление пара на каждый киловатт мощности стало значительно меньше. Сейчас расход пара на новой электростанции Лаго (Италия) составляет уже 8 кг/квт·час.

Рис. 2. Схема геотермальной электростанции с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара

1 — скважина; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — насос; 5 — конденсатор; 6 — градирня; 7 — компрессор; 8 — сброс



Геотермальная электростанция с паропреобразователем. Конденсационная турбина с паропреобразователем работает на вторичном паре. Такие станции наиболее выгодны там, где природный пар имеет высокую температуру и большое содержание газов. Схема такой электростанции: природный пар из скважины поступает в паропреобразователь и свое тепло отдает вторичному теплоносителю, после чего чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину. Отработанный пар идет в конденсатор. Неконденсирующиеся газы, содержащиеся в паре, отделяются в паропреобразователе и выбрасываются либо в атмосферу, либо идут на химические заводы. Недостатком этой схемы является снижение параметров пара перед турбиной.

В сравнении со схемой, непосредственно использующей природный пар, удельный расход пара здесь меньше на 30%. С другой стороны, расход пара по сравнению с конденсационной турбиной и прямым использованием пара значительно больше.

Геотермальная электростанция этой схемы позволяет полностью использовать все химические вещества, содержащиеся в природном паре.

Опыт подтверждает, что стоимость строительства геотермальной электростанции по этой схеме немного больше стоимости электростанций, работающих по схеме с прямым использованием пара в конденсационной турбине. По схеме с паропреобразователем были построены электростанции Лардерелло-2 и Кастельнуово (Италия). На станции Лардерелло-2 установлено 7 турбин мощностью по 11 тыс. квт. Удельный расход пара на этой электростанции 14 кг/квт. В настоящее время внедряются новые конденсационные установки с прямым использованием пара, так как они потребляют пара намного меньше, а электрической энергии получают значительно больше.

Геотермальная электростанция с конденсационной турбиной, работающей на отсепарированном паре. Такие геотермальные электростанции строятся там, где из скважины получают пар с большим содержанием воды. Пар или пароводяная смесь из скважины направляется в специальное сепарационное устройство, расположенное на скважине. Под давлением в сепараторе происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Отсепарированный пар по трубопроводу направляется в турбину и т. д. (рис. 3).

Конденсационные турбины, работающие на отсепарированном паре, нашли применение в строительстве геотермальных электростанций в СССР (Паужетское месторождение — Камчатка), Исландии (месторождение Хверагерди) и других странах.

Рассмотренная схема имеет свои преимущества. Полученный в сепараторе пар практически не содержит газов, что облегчает работу турбин.

После краткого анализа основных схем геотермальных электростанций коротко остановимся на некоторых странах мира, где наиболее широко используется глубинное тепло Земли.

Италия. Помимо использования тепла Земли для получения электрической энергии в бытовых и бальнеологических целях, в этой стране, особенно в районе Лардерелло, развивается и химическая промышленность, где получают из пароводяной смеси аммоний, углекислый газ, борную кислоту и другие компоненты.

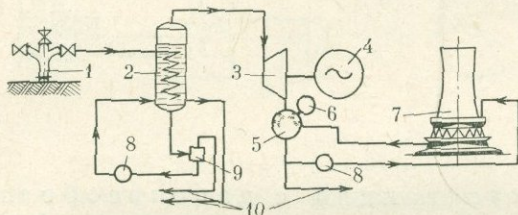


Рис. 3. Схема геотермальной электростанции с паропреобразователем
1 — скважина; 2 — паропреобразователь; 3 — турбина; 4 — генератор; 5 — конденсатор; 6 — вакуумный насос; 7 — градирня; 8 — насос; 9 — дегазатор; 10 — сброс

Надо отметить, что промышленность охотно использует геотермальную электроэнергию (рис. 4) следующим способом: утром и днем электроэнергия направляется на промышленные предприятия, а вечером, когда кончается рабочий день, эта энергия используется железнодорожным транспортом, ночью, когда потребность города в электроэнергии отпадает, она переключается на нужды химической промышленности.

Япония. Одним из интересных научных изысканий в Японии стала работа по извлечению дешевой энергии из глубин Земли. Вот уже 15 лет, как Япония ведет интенсивные исследования по использованию глубинного тепла. С 1967 г. разведываются геотермальные источники в шести районах страны.

В 1966 г. вступила в строй геотермальная станция Мацукава мощностью 20 тыс. кВт. Пароводяная смесь для нее поступает всего из четырех скважин. Геотермальная электростанция дает теперь коммерческий ток в энергосеть по цене на 10—20% ниже обычной цены на электроэнергию, существующей в Японии. Сейчас мощность этой станции доводится до 60 тыс. кВт. Ученые Японии подсчитали, что по эффективности геотермальная электростанция мощностью в 60 тыс. кВт эквивалентна гидроэлектростанции мощностью в 100 тыс. кВт.

В 1967 г. в Отаке (о. Кюсю) вступила в строй вторая геотермальная электростанция мощностью 11 тыс. кВт. К турбинам этой станции подключена пароводяная смесь четырех эксплуатационных скважин. Здесь разведочные скважины служат одновременно и как эксплуатационные.

Недостаток угля и нефти в Японии затрудняет добычу соли. Ввозить соль из других стран экономически невыгодно. Для добычи соли из морской воды методом многократного выпаривания используется природный пар как основной источник тепла. Кроме обычной поваренной соли, налажено производство специальных ее сортов. Получают хрупкую хлопчатую и твердую сферическую соли. Хлопчатая соль, благодаря своей объемности, повышенной растворимости и высокому качеству, применяется для соления сливочного масла и других жирных продуктов.

Термальные воды в Японии широко используются в бальнеологических и бытовых целях. В настоящее время ведутся работы по использованию глубинного тепла Земли для получения тяжелой воды.

Новая Зеландия. Здесь построена самая мощная в мире геотермальная электростанция Вайракей. Ее мощность в 1963 г. была доведена до 192 тыс. квт, а в скором времени достигнет 250—286 тыс. квт. В этой стране термальные воды широко используются во многих отраслях хозяйства. Так, например, в г. Роторуа, расположенном на южном побережье озера того же названия, термальные воды применяются для горячего водоснабжения жилых зданий и промышленных предприятий, для бальнеологических целей, многочисленных бассейнов и других нужд.

Исландия. Это, как известно, небольшая страна, расположенная в северной части Атлантического океана, недалеко от Северного полярного круга, с суровыми климатическими условиями. В недрах Исландии нет каменного угля, нефти и газа, здесь не произрастают леса. Однако, люди, живущие в этой небольшой стране, нашли источник тепла, научились использовать энергию Земли. Исландия для многих стран мира является классическим примером широкого использования глубинного тепла Земли для отопления и горячего водоснабжения. Страна избавилась от ввоза дорогостоящих нефти и угля.

В настоящее время столица Исландии Рейкьявик и окружающие ее населенные пункты широко используют термальные воды для отопления и горячего водоснабжения жилых и промышленных зданий городов; отапливают ими теплицы, где выращивают круглый год овощи и фрукты; также выращивают в большом количестве розы, хризантемы и т. д., которые дают наибольший доход стране; используют эти воды для отопления тротуаров и мостовых, для бассейнов, в бальнеологических и других целях.

• Термальные воды поступают в Рейкьявик из трех пригородных районов. Пробурено и выведено термальных вод в общей сложности 484 л/сек с температурой 87° С. Проложен общий магистральный трубопровод длиной 35 км. Горячая вода из скважин идет в город по трубам, теплоизолированным шлаком вулканических пород, торфом или стеклянной ватой,

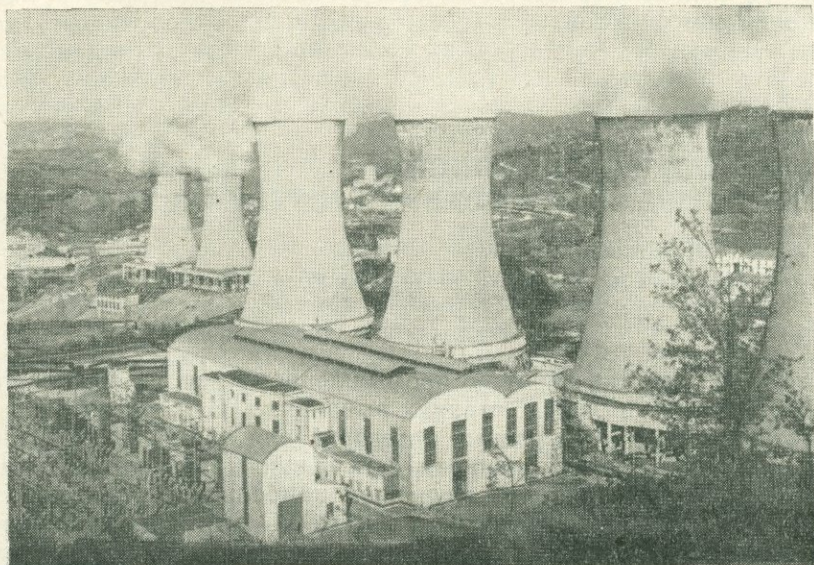


Рис. 4. Геотермальная электростанция Лардерелло (Италия)

в изолированные резервуары, где она затем распределяется по потребности в зависимости от времени года. Температура воды во время ее движения от скважин до жилых домов падает лишь на 5—6°.

Системы коммунального отопления выбраны в зависимости от многих факторов: температуры поступающей воды, плотности населения, типов застройки домов и т. д.

Столица Исландии уже с 1944 г. отапливается природным теплом Земли. Это самый чистый город мира, без угля и дыма.

Население небольшой северной страны круглый год обеспечивает себя овощами и фруктами.

Венгрия. В Венгрии тепло Земли идет на обогрев теплиц и парников, на отопление животноводческих помещений, птицеферм. Кроме того, горячая вода используется для мытья животных, на подогрев питьевой воды и молока, для отделения сметаны.

В овощеводстве и садоводстве термальные воды нашли широкое применение. Так, в теплицах почти круглый год происходит смена процессов: выращивание рассады, овощей, грибов и цветов. Горячие воды используются для сушки овощей и фруктов. Таким образом, термальные воды в сельском хозяйстве используются комплексно в течение всего года.

В связи с тем, что в стране производится много мяса, молока, овощей и фруктов (а также консервирование и сушка овощей и фруктов) не только для своих нужд, но и для вывоза за границу, остро стоит вопрос о получении тепла зимой и холода летом. Все эти вопросы в настоящее время рассматриваются с точки зрения использования термальных вод.

Для нужд Будапешта из естественных источников и скважин с глубины от 100 до 1200 м добывается около 700 л/сек термальной воды с температурой от 25 до 75°С. В городе имеется 41 бассейн лечебного и спортивного назначения.

В настоящее время разрабатываются теплотехнические схемы теплофикации и горячего водоснабжения населения Будапешта, Сегеда и других городов.

Ведутся работы по борьбе с коррозией, солеотложением и сделаны необходимые рекомендации по этому вопросу. Считают, что самым дешевым и эффективным способом борьбы с осадками и коррозией является использование емкостей.

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

Е. А. ЛЮБИМОВА

Ордена Ленина Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта АН СССР

Успешное развитие работ по промышленному использованию геотермальных ресурсов в разных странах выдвинуло на повестку дня вопрос о нехватке специалистов разных категорий для наиболее экономичного проведения исследований, начиная с первичной стадии оценки естественных резервуаров и кончая изучением наибольшего эффекта отдачи.

В Отделе естественных ресурсов ЮНЕСКО этот вопрос был обсужден в июле 1968 г. в Париже, и на основе принятых решений организован Международный геотермический центр в г. Пизе в Италии вблизи высокотермальных полей Лардерелло. Разработан вариант программы

обучения специалистов, а в 1970 г. в упомянутом центре начал издаваться Международный геотермический журнал.

На сессии экспертов ЮНЕСКО дана классификация необходимых специалистов и очерчен круг их деятельности. Выделено пять категорий специальностей, которые должны быть привлечены при постановке и проведении промышленного использования внутреннего тепла Земли. Эти категории следующие: 1) геологи, 2) геофизики, 3) геохимики, 4) буровые инженеры, 5) инженеры-эксплуатационники.

Круг задач первой из категорий является основным. Он связан прежде всего с разведкой месторождения, описанием его размеров и геометрии, а также с построением геологической модели исследуемого резервуара и описанием геологической ситуации региона в целом.

У геофизика двойная задача. Во-первых, необходимо обеспечить стандартные геофизические съемки (сейсмическую, гравиметрическую и магнитную), чтобы помочь геологу в составлении карт и интерпретации структур. Во-вторых, необходимо обеспечить получение специализированных данных, таких, как электрическое сопротивление поверхностного слоя, геотермический градиент, уровень «сейсмических шумов», чтобы оценить концентрацию паров и воздуха в поверхностном слое и глубину резервуара.

При квалификации геофизиков данного профиля необходимо предусмотреть специальную подготовку в области статистической теории, ядерной физики, изотопной геологии, теории теплоты и термодинамики, гидротермальной геологии, теории резервуаров, вулканологии, службы геотермальных полей, структурной геологии.

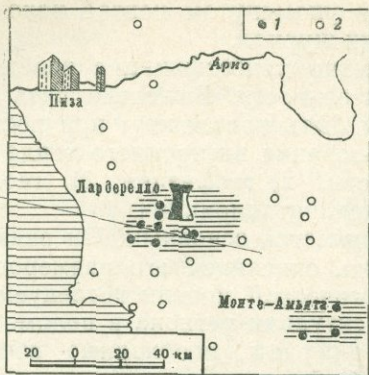
Геохимик должен обеспечить построение гидрогеохимической модели геотермальной системы, подлежащей эксплуатации. Путем установления концентраций химических компонентов (в особенности изотопов) должен уметь сделать заключения: а) о максимальной температуре термальной системы на большой глубине, б) установить, присутствует ли парообразная фаза в системе, благодаря чему определить возможность и масштаб добычи «сухого» пара, в) о пути движения термальных вод, г) установить отношение термальных вод к местным подземным водам, д) установить время циркуляции и застоя воды в системе.

Все эти вопросы могут быть изучены путем взятия проб из естественных поверхностных источников. Необходимы также тщательные химические анализы как жидкой, так и газообразной фаз газодоводных растворов из скважин. Они являются основой при инженерных сооружениях оранжерейного типа, а также при изучении эффекта продуктивности термальной воды, исходящей из глубинного резервуара. Для получения этой квалификации требуются знания в ядерной физике, петрологии, вулканологии, типах гидротермальных систем и в службе геотермальных полей.

Принципиальной задачей бурового инженера является приспособление обычной техники роторного бурения к специальным условиям и неожиданностям, которые связаны с разбуриванием геотермальных скважин. Такой специалист должен быть знаком с подходящей технологией цементирования скважин и укрепления их в условиях высоких температур. Требуется специальный опыт в подготовке и проведении исследовательского бурения.

Инженер-эксплуатационник должен уметь измерить физические характеристики производительных скважин. Хорошо известно, что трудно аккуратно оценить массы потока и получить представительные кривые давления для жидкой и газообразной фаз. Требуется сложная техника измерений энтальпии и объема вытекающих масс.

В состав комиссии по выработке программы обучения указанных специалистов вошли следующие эксперты: технический советник в



Расположение Международного института геотермических исследований в г. Пизе: геотермальной станции в Лардерелло и высокотермальных полей в Лардерелло и Монте-Амьята, где производятся учебные занятия в полевых условиях

1 — места выхода пара;
2 — термальные источники

области геотермальной энергии и ресурсов Организации Объединенных Наций доктор Дж. Макнитт (США), директор Лаборатории ядерной геологии г. Пизы проф. Е. Тонджорджи (Италия), глава Геофизического отделения Геологической службы Японии доктор М. Хаякава (Япония), член Комиссии индустриального использования электрической энергии Мексики К. Д. Банвелл, председатель Международного комитета по тепловым потокам доктор физико-математических наук Е. А. Любимова (СССР), глава Отделения естественного тепла в Рейкьявике Г. Пальмасон (Исландия), официальный секретарь комиссии ЮНЕСКО доктор Фурнье-де-Альб (Франция). Эта рабочая группа экспертов оценила, что в последующие пять лет потребность в экспертах по использованию геотермальной энергии во всем мире составит не менее 25 человек в год. Для подготовки такого количества специалистов с января 1970 г. начали действовать девятимесячные курсы в Международном институте геотермических исследований в г. Пизе (Италия). Практические обучения будут протекать в полевых условиях в районе Лардерелло, богатом горячими гидротермальными источниками. Схематическое расположение Центра обучения и геотермальных полей показано на рисунке. Термальная энергия в этой области используется уже в течение 50 лет. Реальная мощность электростанции составляет 310 мвт.

Лекции и семинары проводятся на английском языке по следующим предметам: 1 — общая геотермия, 2 — статистическая теория, 3 — изотопная геология, 4 — теплота и термодинамика, 5 — гидрогеология, 6 — теория резервуаров, 7 — петрология, 8 — вулканология, 9 — структурная геология, 10 — гидротермальные системы, 11 — геотермические изучения, 12 — исследовательское бурение, 13 — производственное бурение, 14 — экономические дисциплины, 15 — инструкция по использованию производящих полей, 16 — техника бурения. Лица, специализирующиеся как геологи, изучают предметы 3, 5, 6, 10, 11. Геофизики изучают — 2, 4, 5, 9, 10, 11. Геохимики — 3, 7, 8, 10, 11. Инженеры-буровики изучают — 12, 16. Инженеры-эксплуатационники изучают — 6, 13, 14, 15, 16.

По окончании теоретических курсов слушатели разбиваются на рабочие группы в соответствии с их интересами. Рабочие группы имеют следующие направления: 1 — разведка термальных полей, 2 — промышленное использование пара, 3 — использование горячей воды в агрономических целях, для отопления, гидротерапии и др., 4 — геотермальная лаборатория при Каstellнуово в геотермальных полях Лардерелло, 5 — университетские лаборатории, 6 — индустриальные учреждения.

В будущем новые возможные международные центры подготовки специалистов в области промышленного использования геотермальной энергии проектируются в Токийском университете или университете

Куиши (Япония), в Национальном автономном университете Мексики, Викторианском университете Веллингтона (Новая Зеландия). Однако ни в одном из этих учреждений не имеется такой лабораторной и полевой базы для практических занятий, как в Италии, где Международный центр организован на базе Института ядерной геологии с обширными изотопными лабораториями и многолетним опытом использования геотермальной энергии.

Первый опыт обучения геотермическим исследованиям в СССР был осуществлен на примере летней геотермической школы в г. Махачкале в 1967 г., в работе которой приняли участие 50 молодых специалистов. Школа была организована Научным советом по геотермическим исследованиям Академии наук СССР, Институтом физики Земли АН СССР и Лабораторией геотермии Дагестанского научно-исследовательского отдела энергетики Министерства энергетики и электрификации СССР.

Описание основных эксплуатируемых месторождений земного шара дается в прилагаемой библиографии.

Литература

Banwell C. Geothermal energy. Mexico Univ. Mexico, 1967.

Dj. Mc Nitt. World geothermal fields.— In Monograph. Terrestrial Heat Flow, ed. by W. H. K. Lee, 1967.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РАЦИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА, АККУМУЛИРОВАННОГО ГЛУБИНЫМИ СЛОЯМИ ЗЕМНОЙ КОРЫ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР

Ю. Д. ДЯДЬКИН, Ю. М. ПАРИЙСКИЙ, А. Б. ВАЙНБЛАТ, В. А. РОМАНОВ

Ленинградский горный институт им. Г. В. Плеханова

В исследованиях способов практического освоения глубинного тепла Земли в последние годы наметились два направления. Одно из них связано с изысканием и эксплуатацией запасов естественных теплоносителей, которыми являются термальные воды, пар и пароводяные смеси. Не умаляя значения хозяйственного освоения этих ресурсов природного тепла, следует все же отметить, что их практическое использование во многих случаях затрудняется территориальной разобщенностью источников и потребителей тепла. Далеко не всегда наиболее выгодные условия и источники получения тепла совпадают с местами и эффективными условиями его потребления.

Другое направление представляют работы, связанные с изысканием способов извлечения и практического использования тепла, аккумулированного горными породами на доступных современным техническим средствам глубинах. Современное состояние техники и технологии глубокого бурения обеспечивает проходку скважин глубиной до 8000 м и создает необходимые предпосылки для практического решения этой задачи. Оба указанных направления не исключают, а взаимно дополняют друг друга, существенно расширяя возможности освоения практически неисчерпаемых тепловых ресурсов. Разумеется, извлечение тепла горных пород со значительных глубин в районах с нормальными геотермическими

условиями будет в техническом и экономическом отношениях максимально эффективным прежде всего там, где имеется наибольшая потребность и выгодные условия использования глубинного тепла Земли. В этом отношении большой интерес представляют районы Крайнего Севера и Северо-Востока СССР. Задачи ускоренного хозяйственного освоения этих районов вообще и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности в особенности настоятельно требуют решения острой проблемы тепловодоснабжения промышленных и бытовых объектов. Отсутствие дешевого тепла и дефицит воды в зимний период приводят к ярко выраженной сезонности в организации горных работ, вызывают длительные простои мощной горной техники, затрудняют закрепление квалифицированных кадров рабочих. Традиционное решение этой проблемы за счет увеличения производства тепла в котельных в условиях Северо-Востока представляется мало реальным даже с учетом перспектив освоения новых месторождений угля, нефти и газа. Независимо от масштабов вводимых в эксплуатацию месторождений горючих ископаемых трудности транспортировки топлива на огромной территории Северо-Востока по-прежнему останутся основной причиной высокой стоимости товарного тепла в большинстве районов, не примыкающих непосредственно к топливным базам. В этих условиях изыскание новых источников тепловой энергии является чрезвычайно актуальной задачей, имеющей большое народнохозяйственное и социальное значение. Весьма важно отметить, что для технологических целей горные предприятия Севера в большом количестве используют низкопотенциальное тепло. Для оттаивания мерзлых пород, например, предприятия объединения «Северовостокзолото» расходуют ежегодно около 3 трилл. ккал тепла с температурой теплоносителя 5—10°С. Для повышения интенсивности оттайки вполне достаточна температура воды 20—30°С. Теплоноситель такого потенциала можно получить с весьма умеренных глубин даже в сравнительно неблагоприятных геотермических условиях. Имеющиеся данные о распределении геотермического градиента на территории Северо-Востока СССР позволяют дать ориентировочную оценку геотермических ресурсов наиболее крупных геоструктурных подразделений территории в интервале глубин 0—3000 м. Под геотермическими ресурсами понимается теплосодержание толщи горных пород, определяемое по соотношению:

$$Q = \frac{1}{2} C \gamma T_n (H - h) S, \quad (1)$$

где T_n — температура горных пород на глубине $H = 3000$ м, °С; C — удельная теплоемкость горных пород, ккал/кг·град; γ — объемный вес горных пород, кг/м³; h — мощность мерзлой толщи, м; S — площадь района, км².

Особенности геотермических условий того или иного района можно охарактеризовать величиной удельных геотермических ресурсов, отнесенных к 1 км² площади. Результаты расчета (табл. 1) показывают, что геотермические ресурсы толщи горных пород в сравнительно небольшом и вполне доступном при современном уровне техники интервале глубин исчисляются огромными цифрами. В зависимости от величины геотермического градиента, изменяющегося в пределах рассматриваемой территории от 1,5 до 4,0 град/100 м, удельные геотермические ресурсы колеблются от 3,5 до, примерно, $7,0 \cdot 10^{13}$ ккал/км², что эквивалентно теплоте сгорания 5—10 млн. туг. Извлечение небольшой доли этих запасов тепла позволило бы обеспечить технологические потребности любого горнодобывающего предприятия на многие годы.

Разрабатываемые Ленинградским горным институтом совместно с Институтом технической тепловых физики АН УССР циркуляционные си-

системы извлечения тепла Земли предназначены для решения именно этой задачи. Производительность систем, срок службы и температура теплоносителя определяются потребностями отдельных приисков, рудников, их промышленных и бытовых объектов. Анализ показал, что в большинстве случаев такие системы потребуют одной-двух скважин глубиной 2000—4000 м, которые должны обеспечить непрерывный подогрев 50—400 м³/ч воды до температуры 20—80°С в течение 10—30 лет при теплопроизводительности от 1,5 — до 10 Гкал/ч. Возможные варианты термоциркуляционных систем показаны на рис. 1. Принципиально система состоит из двух основных элементов — подземного теплового «котла» и вскрывающих, а также водоотводящих каналов. В качестве

Таблица 1

Характеристика геотермических ресурсов территории Северо-Востока СССР (в интервале глубин 0—3000 м)

Район; геологическая структура	Средний геотермический градиент, град/100м	Температура пород на глубине 3000 м, °С	Геотермические ресурсы, ккал·10 ¹⁹	Удельные геотермические ресурсы, ккал/км ² ·10 ¹³
Колымская платформа				
впадины	3,75	100	1,70	6,8
прогибы	2,75	75	1,66	5,0
поднятия	1,75	54	1,56	3,8
Яно-Колымская складчатая область				
антиклинорий	1,75	48	1,70	3,5
синклинорий	2,25	62	2,50	4,2
Чукотская складчатая область				
поднятия	1,75	49	0,73	3,5
прогибы	2,75	77	0,38	5,4
Охотская складчатая область	2,25	65	1,60	4,6
Охотско-Чукотский вулканогенный пояс	2,25	64	4,40	4,9

последних используются буровые скважины, а тепловые котлы создаются на рабочем горизонте в виде разветвленной системы продольных зон дробления или объемных зон искусственной трещиноватости. Принципиальная схема циркуляционной системы с парными скважинами и продольными зонами дробления показана на рис. 2. Гидравлическая связь между скважинами 1 и 4 обеспечивается за счет сближения их стволов методом наклонно направленного бурения с последующим взрыванием забойных зарядов взрывчатых веществ для образования соединительных зон дробления 3. Путем торпедирования нижних искривленных интервалов скважин образуются продольные зоны дробления 2 в толще водонепроницаемых пород рабочего горизонта. Вертикальные участки скважин крепятся обсадными трубами и цементируются. Холодная вода подается в скважину циркуляционным насосом 5.

При движении по скважинам и главным образом при фильтрации через продольные зоны дробления вода нагревается в результате теплообмена с высокотемпературным породным массивом. По скв. 4 она выводится на поверхность и поступает в теплообменник потребителя 6.

На основе решения дифференциального уравнения теплового баланса была получена расчетная формула для определения температуры воды при ее движении в скважине:

$$t_2 = t_1 e^{-Al} + \left(T_1 - \frac{K}{A} \right) (1 - e^{-Al}) + Kl, \quad (2)$$

где t_1, t_2 — температура воды в начале и в конце расчетного участка l , град; T_1, T_2 — естественная температура породного массива в начале и в конце расчетного участка l , град; $K = \frac{T_2 - T_1}{l}$ — градиент температуры на участке l , град/м; очевидно, в нисходящем потоке $K = \sigma$, в восходящем потоке $K = -\sigma$, где σ — гетермический градиент; $A = \frac{\pi d_{\text{скв}} K_{\tau}}{WC}$ — параметр, характеризующий интенсивность теплообмена; $d_{\text{скв}}$ — диаметр скважины, м; W — расход воды по скважине, кг/ч; C — удельная теплоемкость воды, ккал/кг·град; K_{τ} — коэффициент нестационарного теплообмена, ккал/м²·град·ч, определяемый по номограмме в зависимости от критериев Фурье и Био.

Нагрев воды при ее движении в зоне дробления для достаточно больших значений времени определялся по несколько видоизмененной формуле:

$$t_3 = t_2 e^{-A_{\text{др}} l_{\text{др}}} + \left(T_2 - \frac{K}{A_{\text{др}}} \right) (1 - e^{-A_{\text{др}} l_{\text{др}}}) + Kl_{\text{др}}, \quad (3)$$

где t_2, t_3 — температура воды на входе и на выходе из зоны дробления, град; T_2 — естественная температура пород рабочего горизонта системы, град; $l_{\text{др}}$ — суммарная длина зоны дробления, м; $A_{\text{др}} = \frac{\pi d_{\text{др}} K_{\tau}^1}{WC}$; $d_{\text{др}}$ — диаметр зоны дробления, м; K_{τ}^1 — коэффициент нестационарного теплообмена для зоны дробления, ккал/м²·град·ч.

Как следует из зависимостей (2) и (3), основным фактором, определяющим нагрев воды в этом варианте циркуляционных систем, является теплообмен потока воды с породным массивом, окружающим скважины и зоны дробления.

В другом варианте термоциркуляционной системы предусматривается фильтрация воды в зоне искусственной трещиноватости, образованной в породном массиве на рабочем горизонте системы. При достаточно больших объемах зоны и, видимо, более полном извлечении тепла, содержащегося в ее пределах и окружающем породном массиве, появляется возможность в несколько раз увеличить теплопроизводительность системы, существенно снизить себестоимость получаемого тепла и сроки окупаемости капиталовложений.

В этом варианте циркуляционных систем нагрев воды осуществляется в основном в результате теплообмена воды с трещиноватыми горными породами, в пределах теплового котла. Теплообмен с ненарушенным массивом имеет подчиненное значение. Учитывая огромную поверхность контакта воды с трещиноватыми породами, можно считать, что температура воды на выходе из котла будет равна средней температуре заключенных в нем и постепенно охлаждающихся пород. В первом приближении температура воды на выходе из котла для некоторого интервала времени $\Delta\tau_n$ определялась на основе уравнения теплового баланса следующим образом:

$$t(\Delta\tau_n) \approx \frac{t(\tau) + mt(\Delta\tau_{n-1})}{1 + m}, \quad (4)$$

где $t(\Delta\tau_n)$ — температура воды на выходе из теплового котла на конец интервала времени $\Delta\tau_n$, град; $t(\Delta\tau_{n-1})$ — то же на конец предыдущего интервала времени ($\Delta\tau_{n-1} = \Delta\tau_n$); $t(\tau)$ — температура воды на входе в

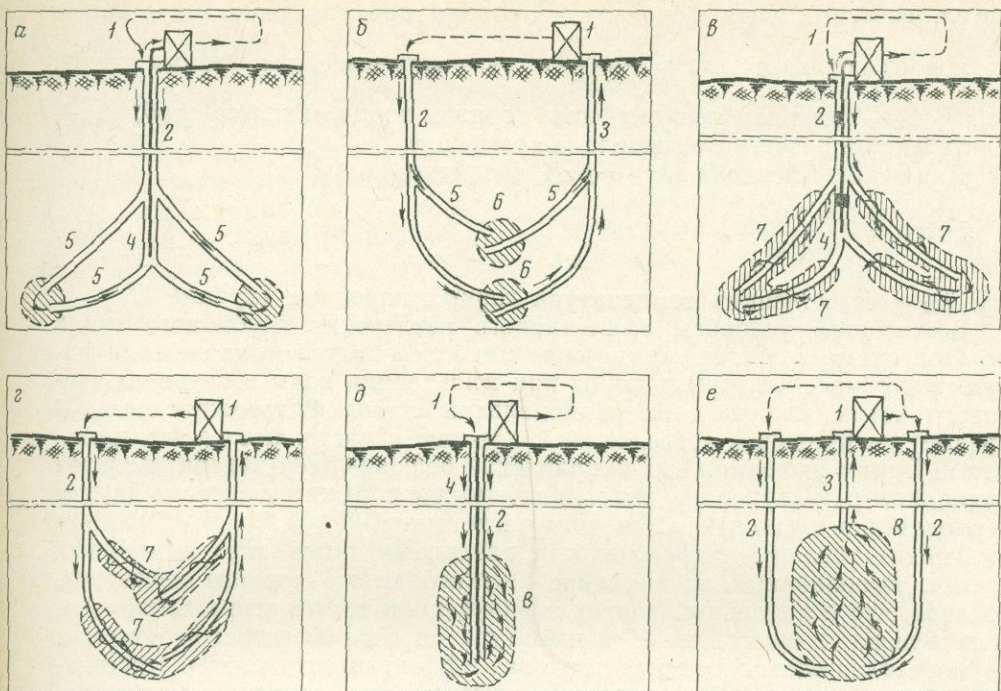


Рис. 1. Варианты циркуляционных систем извлечения тепла Земли

a — одиночная многозабойная скважина с соединительными зонами дробления; *б* — парные многозабойные скважины с соединительными зонами дробления; *в* — единичная многозабойная скважина с продольными зонами дробления; *г* — парные многозабойные скважины с продольными зонами дробления; *д* — одиночная скважина с объемной зоной искусственной трещиноватости; *е* — система скважин с объемной зоной искусственной трещиноватости

1 — технический комплекс на поверхности; 2 — нагнетательная скважина; 3 — эксплуатационная скважина; 4 — внутренняя теплоизолированная колонна труб; 5 — дополнительные искривленные стволы скважины; 6 — соединительные зоны дробления; 7 — продольные зоны дробления; 8 — объемные зоны искусственной трещиноватости

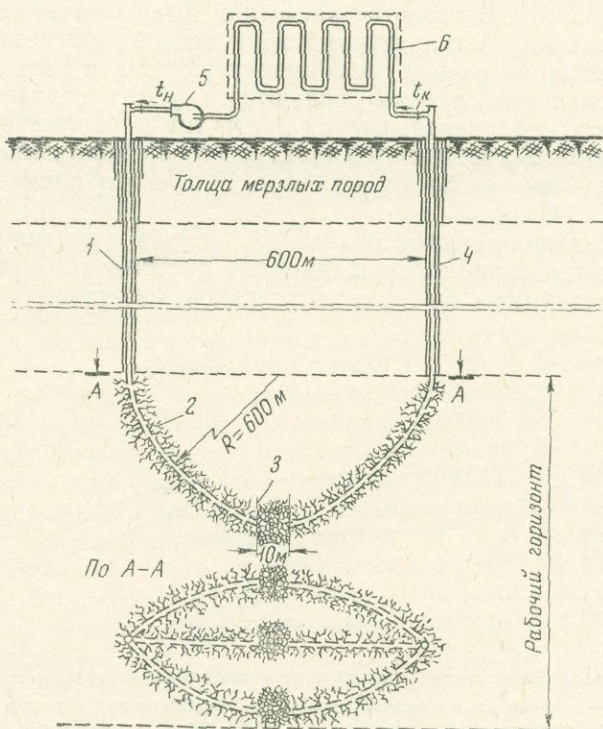


Рис. 2. Принципиальная схема циркуляционной системы с продольными зонами дробления

Объяснения в тексте

котел, соответствующая началу интервала времени $\Delta\tau_n$; $V_{др}$ — объем теплового котла, m^3 ; $m = \frac{V_{др} \gamma_n C_n}{W \Delta\tau}$; γ_n — удельный вес горных пород, $кг/м^3$; C_n — удельная теплоемкость горных пород, $ккал/кг \cdot град$; $\Delta\tau$ — длительность расчетного интервала времени, ч.

Для первого периода ($\Delta\tau_n = \Delta\tau_1$), очевидно,

$$t(\Delta\tau_1) = \frac{t(\tau) + mT_H}{1 + m}, \quad (5)$$

где T_H — естественная температура горных пород на глубине H .

Важнейшим условием эффективного извлечения глубинного тепла по этой схеме является обеспечение наиболее полного охлаждения нарушенного массива горных пород при фильтрации воды в пределах теплового котла. Определение рациональной схемы фильтрации воды — предмет специальных исследований, которые в настоящее время проводятся. Одним из возможных направлений решения этой задачи является циклическое регулирование гидродинамического режима системы путем периодического изменения давления нагнетания.

Анализ тепловой эффективности различных типов циркуляционных систем, выполненный по методике Ленинградского горного института, показал, что в начальный период эксплуатации температура теплоносителя близка к естественной температуре пород рабочего горизонта, а по мере охлаждения массива тепловая эффективность системы снижается постепенно, это и обеспечивает возможность получения достаточно высокого потенциала теплоносителя в течение длительного времени (рис. 3). В качестве расчетной была принята температура теплоносителя на 10-й год эксплуатации системы. Основными факторами, определяющими конечную температуру теплоносителя и тепловую производительность системы, являются глубина скважин, величина геотермического градиента, расход воды, тип и параметры теплового котла. Зависимость конечной температуры от расхода воды для различных значений глубины скважин и объема теплового котла 90 млн. m^3 показана на рис. 4.

При заданных значениях расхода и конечной температуры воды наиболее рациональный вариант системы выбирается с учетом величины геотермического градиента и экономических соображений.

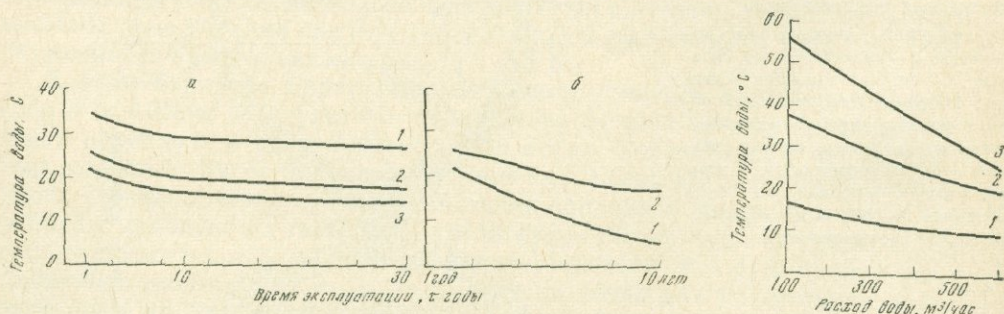


Рис. 3. Зависимость конечной температуры воды от времени эксплуатации системы

а — с продольными зонами дробления (геотермический градиент = 3 град/100 м, глубина скважины 3000 м, суммарная длина зон дробления 3600 м, расход воды W : 1 — $W=50$ $m^3/ч$; 2 — $W=100$ $m^3/ч$; 3 — $W=200$ $m^3/ч$); б — с объемной зоной искусственной трещиноватости объемом V : 1 — $V=9$ млн. m^3 ; 2 — $V=90$ млн. m^3 (глубина скважины 1500 м, геотермический градиент = 2 град/100 м, расход воды 100 $m^3/ч$)

Рис. 4. Зависимость конечной температуры от расхода воды и глубины скважин: 1 — $H=1200$ м; 2 — $H=2500$ м; 3 — $H=3500$ м; геотермический градиент = 2 град/100 м

Так, например, при величине геотермического градиента $3,3 \text{ град}/100 \text{ м}$ $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ воды с температурой 25°C на десятый год эксплуатации можно получить с помощью скважины глубиной 5850 м . При суммарной длине продольных зон дробления 1500 м глубина скважины может быть уменьшена до 4000 м , а с увеличением длины зон дробления до 3600 м глубина скважины уменьшается до 3000 м . С созданием зоны искусственной трещиноватости объемом 11 млн. м^3 глубину скважины можно уменьшить до 2000 м . Итак, увеличивая мощность теплового котла на рабочем горизонте, можно существенно снизить затраты на бурение скважин, которые ускоренно возрастают с увеличением глубины.

Капиталовложения на создание термоциркуляционных систем включают в себя: а) затраты, связанные с бурением и оборудованием глубоких скважин; б) затраты на создание подземных тепловых котлов; в) затраты на сооружение насосных установок, трубопроводов и прочих поверхностных сооружений.

Основная доля капиталовложений приходится на сооружение глубоких скважин. Оценка этих затрат была сделана по стоимости 1 пог. м бурения, которая в общем случае очень зависит от глубины бурения, условий производства работ и степени освоения технологии бурения в данном районе. Если стоимость 1 пог. м при бурении нефтяных скважин глубиной 3000 м в южных районах СССР составляет 260 руб., то в Якутии она поднимается до $400\text{—}500 \text{ руб.}$, а в условиях Чукотки достигает $800\text{—}1000 \text{ руб.}$

Текущие расходы, определяющие себестоимость тепловой энергии, состоят из. затрат на электроэнергию для привода насосных установок; амортизационных отчислений; затрат на текущий ремонт; заработной платы с отчислениями и прочих расходов.

Основными факторами, определяющими уровень текущих расходов, являются амортизационные отчисления и затраты на электроэнергию, зависящие от стоимости $1 \text{ квт} \cdot \text{ч}$ и удельного расхода электроэнергии на получение 1 Гкал тепла, который в свою очередь зависит от величины гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе. С увеличением эффективного диаметра скважин или увеличением их числа гидравлические сопротивления в системе уменьшаются, что приводит к сокращению расходов на электроэнергию, правда, возрастают капитальные вложения. Очевидно, что оптимальным будет такой вариант системы, при котором приведенные затраты на извлечение 1 Гкал тепла окажутся минимальными. Если при этом приведенные затраты будут ниже чем при получении тепла наиболее распространенным в данном районе способом, то извлечение глубинного тепла окажется экономически эффективным. Как показали расчеты, во многих районах Северо-Востока СССР, характеризующихся острым дефицитом тепла и высокой стоимостью топлива, извлечение тепла Земли экономически эффективно при удельных капиталовложениях, достигающих $80\text{—}100 \text{ руб}/\text{Гкал}$. В зависимости от назначения термоциркуляционных систем и конкретных условий использования теплоносителя экономический эффект может быть получен за счет:

а) сокращения (или исключения) расхода топлива и электроэнергии, заменяемых глубинным теплом;

б) увеличения объема производства и интенсификации технологических процессов, связанных с использованием теплой воды;

в) повышения производительности труда и сокращения эксплуатационных расходов при усовершенствовании и изменении режима работ, зависящих от условий тепловодоснабжения;

г) сокращения текучести и повышения квалификации рабочих при улучшении условий их труда и быта вследствие ликвидации сезонности в организации горных работ.

Применительно к нуждам горнопромышленного производства в северных районах использование глубинного тепла Земли позволит решить широкий комплекс технологических, горнотехнических и хозяйственных задач, связанных с длительным потреблением горячей или теплой воды и, в частности,

а) значительно увеличить продолжительность сезона оттайки мерзлых пород;

б) предохранить талые породы и дражные бассейны от зимнего промерзания с переходом к удлинённому сезону работы драг;

в) организовать зимнюю оттайку и промывку золотоносных песков, добытых шахтным способом, вместо их складирования до летнего промывочного сезона;

г) обеспечить подогрев и увлажнение рудничного воздуха в зимний период для снижения простудной заболеваемости горняков и уменьшения запыленности выработок;

д) повысить эффективность флотации оловянных, вольфрамовых и других руд путем подогрева пульпы на обогатительных фабриках;

е) создать таликовые бассейны или щели в толще мерзлых пород для аккумуляции поверхностных или надмерзлотных вод и их использования в системах водоснабжения.

В качестве иллюстрации эффективности использования глубинного тепла в технологических процессах горного производства в табл. 2 приводятся результаты расчетов технико-экономических показателей игловой гидрооттайки мерзлых пород без подогрева и с подогревом воды в циркуляционной системе, сделанных применительно к условиям драж-

Таблица 2

Технико-экономические показатели игловой гидрооттайки мерзлых песков

Показатели	Без подогрева воды	С подогревом воды в циркуляционной системе
Продолжительность периода оттаивания, сутки	90	365
Средняя температура воды, °С	6	20
Шаг расстановки игл, м	4	8
Общее количество точек погружения гидроигл	5750	1440
Средний расход воды на иглу, м ³ /ч	2	2
Средний срок действия иглы, сутки	32	32
Число одновременно действующих игл	2400	126
Общий расход воды, м ³ /ч	4800	252
Общая мощность двигателей на насосах, квт	720	120
Суммарные энергозатраты на насосах тыс. квт.ч/год	1560	1050
Стоимость электроэнергии при цене 0,125 руб/квт.час. тыс. руб.	195	131
Объем работ по бурению под гидроиглы, пог. м	57 500	14 400
Стоимость бурения при единичной стоимости 3,5 руб/пог. м, тыс. руб.	205	50,0
Число смен обслуживания в сутки	3,5	1
Стоимость вторичной паровой оттайки сезонной мерзлоты, тыс. руб.	35	—
Суммарные затраты, тыс. руб	435	181,5
Единичная стоимость оттайки, руб/м ³	0,55	0,23

ного полигона в Чаунском районе Чукотского национального округа. В первом случае предусматривается использование речной воды, доступной 90 суток в году и имеющей за этот период среднюю температуру 6°C ; во втором варианте предполагается использовать термоциркуляционную систему, обеспечивающую подогрев $260\text{ м}^3/\text{ч}$ оборотной воды с $7-10^{\circ}$ до 20°C . Повышение температуры воды позволяет увеличить радиус действия одной иглы и тем самым сократить расходы на буровые работы, которые составляют сейчас около половины стоимости сезонной гидрооттайки. Годовой объем пород, подлежащих оттаиванию, принят в обоих случаях равным 800 тыс. м^3 , мощность оттаиваемого слоя 10 м , площадь участка оттаивания 80 тыс. м^2 . Как следует из табл. 2, использование тепла Земли позволит сократить затраты на оттаивание одинакового объема пород в 2,4 раза. Однако гораздо более важный результат изменения условий тепловодоснабжения — это возможность значительного увеличения добычи полезного ископаемого за счет роста производительности драг и увеличения продолжительности дражного сезона. В настоящее время годовая производительность 250-литровой драги при длительности дражного сезона 100—120 дней не превышает из-за низкого качества оттаивания мерзлых песков $400-500\text{ тыс. м}^3$. Как показывают приведенные в табл. 2 расчеты, использование глубинного тепла позволило бы увеличить годовой объем оттайки еще на 800 тыс. м^3 , что означает увеличение годовой производительности драги в 2,5—3 раза. Произведенные затраты на переработку 1 м^3 горной массы снижаются на 22%, что обеспечивает годовой экономический эффект на одну драгу около 600 тыс. руб.

Выполненные исследования показывают целесообразность дальнейшего развития научно-исследовательских, проектно-изыскательских и опытно-промышленных работ для реализации нового способа извлечения глубинного тепла Земли.

Литература

Щербань А. Н., Кремнев О. А. Научные основы расчета и регулирования теплового режима глубоких шахт, т. I. Киев, Изд-во АН УССР, 1959.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Б. К. КОЗЛОВ

Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского

Развитие народного хозяйства страны наряду с использованием в энергетических целях гидроэнергии и топлива ставит задачу вовлечения в хозяйственный оборот тепла Земли в виде геотермальных вод, имеющих широкое распространение в земной коре.

Геотермальная электроэнергия — проблема будущего. Она будет развиваться в виде автономных малых геотермальных электростанций мощностью, исчисляемой десятком тысяч киловатт, и крупных геотермальных электростанций мощностью в сотни тысяч киловатт.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

С точки зрения экономической выгоды необходимо полностью использовать тепловой потенциал термальных вод. Верхний перепад температур, соответствующий начальной температуре 130°C и выше, должен быть сработан в паротурбинных установках, вырабатывающих электроэнергию. Более низкий перепад температур должен быть использован на отопление и горячее водоснабжение. Параллельно низкий потенциал термальных вод может быть использован на производственные нужды, в том числе и на агротехнические — в теплицах и парниковых хозяйствах.

Последовательно термальные воды как несущие химические элементы должны быть использованы в химическом производстве в целях извлечения из них борных соединений, серы, хлористого аммония, йода, брома, лития и других элементов.

Только комплексное решение поставленных задач обеспечивает целесообразность использования геотермальных вод в народном хозяйстве.

Структура и экономичность схемы комплексного использования геотермальных вод зависят в первую очередь от начальных и конечных параметров теплоносителя, конструкции теплообменных аппаратов, типа тепловых двигателей и других факторов.

На рис. 1 представлена схема комплексного использования геотермальной воды в электроэнергетических и теплоэнергетических целях. Геотермальная вода из скважин, пройдя поверхности нагрева трех параллельно работающих испарителей, поступает в дегазатор. Из дегазатора насосом вода подается в первую, а затем вторую и третью ступени испарителя. Образовавшийся в испарителях пар направляется в паровую турбину. Механическая энергия, полученная на валу турбины, в генераторе преобразуется в электрическую энергию. Отработавший пар из турбины поступает в конденсатор, где он конденсируется, смешиваясь с водой, поступающей из градирни. Циркуляционная вода с добавлением конденсата насосом направляется на охлаждение в градирню.

После испарителей геотермальная вода насосом направляется в системы отопления, горячего водоснабжения и агротехники. Небаланс расходов геотермальной воды во времени выравнивается баком-аккумулятором.

Принципиальная схема двухцелевого электроэнергетического и химического использования геотермальных вод представлена на рис. 2. Из скважины пароводяная смесь с температурой 150°C и выше поступает в расширитель, где вследствие наличия перепада давлений происходит выделение пара, который направляется в первый и последующие отсеки турбины. Отделившаяся в первом расширителе термальная вода последовательно перепускается через дроссели в вакуумные расширители. Образовавшийся в расширителях пар направляется в соответствующие вакуумные отсеки турбины, где он, в конечном счете, расширяясь до конденсаторного давления $0,04 \text{ ата}$, производит работу, а затем конденсируется в смешивающем конденсаторе. Вода после расширителей, как имеющая более высокую концентрацию химических веществ, чем исходная геотермальная вода, направляется на химзавод для извлечения из нее химических продуктов. Циркуляционная вода из конденсатора поступает через насос в бассейн градирни.

Тепловая экономичность электроэнергетической схемы использования собственно пароводяной смеси или пароводяной смеси, получаемой из

Рис. 1. Комплексная схема электроэнергетического и теплоэнергетического использования геотермальных вод

1 — скважина; 2, 3, 4 — испарители; 5 — дегазатор; 6 — насос дегазатора; 7 — паровая турбина; 8 — электрогенератор; 9 — конденсатор; 10 — циркуляционный насос; 11 — насос теплоснабжающей системы; 12 — отопительная система; 13 — система горячего водоснабжения; 14 — бак-аккумулятор; 15 — насос агротехнической системы

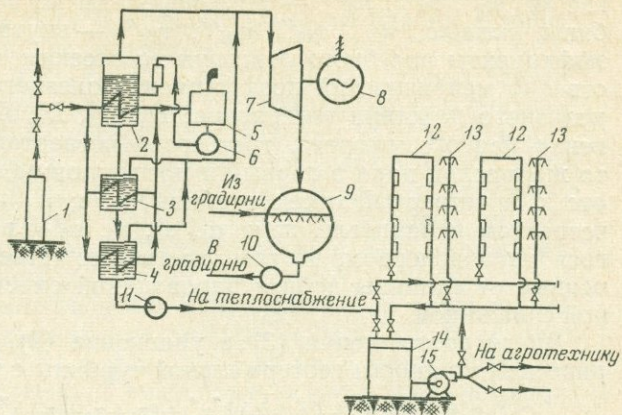
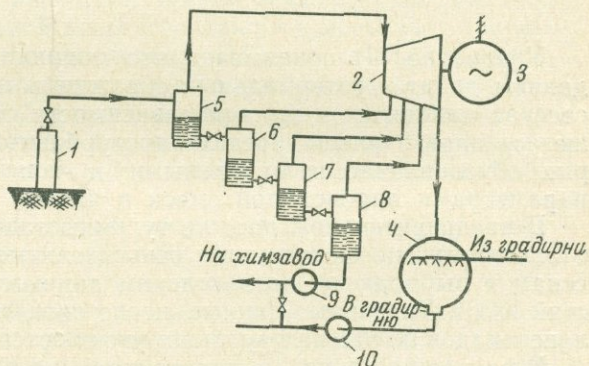


Рис. 2. Комплексная схема электроэнергетического и химического использования геотермальных вод

1 — скважина; 2 — паровая турбина; 3 — электрогенератор; 4 — конденсатор; 5 — расширитель избыточного давления; 6, 7, 8 — вакуумные расширители; 9 — насос химически концентрированной геотермальной воды; 10 — циркуляционный насос



геотермальных вод, определяется в конечном счете расходом смеси, приходящимся на единицу выработанной электроэнергии

$$N_{уд} = \frac{G}{W} = \frac{G_0 h}{N_s h} \quad (1)$$

где G — затраченное количество пароводяной смеси, кг; G_0 — дебит геотермальной скважины, кг/ч; W — выработанное количество электроэнергии, кВт; N_s — электрическая мощность турбинной установки, кВт; h — число часов работы геотермальной электростанции, ч.

Согласно схеме установки (см., рис. 2), мощность турбогенератора, турбина которого состоит из четырех отсеков, может быть выражена формулой:

$$N_s = \frac{D_1 h'_0 \eta'_{0i} + (D_1 + D_2) h''_0 \eta''_{0i} + (D_1 + D_2 + D_3) h'''_0 \eta'''_{0i} + (D_1 + D_2 + D_3 + D_4) h''''_0 \eta''''_{0i} \eta_M \eta_T}{860} \quad (2)$$

Обозначим

$$\alpha_1 = \frac{D_1}{D_0}; \quad \alpha_2 = \frac{D_2}{D_0}; \quad \alpha_3 = \frac{D_3}{D_0}; \quad \alpha_4 = \frac{D_4}{D_0}, \quad (3)$$

тогда остаточная жидкость в четвертом расширителе, т. е. концентрированная геотермальная вода, идущая на химическую переработку, может быть определена по уравнению

$$G_{ост} = G_0 [1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4)], \quad (4)$$

где $h_0', h_0'', h_0''', h_0''''$ — теплоперепады по отсекам геотермальной турбины, ккал/кг; $\eta_{0i}', \eta_{0i}'', \eta_{0i}''', \eta_{0i}''''$ — внутренние относительные коэффициенты полезного действия по отсекам турбины; η_M, η_T — соответственно механический коэффициент полезного действия и коэффициент полезного действия генератора; D_1, D_2, D_3, D_4 — дебит пара соответственно первого, второго, третьего и четвертого испарителей, или, что то же, расход пара в первый и последующие отсеки, третий и четвертый отсек, в четвертый отсек турбины, кг/ч; $G_{ост}$ — остаточная жидкость в четвертом испарителе, кг/ч; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ — весовые доли образовавшегося пара в первом, втором, третьем и четвертом расширителях, полученные от единицы дебита пароводяной смеси, выдаваемой геотермальной скважиной.

Внося соотношения (3) в уравнение (2), найдем выражение электрической мощности геотермальной турбины с четырьмя отсеками в виде:

$$N_s = \frac{G_0 \eta_M \eta_T [\alpha_1 h_0' \eta_{0i}' + (\alpha_1 + \alpha_2) h_0'' \eta_{0i}'' + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) h_0''' \eta_{0i}''' + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4) h_0'''' \eta_{0i}'''']}{860} \quad (5)$$

Уравнение (5) показывает, что мощность паровой турбины при заданном дебите геотермальных скважин и адиабатических перепадах в отсеках находится в прямой зависимости от весовых долей образовавшегося пара в расширителях паротурбинной установки, значение которых обуславливается начальными и конечными термодинамическими параметрами пароводяной смеси и числом ступеней расширения.

В предварительном расчете турбины задаются числом расширителей и их давлениями, оцениваются относительные индикаторные КПД по отсекам и выбираются по заводским данным механический и электрический КПД. Указанные данные, после окончательного распределения теплоперепадов по отсекам турбины, уточняются.

В случае заданной мощности турбины и известных указанных выше параметрах дебит скважины по термальной воде определяется по формуле:

$$G_0 = \frac{860 N_s}{\eta_M \eta_T [\alpha_1 h_0' \eta_{0i}' + (\alpha_1 + \alpha_2) h_0'' \eta_{0i}'' + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) h_0''' \eta_{0i}''' + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4) h_0'''' \eta_{0i}'''']} \quad (6)$$

Для геотермальной турбины с одним отсеком и параллельно работающими испарителями-расширителями, что имеет место в схеме рис. 1, формулы выражения мощности и дебита скважин геотермальной воды претерпевают изменения.

Формула мощности:

$$N_s = \frac{D h_0 \eta_{0i} \eta_M \eta_T}{860} \quad (7)$$

Формула потребного дебита скважин:

$$G_0 = \frac{860 N_s}{\alpha h_0 \eta_{0i} \eta_M \eta_T} \quad (8)$$

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Задача наиболее полного использования температурного потенциала и дебита геотермальных вод может быть успешно решена в теплоэнергетике. В этом случае могут быть высокоэффективно использованы ка-

питательные вложения. Их фактические удельные значения, приходящие на единицу установленной теплопроизводительности или на единицу отпущенного тепла, обычно вполне приемлемы.

Это решение может быть достигнуто и при обычных схемах геотермального теплоснабжения и при схемах теплоснабжения с дополнительным нагревом вод за счет органического топлива или электроэнергии.

На рис. 3 изображена схема использования геотермальных вод с начальной температурой 70—100° С. Геотермальная вода из скважины поступает в подающую магистраль тепловой сети, из которой она подается в отопительные приборы зданий. Из приборов вода с температурой 40—60° С через обратную магистраль поступает в систему горячего водоснабжения или сливается в бак-аккумулятор, из которого насосом направляется на использование в теплицы и парники. В случаях пиковой нагрузки (между 19 и 21 часом) вода из бака может быть направлена насосом через переключку в водосборную магистраль на горячее водоснабжение.

Расчет геотермальной теплоснабжающей установки следует вести на наружную температуру 0,8 от расчетной зимней температуры. Это снижает потребный дебит термальной воды от скважин и повышает использование установленной мощности последних. Однако, чтобы на протяжении 100—120 часов в году обеспечить заданную температуру воздуха в здании, при фактической минимальной температуре наружного воздуха, в системе следует предусмотреть или котлы для нагрева геотермальной воды, работающие на газомазутном топливе, или электрические подогреватели.

Геотермальная термокомпрессорная установка, использующая низкопотенциальные термальные воды (55—60° С), существенно упрощает схему и повышает экономичность системы теплоснабжения.

Согласно рис. 4, иллюстрирующему схему установки, термальная вода из скважины поступает в расширитель, находящийся под вакуумом 0,15—0,3 ата, где частично расширяется. Образовавшийся пар поступает в термокомпрессор, где сжимается до давления 1,2—1,5 ата, после чего поступает в подогреватель, куда одновременно подается термальная вода из скважины. Термальная вода из подогревателя при более высокой температуре насосом подается в отопительную систему. После отопительной системы вода через сборную магистраль поступает

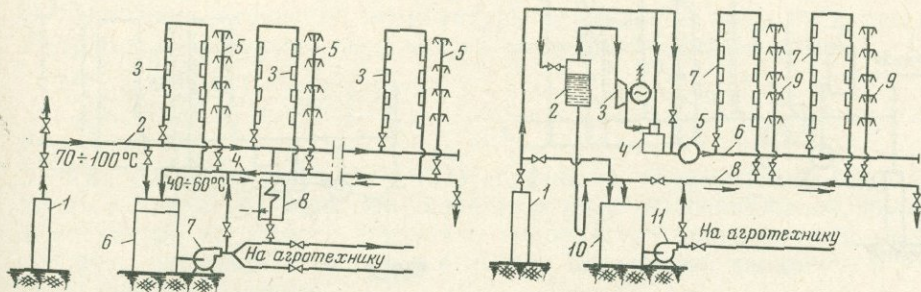


Рис. 3. Двухтрубная система геотермального теплоснабжения

1 — скважина; 2 — водоподающая магистраль; 3 — отопительная система; 4 — водосборная магистраль; 5 — система горячего водоснабжения; 6 — бак-аккумулятор; 7 — насос; 8 — водоподогревающий котел

Рис. 4. Двухтрубная система геотермального теплоснабжения с термокомпрессором

1 — скважина; 2 — расширитель; 3 — термокомпрессор; 4 — подогреватель; 5 — насос; 6 — водоподающая магистраль; 7 — отопительная система; 8 — сборная магистраль; 9 — система горячего водоснабжения; 10 — сборный бак; 11 — насос

в систему горячего водоразбора. Избыточная термальная вода после отопительной системы и неиспарившаяся вода в испарителе дренируются в сборный бак, а из последнего насосом подаются на отопление парников и теплиц. При низких отопительных нагрузках термальная вода без подогрева по обводной линии может поступить непосредственно к насосу и далее в отопительную систему и на горячее водоснабжение. При отсутствии отопительной нагрузки термальная вода может поступать непосредственно в сборный бак, а из него через насос на горячее водоснабжение и на агротехнические нужды.

Расход тепла на геотермальное теплоснабжение складывается из тепла, пошедшего на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, агротехнику и тепловые потери.

Использование низкотемпературных вод для целей отопления технически вполне возможно. Однако вследствие небольшого температурного перепада в указанном случае требуется повышенный расход геотермальной воды, а следовательно, сооружение дополнительных скважин и наземных коммуникаций, что в значительной степени удорожает теплоэнергетический объект, так как затраты в скважины составляют около 70—80% от общих капиталовложений.

В указанных условиях заслуживает внимания однотрубная система теплоснабжения с применением догрева геотермальной воды во внешнем источнике. У такой системы теплоснабжения нет сброса обратной воды в канализацию после отопительных приборов.

При однотрубной системе геотермального теплоснабжения с догревом дебит скважин определяется безвозвратным расходом термальной воды в сфере промышленного и горячего водоснабжения, так как верхний температурный потенциал, затрачиваемый на отопление, частично обеспечивается за счет внешнего теплового источника. В свою очередь более глубокое охлаждение геотермальной воды в отопительных приборах (40—50° С) повышает расход воды на горячее водоснабжение.

Однотрубная система геотермального теплоснабжения с догревом воды в котельной представлена на рис. 5. Из скважин вода идет в пароводяной теплообменник, обогреваемый паром, поступающим из котла, работающего на органическом топливе. Рабочий цикл котла обеспечи-

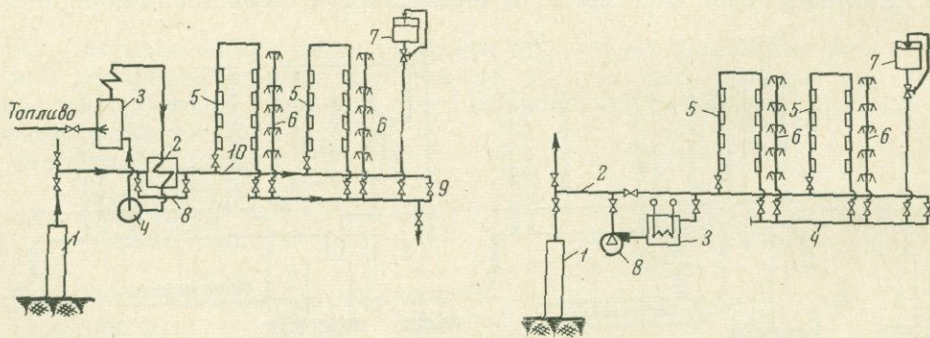


Рис. 5. Однотрубная система геотермального теплоснабжения с паровым догревом воды в котельной
1 — скважина; 2 — пароводяной теплообменник; 3 — паровой котел; 4 — питательный насос; 5 — отопительная система; 6 — система горячего водоснабжения; 7 — бак-аккумулятор; 8 — обвод термальных вод; 9 — перемычка летнего режима; 10 — однотрубная магистраль

Рис. 6. Однотрубная система геотермального теплоснабжения с электрическим догревом
1 — скважина; 2 — теплоснабжающая магистраль; 3 — электродкотел; 4 — линия горячего водоснабжения; 5 — система отопления; 6 — система горячего водоснабжения; 7 — бак-аккумулятор; 8 — насос электродкотла

вает питательный насос. В пароводяном теплообменнике термальная вода догревается до температуры, которая обеспечивает, в соответствии с наружной температурой, расчетный расход тепла и равенство расхода воды на отопление и горячее водоснабжение.

Из теплообменника горячая вода требуемой температуры поступает в отопительные системы жилых домов, а из последних направляется в систему горячего водоснабжения. Для выравнивания суточного графика потребления горячей воды в схеме предусматривается установка бака-аккумулятора. В летний период система догрева воды и система отопления могут быть выключены, а термальная вода направлена непосредственно на горячее водоснабжение.

Однотрубная система теплоснабжения на базе термальных вод с электрическим догревом представлена на рис. 6. Термальная вода из скважины подается непосредственно в распределительную теплоснабжающую магистраль. В случае необходимости догрева воды она через шунт направляется в электродкотел, а из него в теплоснабжающую магистраль. Догрев термальной воды производится в соответствии с наружной температурой воздуха, расчетной потребностью тепла и равенства расхода воды на отопление и горячее водоснабжение.

После отопительных систем термальная вода поступает на горячий водоразбор или в бак-аккумулятор. Регулирование подачи тепла на отопление осуществляется изменением подачи термальной воды в электродкотел и в прямую магистраль.

Схема с использованием на догрев электроэнергии в течение 120—160 час. в году приемлема в условиях провала графика нагрузки в энергосистеме и обеспеченности в этот период геотермальных установок электроэнергией.

Тепловой и материальный балансы системы теплоснабжения для случая однотрубной системы с догревом выражены следующими соотношениями:

$$G_{\text{СКВ}} = G_{\text{ГВ}} = G_{\text{Д}} + G_{\text{П}}, \quad (9)$$

$$G_{\text{СКВ}} t'_{\text{Г}} = G_{\text{Д}} t_{\text{Д}} + G_{\text{П}} t_{\text{СКВ}}, \quad (10)$$

где $G_{\text{Д}}$, $t_{\text{Д}}$ — расход и температура жидкости, подвергаемой догреву; $G_{\text{П}}$, $t_{\text{СКВ}}$ — расход и температура жидкости, поступающей через переключку непосредственно в магистраль теплоснабжения.

Динамика изменения температуры термальной воды на входе в систему теплоснабжения выражается следующей зависимостью:

$$t' = t'' \left[\frac{x_{\text{Г}}^{\text{Г}} r h}{q} (t_{\text{В}} - t_{\text{Н}}) + 1 \right]. \quad (11)$$

Как видно из равенства (11), главными параметрами, определяющими температуру воды при входе в систему теплоснабжения, являются температура наружного воздуха и температура воды, идущей на горячее водоснабжение, так как все прочие параметры, входящие в равенство, зафиксированные.

Динамика изменения расхода воды в системе догрева и расхода воды через переключку соответственно выражаются следующими зависимостями:

$$\alpha = \frac{G_{\text{Д}}}{G_{\text{ГВ}}} = \frac{x_{\text{Г}}^{\text{Г}} r h}{q} \frac{t'' (t_{\text{В}} - t_{\text{Н}})}{t_{\text{Д}} - t_{\text{СКВ}}} + \frac{t'' - t_{\text{СКВ}}}{t_{\text{Д}} - t_{\text{СКВ}}}, \quad (12)$$

$$1 - \alpha = \frac{G_{\text{П}}}{G_{\text{ГВ}}} = \frac{1}{t_{\text{Д}} - t_{\text{СКВ}}} \left\{ t_{\text{Д}} - t'' \left[\frac{x_{\text{Г}}^{\text{Г}} r h}{q} (t_{\text{В}} - t_{\text{Н}}) + 1 \right] \right\}. \quad (13)$$

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Использование термальных вод в энергетических целях в ряде случаев происходит при благоприятных естественных условиях, в частности при возобновляемости воды и тепла без топливных затрат. Однако около 70% общих затрат по геотермальным установкам составляют капитальные затраты и амортизационные отчисления. В связи с указанным рациональное использование термальных вод требует разработки оптимальных схем и выбора оптимальных параметров для геотермальных электростанций и установок. Оптимальные технические и экономические параметры могут быть установлены только на основе анализа общей совокупности термодинамических, термокинетических, технологических, географических, строительных и других факторов.

Критерием технико-экономической оценки эффективности сооружения энергетических установок, использующих геотермальные воды, служат приведенные затраты, которые являются главными, но не решающими при выборе геотермальной системы электро- и теплоснабжения на базе геотермальных вод.

В работе определены суммарные приведенные и удельные приведенные затраты по объекту, когда капитальные вложения, ежегодные издержки производства и объем продукции меняются по годам расчетного периода, за пределами которого объекты не требуют капвложений, а ежегодные издержки производства и объем продукции для каждого из сравниваемых вариантов остаются постоянными, осуществлялось по нижеприведенным формулам:

$$Z_{\tau}^{np} = \rho \sum_{t=1}^{t=T} (K_t + I_t) (1 + \rho)^{\tau-t} + (1 + \rho)^{\tau-T}, \quad (14)$$

где I_n — годовые издержки нормальной эксплуатации, т. е. года освоения проектной мощности; K_t — капиталовложения в год « t »; I_t — издержки в год « t »; T — величина расчетного периода; τ — год, к которому приводятся затраты.

В частном случае, если приведение осуществляется к последнему году расчетного периода, т. е. $\tau = T$, формула приведенных затрат принимает вид

$$Z_{\tau}^{np} = \rho \sum_{t=1}^{t=T} (K_t + I_t) (1 + \rho)^{T-t} + I_n. \quad (15)$$

Для анализа суммарных приведенных и удельных приведенных затрат целесообразно представить каждую статью затрат в зависимости от параметров оборудования, конструктивной и тепловой схем, условий изготовления и монтажа оборудования, а также затрат, связанных со строительством и эксплуатацией электростанций.

В случае единовременного вложения капитала приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = I + \rho K. \quad (16)$$

В состав годовых издержек производства включены расходы по амортизации, содержанию и обслуживанию. По капиталовложениям учтены расходы в сооружение скважин, тепловых сетей, насосных установок, баков-аккумуляторов.

Как показал анализ, технико-экономические показатели, рассчитанные в соответствии с изложенным выше методом для гипотетической геотермической электростанции в районе Паужетских термальных источ-

ников западной части Камчатки, имеют преимущества перед показателями электростанций той же мощности, работа которых предусмотрена на органическом топливе. Так, показатели геотермальной электростанции при установленной мощности в 5000 кВт и годовой выработке электроэнергии 25 млн. кВт·ч получили значение: общая стоимость строительства — 2400 тыс. руб., а объектов основного производства — 1970 тыс. руб. Стоимость установленного 1 кВт около 400 руб/кВт, себестоимость электроэнергии 0,65 коп/кВт·ч. Следует указать на то, что себестоимость электроэнергии дизельной электростанции Озерновского рыбокомбината, расположенного в устье р. Паужетки, составляет 13,6 коп/кВт·ч. В условиях Камчатки для Озерновского объекта сооружение геотермальной электростанции мощностью 5000 кВт по сравнению с дизельной электростанцией окупится в 0,65 года.

В случае отпуска геотермической электростанцией наряду с электроэнергией в количестве 25 млн. кВт·ч в год и тепловой энергии в виде горячей воды с температурой в 100°С в количестве 450 т/ч, или 25 Гкал/ч, технико-экономические показатели получают следующие значения: общая стоимость строительства 2500 тыс. руб., в том числе объекты основного производства 2070 тыс. руб., из которых на выработку электроэнергии 725 тыс. руб. и на выработку тепла 1345 тыс. руб., стоимость установленного 1 кВт 150 руб., стоимость установленной 1 Гкал/час 54 тыс. руб., себестоимость электроэнергии 0,25 коп/кВт·ч, себестоимость тепла 1,0 руб/Гкал. Распределение затрат между электрической и тепловой энергией произведено пропорционально расходу тепла на соответствующий вид энергии. Таким образом, приведенные результаты технико-экономических расчетов показывают, что строительство геотермальных электростанций на Камчатке, где любое строительство стоит в 2,5 раза дороже, чем в Европейской части СССР, экономически эффективно.

Для гипотетической геотермической электростанции в районе Махачкалы, вследствие более глубокого бурения скважин (до 4000—4500 м), стоимость строительства электростанций будет на 25—50% выше, чем обычной тепловой электростанции. Однако благодаря низкой себестоимости электроэнергии и тепла указанные дополнительные капиталовложения быстро окупятся. Гипотетическая электростанция данного района мощностью 12 000 кВт с теплоотдачей во внешнюю сеть 160 Гкал/ч имеет следующие технико-экономические показатели: годовой отпуск электроэнергии 1000 млн. кВт·ч, годовой отпуск тепла 360 тыс. Гкал, стоимость установленного 1 кВт 255 руб/кВт, стоимость установленной 1 Гкал/ч 23 тыс. руб., стоимость электроэнергии 0,20 коп/кВт·ч, стоимость тепла у потребителя 1,0 руб/Гкал.

В соответствии с методом расчета произведена оценка экономичности геотермального теплоснабжения гипотетического населенного пункта в районе Алма-Аты. Были приняты следующие исходные данные: дебит скважины 50 м³/ч, число скважин 6, температура воды на устье скважины 100°С, используемый перепад температур для отопления 40° — со 100 до 60°С, используемый температурный потенциал для горячего водоснабжения 40° — с 60 до 20°С, глубина скважины 1500 м, длина тепловой сети от скважины до пункта потребления горячих вод 15 км, мощность насосно-моторной установки 180 кВт, объем бака-аккумулятора принят равным 10% суточного расхода воды по скважинам.

Шесть скважин с дебитом 300 м³/ч обеспечивают отдачу тепла в 30 Гкал/ч, за счет чего может быть осуществлено теплоснабжение города с числом жителей около 20—25 тыс. человек.

Удельные расчетные затраты, приходящиеся на единицу отпущенного тепла для рассматриваемых условий, в большей мере зависят от годового числа часов использования максимальной производительности.

Так, например, для 2000 час. они составляют $4 \div 7,5$, для 3000 час. — $2,6 \div 5,0$, а для 4000 — $2,0 \div 3,8$ руб/Гкал.

Переход от более простой схемы к более сложной приводит к увеличению расчетных затрат на 10—12%.

Себестоимость единицы тепла складывается из следующих составных частей: себестоимость добычи геотермальной воды 27—30%, себестоимость транспорта воды по магистральным трубопроводам 35%, себестоимость аккумулирования воды 0—4% и себестоимость распределения термальной воды в городе 31—35%.

Оценка технико-экономической эффективности использования геотермальных вод для теплоснабжения показала, что при современном уровне техники использования геотермальных источников тепла возможно создание экономически эффективных систем теплоснабжения населенных пунктов.

Расчет показал, что себестоимость единицы тепла, получаемого от геотермальной системы теплоснабжения, оказывается сопоставимой с себестоимостью тепла, получаемого от отопительных котельных больших городов. Доля эксплуатационных расходов в удельных приведенных затратах составляет 33—35%.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

О. А. КРЕМНЕВ, В. Я. ЖУРАВЛЕНКО, А. В. ШУРЧКОВ

Институт технической теплофизики АН УССР

В настоящее время решены многие технические вопросы использования термальных вод для теплоснабжения. Менее изученными пока остаются вопросы технико-экономической эффективности геотермических источников тепла в различных районах страны с учетом их геотермических, климатических и экономических условий. Это обстоятельство в значительной мере препятствует широкому использованию термальных вод в народном хозяйстве. Целью настоящего исследования является оценка по укрупненным показателям условий экономической целесообразности использования геотермальных источников тепла для теплоснабжения в ряде районов СССР.

Непосредственным источником тепла в системах геотермального теплоснабжения служат эксплуатационные скважины.

Полезная тепловая мощность геотермальной скважины определяется ее дебитом и используемым перепадом температур. Температура термальной воды на устье скважины зависит от геотермических условий района и глубины скважины и может быть определена по формуле:

$$t = t_0 + \frac{H - H_0}{\Gamma}, \quad (1)$$

где H_0 — глубина залегания слоя постоянной температуры, м; t_0 — температура пород на глубине H , °С; H — глубина скважины, м; Γ — геотермальная ступень в рассматриваемом интервале глубины, м/град.

С учетом формулы (1) получаем следующее уравнение для определения полезной тепловой мощности геотермальной скважины:

$$Q_c = Gc^p \left(t_0 + \frac{H - H_0}{\Gamma} - t_2 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

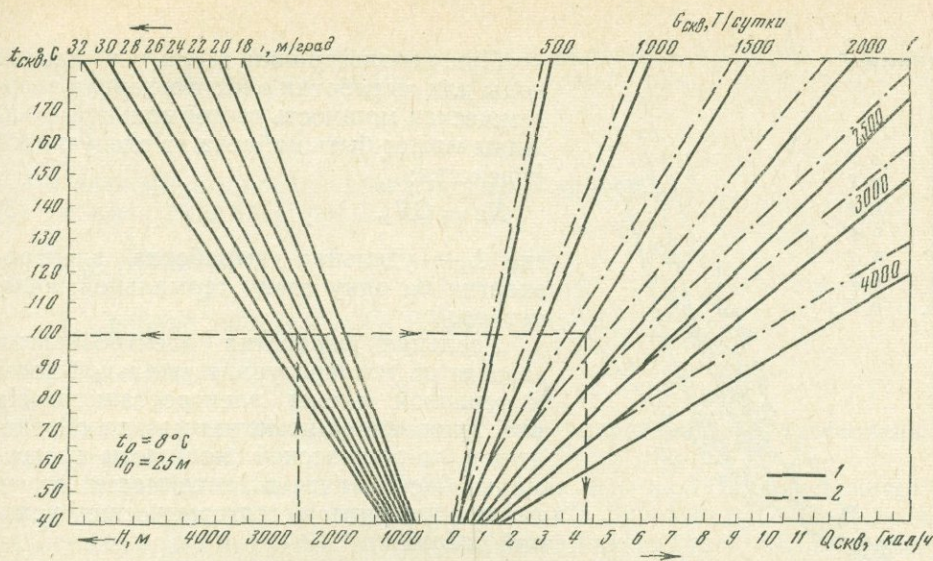


Рис. 1. Номограмма для определения полезной тепловой мощности геотермальной скважины
 Конечная температура термальной воды: 1 — 30° С; 2 — 40° С

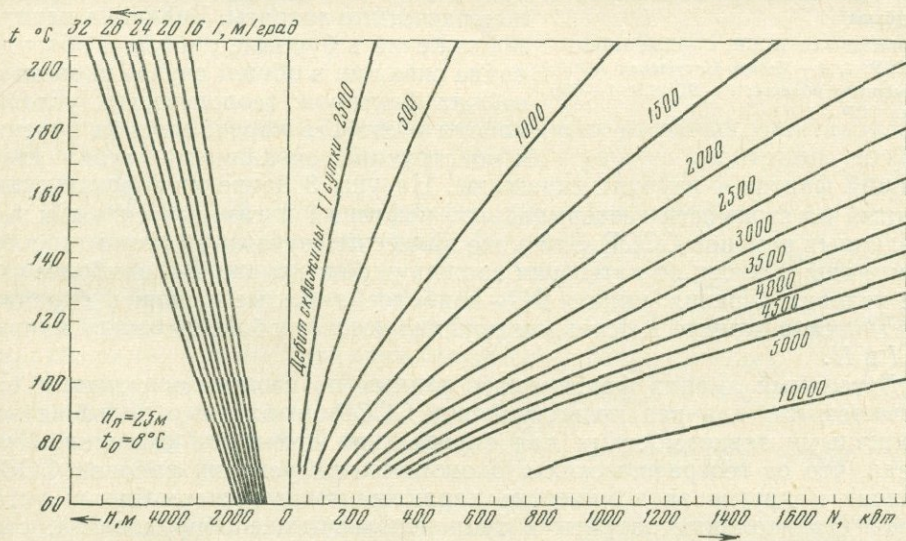


Рис. 2. Номограмма для определения энергетической мощности геотермальной скважины

где G — дебит скважины, т/ч; t_2 — температура термальной воды после теплоиспользующей установки, °С.

Одним из важных требований к установкам, использующим термальные воды, является обеспечение глубокого охлаждения воды. Это достигается созданием систем комплексного использования тепла с учетом нагрузок отопления, горячего водоснабжения и других видов потреблений, а также применением систем низкотемпературного отопления. Расчеты показывают, что при использовании указанных систем среднесезонная температура сбрасываемой воды может равняться 30—40°.

На рис. 1 приведена номограмма для определения полезной тепловой мощности геотермальных скважин в районах с различными геотермическими условиями.

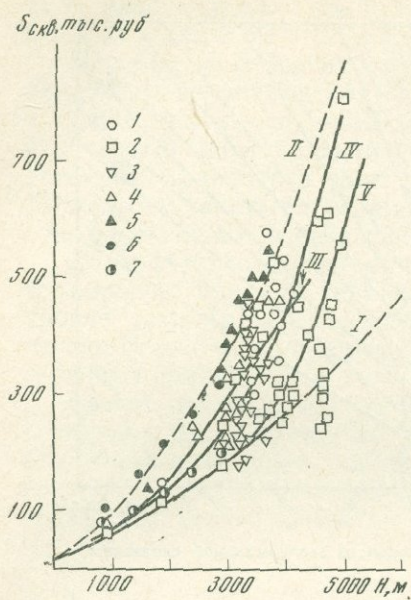


Рис. 3. Зависимость стоимости скважины от глубины

1 — Дагестанская АССР; 2 — Азербайджанская ССР; 3, 4 — Чечено-Ингушская АССР; 5 — Крымская область; 6 — РСФСР; 7 — Казахская ССР

нейший фактор — глубина скважины. На рис. 3 приведены фактические данные по стоимости геотермальных, нефтяных и газовых скважин для различных районов СССР. Здесь же нанесены расчетные стоимости скважин в зависимости от категории горных пород: кривая I — наиболее легкие условия бурения, кривая II — наиболее тяжелые условия бурения. Фактические данные в основном группируются в области между кривыми I и II.

Детальный анализ фактических данных по стоимости скважин показывает, что для различных районов СССР необходимо пользоваться различными зависимостями для определения стоимости скважин. Учитывая, что от географических и экономических условий районов СССР зависят и другие экономические характеристики геотермальных установок (капитальные затраты в теплоиспользующее оборудование, стоимость топлива и электроэнергии и др.), представляется целесообразным рассматривать вопросы эффективности использования тепла термальных вод применительно к определенным районам СССР.

С учетом вышеизложенного усреднением фактических данных по нефтяным, газовым и геотермальным скважинам найдены зависимости для определения стоимости скважин в отдельных районах СССР, перспективных для использования термальных вод.

1. Дагестанская АССР, Чечено-Ингушская АССР:

$$S = 17H^{1,2}; \quad 700 \text{ м} < H < 3000 \text{ м}; \quad (4)$$

$$S = 0,76 \cdot 10^{-3}H^{2,44}; \quad 3500 \text{ м} < H < 5000 \text{ м}. \quad (5)$$

Эти зависимости представлены на рис. 3 кривыми III и IV.

2. Крымская область:

$$K_{\text{скв}} = 3,5 \cdot H^{1,2}. \quad (6)$$

При использовании тепла термальной воды для выработки электроэнергии энергетическая мощность геотермальной скважины может быть найдена из следующего равенства:

$$Ne = GN_0, \quad (3)$$

где N_0 — удельная выработка электроэнергии на одну тонну термальной воды, $\text{квт} \cdot \text{час/т}$.

Удельная выработка электроэнергии зависит от температуры термальной воды и тепловой схемы электростанции. На рис. 2 приведена номограмма для определения энергетической мощности геотермальной скважины в зависимости от ее дебита, глубины и геотермических условий района.

Основными экономическими характеристиками геотермальных источников тепла являются удельные капиталовложения, себестоимость термальной воды и удельные расчетные затраты. Величина капиталовложений в буровые работы и оборудование скважин в общем случае зависит от многих факторов: геологических условий района и свойств пород, способа бурения и конструкции скважины. Однако глав-

Эта зависимость представлена на рис. 3 кривой II.

3. Азербайджанская ССР:

$$K_{\text{скв}} = 21\,000. \quad (7)$$

Эта зависимость представлена на рис. 3 кривой V.

4. Казахская ССР (юг):

$$K_{\text{скв}} = 4,0 \cdot H^{1,3}. \quad (8)$$

5. Средние данные по СССР (южная часть):

$$K_{\text{скв}} = 4,1 \cdot H^{1,4}. \quad (9)$$

Диапазон глубин 700—4000 м. Эта зависимость представлена на рис. 3 кривой III.

Отношение стоимости скважины к ее полезной тепловой мощности назовем удельными капиталовложениями в буровые работы. Используя уравнения (2) и (4—9), можно получить зависимости для определения величины удельных капитальных затрат в буровые работы в различных геотермальных районах страны. Для средних данных по СССР это уравнение имеет следующий вид:

$$K_0 = \frac{4,1 \cdot 10^3 H^{1,4}}{G \left(t_0 + \frac{H - H_0}{\Gamma} - t_2 \right)}. \quad (10)$$

На рис. 4 приведены графики зависимости удельных капиталовложений в скважины от их глубины и дебита (графики рассчитаны по уравнению (10)).

Вполне понятно, что стоимость скважины в значительной степени определяется уровнем развития техники бурения и не является величиной неизменной. В этой связи зависимости (4—9) можно назвать временными. Анализ динамики стоимости бурения скважин показывает, что за последние пять лет стоимость проходки скважины глубиной 3000 м в районах Северного Предкавказья снизилась на 25%.

Основная экономическая характеристика геотермальных источников тепла — удельные расчетные затраты, отнесенные к единице годовой добычи тепла. Удельные расчетные затраты в геотермальные скважины определяются следующим уравнением:

$$З = \frac{\Sigma И + EK_{\text{скв}}}{Q_{\text{год}}}, \quad (11)$$

где $\Sigma И$ — сумма годовых затрат на эксплуатацию, руб.; E — коэффициент эффективности капиталовложений; $Q_{\text{год}}$ — годовая добыча тепла, Гкал.

Имеющийся опыт эксплуатации геотермальных скважин показывает, что при надлежащем оборудовании и автоматизации возможна безлюдная эксплуатация фонтанирующих скважин. Основные работы по содержанию и обслуживанию скважин в этом случае сводятся к проведению ремонтных работ, и годовые эксплуатационные расходы на со-

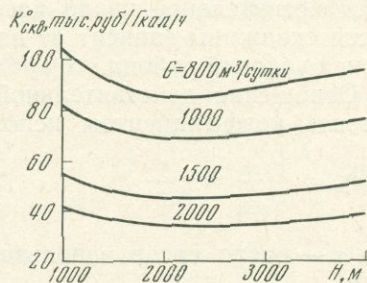


Рис. 4. Удельные капиталовложения в геотермальные скважины

держание и обслуживание фонтанирующей скважины состоят из двух сумм — амортизационных отчислений и затрат на текущий ремонт:

$$\Sigma u = K \frac{a+p}{100}, \quad (12)$$

где a — процент амортизационных отчислений; p — процент затрат на ремонт от суммарной стоимости скважины.

Опыт эксплуатации скважин показал, что величина p может быть принята равной 4,5% от общих капиталовложений (с учетом зарплаты ремонтных бригад). Значение a колеблется в пределах 7,7—8,2% и в среднем составляет 8%. Следовательно, эксплуатационные расходы

$$\Sigma И = 0,125 K. \quad (13)$$

При коэффициенте эффективности капиталовложений, равном $E = 0,125$, удельные расчетные затраты в геотермальные скважины равны

$$З_p = \frac{0,250 K}{Q_{\text{год}}}. \quad (14)$$

Из уравнения (14) видно, что уровень расчетных затрат в геотермальные источники тепла определяется двумя главными характеристиками: стоимостью скважины K и годовой добычей тепла $Q_{\text{год}}$.

Годовая добыча тепла определяется тепловой мощностью скважины и числом часов использования этой мощности в году.

Максимальная добыча тепла соответствует круглогодичному использованию полезной тепловой мощности скважины, т. е.

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{скв}} \cdot 8760. \quad (15)$$

Действительное число часов использования в году полезной мощности скважины зависит от назначения установки, ее схемы и климатических условий района.

Отношение действительной добычи тепла к максимальной можно назвать коэффициентом использования тепловой мощности скважины

$$\eta_{\text{и}} = \frac{Q_{\text{год}}}{Q_{\text{max}}} = \frac{\tau}{8760}, \quad (16)$$

где τ — число часов использования тепловой мощности скважины в году.

Тогда

$$Q_{\text{год}} = 8760 \eta_{\text{и}} Q_{\text{скв}}. \quad (17)$$

Наибольшего значения коэффициент $\eta_{\text{и}}$ достигает при использовании термальной воды только для целей горячего водоснабжения. Наименьшее значение $\eta_{\text{и}}$ имеет при использовании термальной воды для отопления по прямой схеме. В этом случае в условиях южных районов СССР (отопительный сезон 2500—3000 часов) коэффициент использования тепловой мощности скважин составляет $\eta_{\text{и}} = 0,15—0,2$. Применение комбинированных схем теплоснабжения с пиковыми установками позволяет значительно повысить коэффициент использования скважин и довести его до $\eta_{\text{и}} = 0,30—0,40$.

Из уравнений (2), (14) и (17) получаем

$$З = \frac{0,25 K_{\text{скв}} \Gamma \cdot 10^{-3}}{8760 \eta_{\text{и}} G_{\text{скв}} c_p [t_0 \Gamma + (H - H_0) - t_2 \Gamma]}. \quad (18)$$

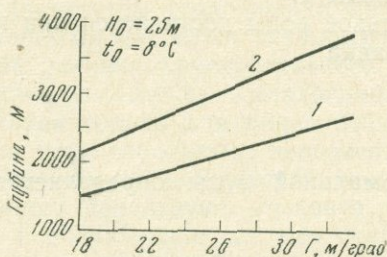


Рис. 5. Зависимость глубины оптимальных скважин от геотермической ступени

1 — $t_0 = 30^\circ \text{C}$; 2 — $t_0 = 40^\circ \text{C}$.

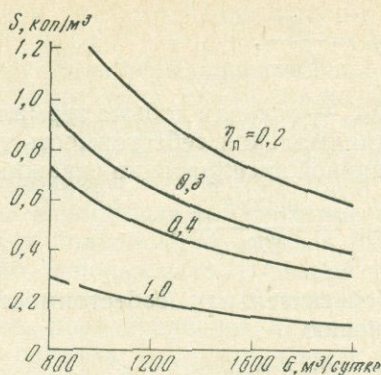


Рис. 6. Себестоимость термальной воды

Зависимости для определения расчетных затрат в геотермальные источники в различных районах СССР находятся из уравнений (18) и (4—9). Для средних данных по СССР (9) получаем:

$$Z = \frac{0,25 \cdot 4,1 \cdot H^{1,4} \cdot 10^3}{8760 \eta_n G c_p [t_0 \Gamma + (H - H_0) - t_2 \Gamma]} \quad (19)$$

Анализ уравнений (18) и (19) показывает, что зависимость удельных расчетных затрат от глубины скважины имеет экстремальную точку — минимум. Следовательно, скважина, глубина которой соответствует экстремальной точке на кривой зависимости $Z = f(H)$, является оптимальной. Уравнения для определения глубины оптимальной скважины в различных районах находятся из условия $\frac{\partial Z}{\partial H} = 0$.

Для средних данных по СССР получаем:

$$H_{\text{опт}} = \left(t_0 + \frac{H_0}{\Gamma} - t_0 \right) 3,5 \Gamma \quad (20)$$

На рис. 5 приведены графики зависимости $H_{\text{опт}}$ от величины геотермической ступени.

Следует иметь в виду, что по уравнению (20) определяется глубина оптимальной скважины при заданном законе зависимости стоимости скважины от глубины (10). С развитием буровой техники стоимость бурения снижается и значение глубины оптимальной скважины изменяется. Понятие оптимальной относится к равнодебитным скважинам. Если же с увеличением глубины увеличивается и дебит скважины, то более глубокая скважина может быть экономически эффективнее скважины оптимальной глубины.

Подставив значение глубины оптимальной скважины из уравнения (20) в (21), после преобразования получаем следующую зависимость для определения удельных расчетных затрат в оптимальные скважины:

$$Z_{\text{опт}} = \frac{2365 \Gamma^{1,4}}{8760 G c_p \eta_n} \left(t_2 + \frac{H_0}{\Gamma} - t_0 \right)^{0,4} \quad (21)$$

Интересен анализ себестоимости термальной воды, которую можно определить из следующего уравнения:

$$S_{\text{гв}} = \frac{\Sigma H}{G_{\text{год}}}, \quad (22)$$

где $G_{\text{год}}$ — годовая добыча термальной воды, т.

Минимальная себестоимость термальной воды достигается при круглогодичной эксплуатации скважины и равна

$$S_{\text{min}} = \frac{0,125 K_{\text{скв}}}{8760 G}. \quad (23)$$

Действительная себестоимость термальной воды определяется по уравнению

$$S = \frac{0,125 K_{\text{скв}}}{8760 \eta_n G}. \quad (24)$$

На рис. 6 приведены зависимости себестоимости воды от дебитов оптимальных скважин по средним (по СССР) данным.

КЛАССИФИКАЦИЯ СХЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

При использовании термальных вод для целей теплоснабжения могут применяться четыре различных типа схем: схемы прямого использования термальной воды; с пиковыми котельными; с повышением температурного уровня геотермального тепла и комбинированные схемы.

Важными характеристиками схем геотермальных установок являются коэффициент использования тепловой мощности скважины и срабатываемый перепад температур термальной воды. Рассмотрим с этих позиций указанные выше типы схем.

Среди возможных схем прямого использования термальной воды наиболее эффективны две: схемы двухступенчатого параллельно-последовательного подключения установок горячего водоснабжения и отопления, схема последовательного подключения систем панельного и воздушного отопления и системы горячего водоснабжения. Последняя схема разработана Б. А. Локшиным. Указанные схемы обеспечивают глубокое охлаждение термальной воды, однако коэффициент использования тепловой мощности скважины очень низок. Низкий коэффициент использования объясняется резко неравномерным годовым графиком тепловой нагрузки. Важная особенность схемы прямого использования термальной воды — ее исключительная простота и возможность автоматизации. Это обстоятельство может иметь большое значение при решении вопросов геотермального теплоснабжения сельскохозяйственных районов.

Прямое использование термальной воды возможно только в тех случаях, когда температура воды удовлетворяет требованиям потребителей. В районах старой застройки (здания оборудованы отопительными радиаторами) температура воды должна быть не ниже 90°C , в районах новой застройки (температурные отопительные приборы) по прямой схеме можно использовать воду с температурой $60-70^{\circ}\text{C}$.

Если температура термальной воды не удовлетворяет требованиям потребителей, то можно применять схемы с пиковыми котельными. Пиковые котельные, помимо догрева теплоносителя до требуемых параметров, дают возможность повысить коэффициент использования тепловой мощности скважины η_n . Геотермальная скважина в этом случае используется как базовый источник с равномерной круглогодичной нагрузкой. Наиболее эффективные схемы — это комбинации с пиковыми ко-

тельными рассмотренных выше двух схем прямого использования термальной воды.

Среди возможных схем использования тепла термальной воды с применением тепловых насосов наиболее эффективна схема, разработанная Институтом теплофизики Сибирского отделения АН СССР. Схемы с тепловыми насосами оказываются экономически эффективными только при условии круглогодичного использования: зимой для целей теплоснабжения, летом — хладоснабжения. Использование теплонасосных установок только для целей отопления в большинстве случаев оказывается нерентабельным, нецелесообразно использовать тепловые насосы в качестве пиковых установок. То обстоятельство, что теплонасосные установки используют бросовое топливо, предопределяет целесообразность использования их для покрытия базовых нагрузок. Этим условиям отвечают комбинированные схемы геотермального теплоснабжения.

Примером комбинированной схемы является схема, включающая геотермальную скважину, теплонасосную установку и пиковую котельную. Экономические показатели этой схемы довольно высокие (таблица).

Таблица

Экономические показатели типов систем геотермального теплоснабжения

Тип схем	Требуемая температура воды, °С		Температура срабатываемой воды, °С (средне-союзная)	Коэффициент использования тепловой мощности скважин, % (Юг СССР)
	застроенные районы	новостройки		
Прямое использование термальной воды	90	50—70	30—40	0,1—0,2
С пиковой котельной	50—70	50—70	30—40	0,2—0,4
С термотрансформаторами	30	30	10—30	0,2—0,4
Комбинированные схемы	50—70	50—70	10—30	0,3—0,6

СРАВНЕНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА С ОТОПИТЕЛЬНЫМИ КОТЕЛЬНЫМИ

Сравнение различных источников тепла для теплоснабжения потребителей производится путем сопоставления приведенных годовых затрат. Удельные годовые затраты, т. е. затраты, отнесенные к годовому отпуску тепла, в отопительные котельные можно выразить следующим уравнением:

$$Z_k = \frac{0,125}{\tau_{\max}} (K_k + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + (a + p) \frac{K_k}{\tau_{\max}} + \frac{1,3 \Phi \Pi}{\tau_{\max}} + S_{\text{т}} b, \quad (25)$$

где τ_{\max} — число часов использования максимальной нагрузки в году; K_k , $K_{\text{тб}}$, $K_{\text{тр}}$ — удельные капиталовложения в котельную, топливную базу и транспорт топлива; Π — штатный коэффициент; Φ — годовой фонд заработной платы; $S_{\text{т}}$ — цена топлива; $b = 10^6 / Q_{\text{н}} \cdot \eta_k$ — удельный расход топлива в котельной, кг/Гкал.

Расчетные затраты в геотермальные скважины определяются по уравнению (18). Из (18), (25) получаем следующую зависимость для определения годовых затрат в геотермальные установки с пиковыми котельными:

$$Z_{\text{ГТ}} = \frac{0,125 \beta}{(1 + \beta) \tau_{\text{макс}}} (K_{\text{к}} + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + \frac{(a + p) \beta}{(1 + \beta) \tau_{\text{макс}}} \cdot K_{\text{к}} + \\ + \frac{1,3 \text{ Ш Ф } \beta}{(1 + \beta) \tau_{\text{макс}}} + \frac{S_{\text{тб}} \cdot \beta \tau_{\text{ПК}}}{(1 + \beta) \cdot \tau_{\text{макс}}} + \frac{0,25 \cdot K_{\text{СКВ}}^0}{(1 + \beta) \cdot \tau_{\text{макс}}}, \quad (26)$$

где $\tau_{\text{ПК}}$ — годовое число часов использования полной тепловой мощности котельной; $\beta = Q_{\text{ПК}}/Q_{\text{СК}}$ — отношение тепловых мощностей пиковой котельной и скважин.

Годовое число часов использования пиковой котельной $\tau_{\text{ПК}}$ связано функциональной зависимостью с мощностью котельной $Q_{\text{ПК}}$. С достаточной точностью для прогнозных расчетов зависимость $\tau_{\text{ПК}}$ от $Q_{\text{ПК}}$ можно выразить следующим уравнением:

$$\tau_{\text{ПК}} = \frac{\beta \cdot \tau_{\text{макс}}}{1 + \beta}. \quad (27)$$

Подставив это значение в (26), получаем

$$Z_{\text{ГТ}} = \frac{\beta}{(1 + \beta) \cdot \tau_{\text{макс}}} \cdot [0,125 (K_{\text{т}} + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + (a + p) K_{\text{к}} + 1,3 \text{ Ш Ф } + \\ + \frac{\beta \cdot \tau_{\text{макс}}}{1 + \beta} \cdot S_{\text{тб}} + \frac{0,25 + K_{\text{СКВ}}^0}{\beta}]. \quad (28)$$

Анализ уравнения (28) показывает, что имеется оптимальное значение коэффициента β , при котором приведенные затраты имеют максимальное значение. Легко показать, что условию минимума величины $Z_{\text{ГТ}}$ соответствует следующее значение:

$$\beta = \frac{0,25 K_{\text{СКВ}}^0 [0,125 (K_{\text{к}} + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + (a + p) \cdot K_{\text{к}} + 1,3 \text{ Ф Ш}]}{[0,125 (K_{\text{к}} + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + (a + p) K_{\text{к}} + 1,3 \text{ Ф Ш} + 2 S_{\text{тб}} \tau_{\text{макс}}] - 0,25 - K_{\text{СКВ}}^0}. \quad (29)$$

Зависимость (30) справедлива при условии

$$[0,125 (K_{\text{к}} + K_{\text{тб}} + K_{\text{тр}}) + (a + p) \cdot K_{\text{к}} + 1,3 \text{ Ф Ш} + 2 S_{\text{тб}} \cdot \tau_{\text{макс}}] > 0,25 K_{\text{СКВ}}^0.$$

Сопоставление приведенных затрат позволяет определить оптимальную схему установки. Условия экономически целесообразного использования систем геотермального теплоснабжения формулируются следующим образом:

1. Источника тепла для потребителей еще не существует

$$Z_{\text{ГТ}} \leq Z_{\text{к}}.$$

2. Для снабжения потребителей имеется котельная

$$Z_{\text{ГТ}} \leq S_{\text{к}} - S_{\text{к}}^{\text{а}},$$

где $S_{\text{к}}$ — себестоимость тепла в существующей котельной; $S_{\text{к}}^{\text{а}}$ — составляющая себестоимости тепла в котельной на амортизацию.

Расчетный анализ показывает, что при дебитах скважин свыше 1200 м³/сутки геотермальные установки экономичнее котельных.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ И РЕСУРСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В СССР

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛЫХ РАЙОНОВ

Н. А. ЛЕДЕНЦОВА

Академия коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова

Осуществление возможности использования геотермальных вод для теплоснабжения жилых районов прежде всего требует оценки экономической эффективности применения этого нового источника тепла. Эта задача усложняется тем, что на основные экономические показатели эффективности их использования влияет очень большое число разнообразных факторов.

К таким основным факторам относятся: дебиты скважин, начальная температура геотермальной воды, перепад температур в отопительной системе, которые оказывают наиболее существенное влияние на экономику всего процесса теплоснабжения.

Процесс теплоснабжения состоит из четырех самостоятельных звеньев: получения тепла, распределения тепла, работы отопительных систем и в некоторых случаях дальней транспортировки.

Технология получения геотермального тепла очень проста. Фактически необходимы только скважины, выводящие на поверхность подземные воды, а при централизованном теплоснабжении обвязка этих скважин сборными трубами. Однако в настоящее время стоимость бурения скважин еще довольно дорога. В зависимости от глубины скважин и буримости пород она варьирует примерно от 50 до 300 тыс. руб/скв. Верхний предел принимается из расчета стоимости бурения глубоких скважин, освоение которых особенно заманчиво ввиду высоких температур геотермальных вод. Поэтому в общей сумме приведенных расчетных затрат на установку геотермального теплоснабжения затраты на добычу геотермального тепла в подавляющем большинстве случаев имеют наибольший удельный вес (рис. 1).

Технико-экономический анализ показал, что в этой части схемы суммарные затраты складываются из двух составляющих: затрат на бурение скважин и затрат на обустройство геотермального месторождения.

Превалирующими в большинстве случаев являются затраты на бурение. Затраты в сборные трубы увеличиваются с ростом числа скважин и расстояний между ними. Однако их удельный вес резко сокращается по мере роста стоимости бурения. При стоимостях бурения выше 150—200 тыс. руб/скв ими вообще можно пренебречь даже при большом числе скважин и при расстояниях между ними до 2000 м.

Суммарные удельные затраты на добычу геотермального тепла определяются прежде всего стоимостью бурения скважин, их количеством и тепловой нагрузкой. Количество скважин в свою очередь непосредственно зависит от тепловой нагрузки, дебита скважин и температурного перепада.

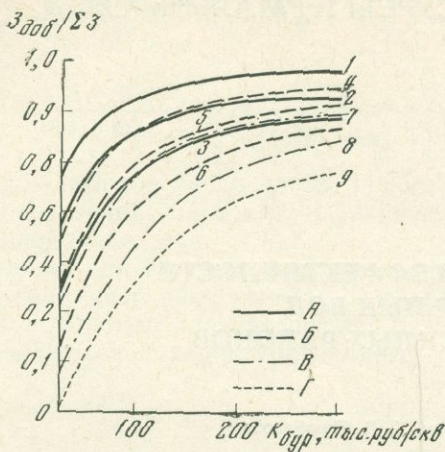


Рис. 1. Динамика относительных затрат на добычу геотермального тепла $Z_{доб}/\Sigma Z=i(K_{бур})$

А — при $Q_0=4,5$ Гкал/ч: 1 — $\Delta t=20^\circ\text{C}$; 2 — $\Delta t=35^\circ\text{C}$; 3 — $\Delta t=55^\circ\text{C}$. Б — при $Q_0=12$ Гкал/ч: 4 — $\Delta t=20^\circ\text{C}$; 5 — $\Delta t=35^\circ\text{C}$; 6 — $\Delta t=55^\circ\text{C}$. В — при $Q_0=25$ Гкал/ч: 7 — $\Delta t=35^\circ\text{C}$; 8 — $\Delta t=55^\circ\text{C}$; 9 — при $Q_0=50$ Гкал/ч: 9 — $\Delta t=65^\circ\text{C}$

Поэтому основным условием экономичности этой части схемы геотермального теплоснабжения является сокращение до минимума числа действующих скважин за счет наиболее полного использования их тепла.

Это усложняет задачу утилизации тепла. Из-за низких температур геотермальных вод, колеблющихся в большинстве случаев от 60°C до 85°C , выполнение этих условий может быть достигнуто благодаря применению комбинированных схем, дорогих и сложных в эксплуатации.

Если учесть, что процесс получения тепла, как было показано выше, характеризуется высоким уровнем единовременных затрат, то для достижения эффективности теплоснабжения в целом необходимы установки самые дешевые, а следовательно, и простые в выполнении.

Таким требованиям отвечает схема непосредственного использования геотермальных вод. Она предусматривает подачу горячей воды из скважин в системы отопления, после которых часть воды поступает в системы горячего водоснабжения, а остальная часть сбрасывается с температурой t_2 .

Правда, такая схема имеет целый ряд недостатков, влияющих на экономику. Но влияние их различно в зависимости от изменения многих факторов. В ряде случаев, как показали проведенные технико-экономические расчеты, схема может быть работоспособной и экономически эффективной.

Непрерывное истечение геотермальных вод из скважин, невысокая их температура и непосредственный водоразбор на бытовые нужды создают предпосылки для ликвидации обратных труб в тепловых сетях.

В связи с этим при анализе процесса распределения геотермального тепла было принято, что магистральные, распределительные и квартальные тепловые сети выполняются однетрубными. Затраты в эту часть схемы определяются главным образом величиной тепловой нагрузки, температурным перепадом и в меньшей степени климатом.

Низкие потенциалы теплоносителя обуславливают повышенные диаметры сети, что естественно удорожает их. Но выполнение их однетрубными позволяет значительно снизить затраты в эту часть схемы. В результате достигается значительная экономия по сравнению с базисным вариантом даже при низких перепадах температур.

Выбор систем отопления при геотермальном теплоснабжении осложняется рядом причин. Низкая температура геотермальной воды и возникающая из-за этого необходимость максимального использования тепла этой воды требует применения повышенных перепадов температур в системах отопления.

Кроме того, содержание в геотермальных водах разного рода примесей, выпадающих в осадок, а также открытая система водоразбора ставят перед необходимостью применения проточных систем.

В большей мере предъявляемым требованиям отвечают так называемые бифилярные системы отопления: а) с нижней разводкой магистралей; б) горизонтальная с двумя разводящими магистралями с противоположной циркуляцией воды. В обоих случаях в качестве отопительных приборов предусматривались конвекторы плинтусного типа.

Невысокие температуры и прямой и обратной воды являются причиной низких перепадов средних температур теплоносителя и воздуха $\Delta t = (t_{\text{ср.пр}} - t_{\text{в}})$. Это обстоятельство, а также снижение коэффициента теплопередачи из-за снижения Δt обуславливают увеличение поверхности прибора.

Поэтому затраты в отопительные системы при всех вариантах температурного перепада и тепловых нагрузок в несколько раз превышают затраты базисного варианта. Однако сумма затрат в тепловые сети и отопительные системы получается все-таки ниже аналогичных затрат в базисный вариант даже при самых неблагоприятных условиях (рис. 2).

Технико-экономические расчеты проведены с учетом изменения следующих условий:

тепловых нагрузок	Q_0 , Гкал/ч
перепада температур в отопительной системе	Δt , °С
дебита скважин	$G_{\text{скв}}$, м ³ /ч
количества скважин	$n_{\text{скв}}$, единиц
стоимости бурения	$K_{\text{бур}}$, тыс. руб/сква
начальной температуры геотермальной воды	$t_{\text{скв}}$, °С
расчетной наружной температуры	$t_{\text{н.р}}$, °С
продолжительности отопительного периода	$n_{\text{от}}$, час

С учетом изменения всех перечисленных факторов было проведено сопоставление экономических показателей схемы геотермального теплоснабжения с базисной схемой теплоснабжения от районной котельной, взятой при четырех вариантах стоимости топлива.

Полученные варианты позволяют определить области экономичного применения геотермального теплоснабжения при сочетании любых конкретных условий.

В качестве примера на рис. 3 показано смещение границ экономичного применения геотермальной схемы теплоснабжения для условий: $t_{\text{н.р}} = 15^\circ\text{С}$ и дебита скважин 50 м³/ч в зависимости от изменения перепадов температур в отопительной системе, стоимости бурения при разных теплопотребностях и удельных затратах на топливо.

На рис. 3 видно, что применение высоких Δt , увеличение Q_0 , особенно при больших удельных затратах на топливо $Z_{\text{топл}}$, позволяют использовать геотермальное тепло даже при дорогом бурении.

В ряде случаев геотермальные скважины удалены от места потребления. Прокладка транзитных теплопроводов резко ухудшает экономические показатели геотермальной схемы.

Удельные затраты в дальний транспорт тепла $Z_{\text{уд}}$ руб/м резко возрастают с увеличением тепловой мощности потребителя, в меньшей степени влияет перепад температур Δt и совсем незначительно — климат.

Удаленность геотермальных скважин резко снижает возможности бурения и освоения дорогих скважин. Это иллюстрируется рис. 4 для условий $t_{\text{нр}} = -15^\circ\text{С}$, $G_{\text{скв}} = 50 \text{ м}^3/\text{час}$ и $\Delta t = 35^\circ\text{С}$ при разных тепловых нагрузках.

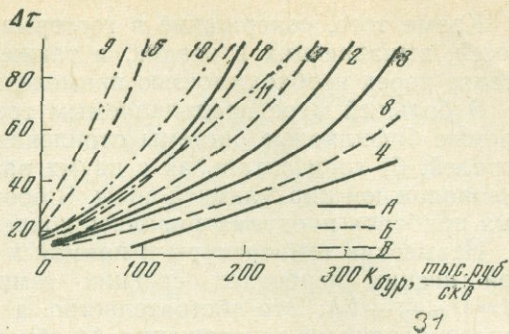
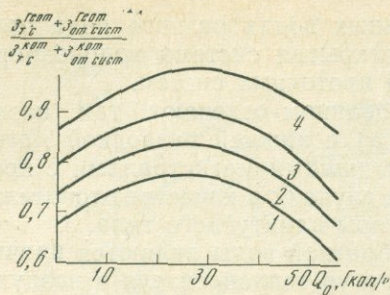


Рис. 2. Динамика величины $K = \frac{(3_{т.с.} + 3_{от.сист.})^{геот}}{(3_{т.с.} + 3_{от.сист.})^{кот}}$ в зависимости от Q_0 и Δt
 1 — $\Delta t = 20^\circ\text{C}$; 2 — $\Delta t = 35^\circ\text{C}$; 3 — $\Delta t = 55^\circ\text{C}$; 4 — $\Delta t = 65^\circ\text{C}$

Рис. 3. Области экономического применения геотермального теплоснабжения для условий $t_{нр} = -15^\circ\text{C}$; $G_{скв} = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$

- А — при $Q_0 = 4,5 \text{ Гкал/ч}$: 1 — $3_{топл} = 2,5 \text{ руб/тут}$; 2 — $3_{топл} = 9 \text{ руб/тут}$; 3 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$
 4 — $3_{топл} = 23 \text{ руб/тут}$;
 Б — при $Q_0 = 12 \text{ Гкал/ч}$: 5 — $3_{топл} = 2,5 \text{ руб/тут}$; 6 — $3_{топл} = 9 \text{ руб/тут}$; 7 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$;
 8 — $3_{топл} = 23 \text{ руб/тут}$;
 В — при $Q_0 = 25 \text{ Гкал/ч}$: 9 — $3_{топл} = 2,5 \text{ руб/тут}$; 10 — $3_{топл} = 9 \text{ руб/тут}$; 11 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$

Однако проведенный технико-экономический анализ был бы неполным без рассмотрения режимов работы данной схемы. При использовании геотермальных вод только для теплоснабжения жилых и общественных зданий количество тепла, которое должны выдавать скважины, неравномерно в течение года. Для обеспечения потребителей теплом в соответствии с меняющейся потребностью устанавливается определенная система регулирования подачи тепла.

Для схем с непосредственным использованием геотермальных вод наиболее целесообразным оказался комбинированный метод: на абонентских вводах — качественное регулирование, а в тепловой сети, т. е. на устье скважин, — количественное. Правда, такое регулирование обуславливает переменный режим работы скважин и низкое число часов использования в году их максимального дебита.

Применение однотрубных тепловых сетей при низких начальных температурах геотермальной воды приводит к большим потерям тепла со сливной водой.

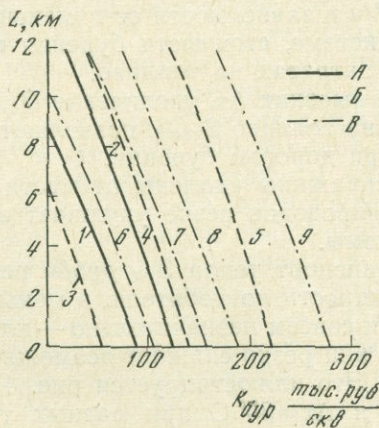


Рис. 4. Границы экономичности при дальнем транспорте геотермального тепла для условий $t_{нр} = -15^\circ\text{C}$; $G_{скв} = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$

- А — при $Q_0 = 4,5 \text{ Гкал/час}$: 1 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$; 2 — $3_{топл} = 32 \text{ руб/тут}$;
 Б — при $Q_0 = 12 \text{ Гкал/час}$: 3 — $3_{топл} = 9 \text{ руб/тут}$; 4 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$; 5 — $3_{топл} = 23 \text{ руб/тут}$;
 В — при $Q_0 = 25 \text{ Гкал/час}$: 6 — $3_{топл} = 2,5 \text{ руб/тут}$; 7 — $3_{топл} = 9 \text{ руб/тут}$; 8 — $3_{топл} = 12 \text{ руб/тут}$;
 9 — $3_{топл} = 23 \text{ руб/тут}$

Сброс воды, выходящей из системы отопления, можно считать потерей тепла, добыча которого достаточно дорога. Вместе с тем сброс больших объемов воды с температурой от 60 до 18°С потребует дополнительных затрат в сбросные сооружения. Это также снизит экономичность схемы геотермального теплоснабжения в целом.

В целях нахождения наиболее экономичных условий работы для установок с непосредственным использованием геотермальных вод был проведен технико-экономический анализ ряда таких характерных показателей, как объем сливов геотермальной воды за год $G_{сл}^{год}$; годовое количество тепла, теряемое со сливом $Q_{сл}^{год}$; число часов использования максимального слива $T_{сл}^{макс}$; число часов использования максимального дебита скважин и коэффициента полезного использования геотермального источника тепла $\alpha_{факт}^{год}$.

Одновременно учитывались изменения условий работы схемы, т. е. принимались различные значения: начальной температуры воды, поступающей из скважин, перепадов температур в отопительной системе, температур воды в системе горячего водоснабжения, расчетных температур наружного воздуха и продолжительности отопительного сезона.

Режимы работы скважин, учитывающие регулирование отопительной нагрузки, были рассмотрены для схемы, обеспечивающей теплом условный жилой район, максимальная часовая нагрузка которого была принята равной 1 Гкал/ч. Нагрузка горячего водоснабжения определялась, исходя из нормы расхода воды на бытовые нужды 140 л/сутки·чел при температуре 65°С.

Для указанного жилого района были определены все перечисленные выше показатели, оказывающие влияние на экономику. Полученные результаты сопоставлены между собой с учетом изменения условий эксплуатации.

Анализ полученных результатов показал следующее. Выбор расчетного числа скважин, исходя из величины расчетного максимального часового расхода воды в сочетании с количественным методом регулирования на устье скважин, обуславливает малое число часов их использования и низкий коэффициент полезного использования тепла геотермальной воды.

При осуществлении геотермального теплоснабжения по непосредственной схеме слив воды после систем отопления имеет место в течение всего отопительного сезона при любых значениях перечисленных выше факторов. Правда, объем слива и величина теряемого с ним тепла меняются в зависимости от изменения условий. Наиболее ощутимое снижение объема слива наблюдается при повышении начальной температуры геотермальной воды и по мере продвижения в более теплые районы.

Соответственно меняются и потери тепла, которые характеризуются коэффициентом использования тепла, фактически подаваемого из скважин $\alpha_{факт}^{год}$.

Рост этого коэффициента наблюдается по мере снижения температуры воды, подаваемой на горячее водоснабжение и повышения расчетной температуры наружного воздуха. В меньшей степени сказывается влияние роста температурного перепада в отопительной системе. Величина затрат, приходящаяся на тепло, теряемое со сливом, довольно велика.

В связи с этим применение схем с непосредственным использованием геотермальных вод можно рекомендовать в районах с расчетной наружной температурой $t_{н.р} = -5^{\circ}\text{C}$ и выше при температуре воды на горячее водоснабжение не более 50°С. В этом случае потери тепла со сливом снижаются до 10—12%, а при температурах воды в системе горячего водоснабжения 40°С — до 2—3%.

Следует отметить, что снижение температуры воды в системе горячего водоснабжения до 40°C создает благоприятные условия для применения этих схем и при более низких расчетных наружных температурах до $t_{н.р} = -10^{\circ}\text{C}$.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ РАЙОНЫ СССР И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ

Ф. А. МАКАРЕНКО, В. И. КОНОНОВ

Ордена Трудового Красного Знамени Геологический институт АН СССР

Основными факторами, определяющими техническую возможность и рентабельность использования термальных вод в той или иной отрасли народного хозяйства, являются: тепловой потенциал (температура) вод, их ресурсы, глубина залегания и напор, а также химический состав (минерализация, жесткость, содержание свободных CO_2 и H_2S , количество взвешенных примесей и т. д.). Главные показатели экономической целесообразности использования термальных вод в народном хозяйстве (при сроке эксплуатации не менее 25 лет) приведены в таблице. Кроме того, должны учитываться географическое положение источника термальных вод, наличие и состояние дорог, общее хозяйственное развитие района, обеспеченность его другими видами энергетических ресурсов и т. п.

Общие закономерности распределения термальных вод и формирования их химического состава тесно связаны с геологической историей и структурой тех или иных участков земной коры (Тепловой режим недр СССР, 1970). Гидрогеологическая специфика водонапорных систем — характер циркуляции вод, интенсивность водообмена, величина статических и динамических запасов, состав вод — определяется составом и строением водовмещающих толщ и условиями их питания. Так в горноскладчатых сооружениях гидротермы являются в основном водами трещинно-жильного типа; они приурочены к зонам тектонического дробления и, разгружаясь на поверхность преимущественно вдоль крупных разломов, нередко образуют так называемые термальные линии. В платформенных областях распространены порово-пластовые и трещинно-пластовые напорные системы термальных вод, отличающиеся уменьшением динамичности и ростом минерализации вод в глубоких частях бассейнов. Тепловой потенциал подземных вод зависит от степени напряженности геотермического режима в данном регионе (Макаренко, Поляк, Смирнов, 1968). С учетом гидрогеологических и геотермических показателей территория СССР может быть подразделена на девять зон с различными перспективами использования термальных вод.

1. Вулканические районы кайнозойских эвгеосинклиналей и областей кайнозойского эпиплатформенного орогенеза.

В рассматриваемых районах отмечаются самые высокие значения глубинного теплового потока — в среднем $2,2 \text{ ккал/см}^2\text{сек}$. Поэтому здесь на сравнительно небольшой глубине можно встретить высокотемпературные воды, которые в приповерхностных условиях (где давление снижается) или на глубине около 10 км (где нередко температура превышает критическую точку) переходят в парообразное состояние (рис. 1).

Характерной чертой районов современного вулканизма Камчатки и Курильских островов являются естественные выходы кипящих вод и пара. В кратерах или на склонах отдельных вулканов, в сфере воздей-

Таблица

Основные показатели целесообразности использования термальных вод в народном хозяйстве при сроке эксплуатации не менее 25 лет (по данным Б. М. Выморкова, Н. П. Путника, 1960; И. И. Сиващинского, Ю. С. Бломина, 1966; К. Ф. Богородицкого, 1968)

Вид использования	Температура, °С (не менее)	Дебит, м ³ /сутки (не менее)	Глубина залегания водоносного горизонта, м (не более)	Минерализация, г/л
Парогидротермы				
Выработка электроэнергии на ГеоТЭС с прямым пароводяным циклом	100	10 000	3000	4
Высокотемпературные				
Выработка электроэнергии на ГеоТЭС с применением промежуточных низкокипящих веществ	70	2500	2500	50
Теплофикация населенных пунктов	70	1000	2500	2 (50)
Хладоснабжение	70	500	1500	50
Среднетемпературные				
Горячее водоснабжение	40	1000	1500	10 (50)
Теплично-парниковое хозяйство (обогрев парников, теплиц, оранжерей)	40	500	1500	10 (50)
Теплые				
Теплое орошение	25	250	1000	1,5
Обогрев почвы	25	500	1500	50
Оттаивание мерзлых пород	25	250	3000	50
Бассейны и душевые павильоны	25	250	1000	50

Примечание. В скобках указана допустимая минерализация вод при наличии в геотермальных установках теплообменника.

ствия вулканических эманаций возникают сероводородные (фумарольные) термы с температурой паро-газовых струй до 700°С, сульфатно-хлоридного или хлоридного составов, с сильно кислой реакцией. В вулкано-тектонических депрессиях или обширных кальдерах формируются мощные пластовые системы азотно-углекислых терм с температурой, достигающей на глубине первых сотен метров 300°С, в основном хлоридного натриевого состава с минерализацией до 2—5 г/л. Примером таких терм могут служить источники Паужетки, Долины Гейзеров, Горячего Пляжа (Иванов, Кононов, Сугробов, 1968).

Другие виды терм, встречающиеся в районах как современной, так и недавней вулканической деятельности (к последним относятся Малый Кавказ, некоторые районы Забайкалья и Северо-Востока СССР), не обнаруживают непосредственной связи с вулканическими аппаратами. Это циркулирующие в зонах глубоких тектонических разломов азотные и другие термы с температурой обычно ниже точки кипения, сульфатно-хлоридного натриевого состава с минерализацией менее 3 г/л (Начикинские источники на Камчатке). В полузакрытых геологических структурах под воздействием термометаморфических процессов и, возможно, влиянием

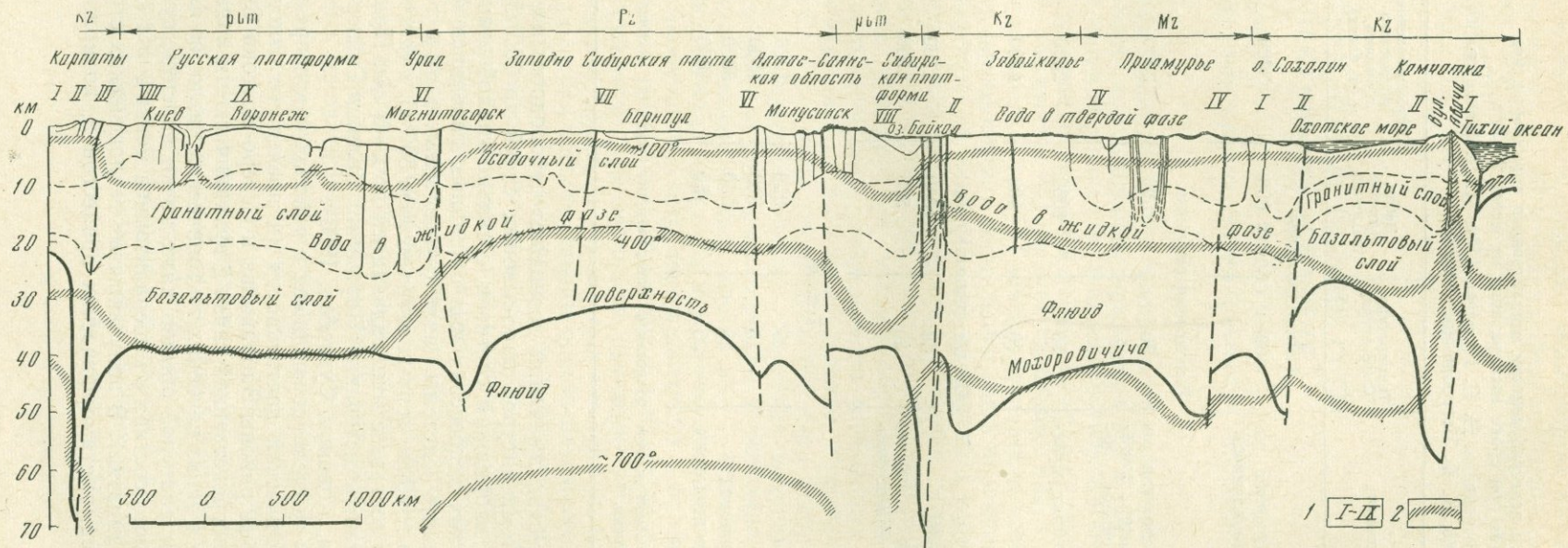


Рис. 1. Схематический гидрофизический разрез
 1 — гидротермальные зоны; 2 — изотермы 100°, 400°, 700° С

магматических тел формируются трещинно-пластовые и трещинно-жильные углекислые термы с температурой на выходе ниже точки кипения, с пестрым составом и различной минерализацией (Налычевские термы на Камчатке, Джермук в Армении и т. п.). Естественные расходы отдельных групп источников достигают десятков литров в секунду, при разбуривании они увеличиваются в несколько раз.

II. Горные сооружения кайнозойских миогеосинклиналей и областей эпиплатформенного орогенеза. Их представителями являются Карпаты, Большой Кавказ, Памир, Тянь-Шань, Прибайкалье и т. п. Здесь в зонах тектонического дробления, пересекающих слабо проницаемые метаморфизованные толщи, в условиях повышенного теплового потока (фон — $1,75 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$) формируются углекислые и азотные термы с температурой на выходе ниже точки кипения. Имеется лишь единственный случай выхода на дневную поверхность пароводяной смеси (источники Ходжа-Обигарм на Тянь-Шане). Обычно подземные воды с температурой от 100 до 374°C могут быть встречены в этих районах на глубинах от 4 до 8 км . Дебиты отдельных источников достигают $20\text{—}50 \text{ л/сек}$. Они характеризуются разнообразным солевым составом и невысокой минерализацией ($0,5\text{—}5,0 \text{ г/л}$). Типичными представителями терм этих регионов являются горячие источники: Гарм-Чашма, Джиланды, Иссык-Булак на Памире; Могойские, Сейюйские, Аллинские, Питателевские в Байкальской складчатой системе; Елису, Хаши, Халтанские на Большом Кавказе; Тальские, Мечигменские, Чаплинские, Сенявинские в Охотско-Чукотском вулканическом поясе.

III. Кайнозойские краевые и внутренние прогибы и неотектонические впадины, содержащие бассейны термальных вод. Эти бассейны обычно представляют собой многопластовые водонапорные системы с хорошо выраженным зональным распределением солевого и газового составов. Тепловой поток здесь составляет в среднем $0,95 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$, геотермический градиент в этих структурах варьирует в пределах от $2,5$ до $3,5 \text{ град/100 м}$, в связи с чем здесь можно встретить воды с температурой около 100°C обычно на глубине 3 км .

В периферических и верхних частях артезианских бассейнов воды, как правило, пресные или солоноватые (до 10 г/л), азотные, а иногда азотно-углекислые и сероводородные, сульфатно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатные натриевые. В глубоких частях артезианских бассейнов встречаются азотно-метановые и метановые хлоридные натриевые и натриево-кальциевые соленые и рассольные воды с повышенным содержанием йода, брома и других ценных компонентов. Максимальные температуры в наиболее глубоко опущенных частях краевых прогибов и впадин могут, согласно расчетам, оказаться выше 300°C (прогибы Предкавказья, Ферганская, Рионская и Куринская впадины). Дебиты самоизливающихся скважин обычно достигают $15\text{—}20 \text{ л/сек}$.

IV. Мезозойские горно-складчатые сооружения сложены мощными метаморфизованными толщами, прорванными многочисленными интрузиями. Среднее значение величины теплового потока в областях развития мезозойских горно-складчатых сооружений составляет $1,45 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$. Изотерма 100°C залегает обычно на глубинах $1,5\text{—}2,0 \text{ км}$ и более. Температура 374°C может быть встречена на глубинах $15\text{—}20 \text{ км}$, т. е. уже в пределах земной коры здесь должна появиться зона парообразных вод. Геотемпературное поле в северных и восточных районах несколько искажается развитием в них зоны многолетнемерзлых пород. Так, например, в Верхоянской складчатой зоне мощность многолетнемерзлых пород достигает местами 500 м и более. Однако ниже этой зоны и здесь могут быть встречены термальные воды (главным образом, по-видимому, трещинно-жильного типа). Об этом, в частности, свидетельствует выходящий в верховьях р. Индигирки источник Сытыган-Сылба с температурой

воды 25,5° С. Состав воды — хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный натриевый, минерализация — 0,47 г/л.

V. Мезозойские прогибы и впадины также характеризуются величиной среднего глубинного теплового потока в 1,45 $\mu\text{кал}/\text{см}^2\text{сек}$. Значения геотермического градиента колеблются от 2,5 до 3,5 $\text{град}/100\text{ м}$ и, следовательно, изотерма 100° С проходит здесь на глубинах 3—4 км. Мезозойские прогибы и впадины (типичными представителями которых являются Предверхоанский прогиб, Зейско-Удская впадина), заполненные осадочными отложениями, могут, по-видимому, содержать напорные пластовые термальные воды с температурой до 50° С (на глубине до 2,5 км) и различной минерализацией. Недостаточная, как и в предыдущем случае, гидрогеотермическая изученность этих областей не позволяет сделать более определенные выводы.

VI. Палеозойские горно-складчатые сооружения (Урал, Алтай), за исключением зон некоторых долгоживущих разломов, характеризуются средним тепловым потоком — 1,25 $\mu\text{кал}/\text{см}^2\text{сек}$ и низким геотермическим градиентом и мало перспективны для обнаружения термальных вод.

VII. Чехол палеозойских плит — Скифской, Туранской, Западно-Сибирской — сложен преимущественно песчано-глинистыми образованиями и содержит крупные артезианские бассейны пластовых термальных вод. Площади их достигают многих десятков тысяч квадратных километров, а самого большого из них — Западно-Сибирского — почти 3 млн. км². При том же значении среднего теплового потока — 1,25 $\mu\text{кал}/\text{см}^2\text{сек}$ геотермические градиенты в осадочном чехле за счет его низкой теплопроводности достигают 3,5—5 $\text{град}/100\text{ м}$. Поэтому если в верхах разреза и по окраинам артезианских бассейнов воды имеют сравнительно низкую температуру, то с глубиной температура быстро возрастает и в нижних горизонтах осадочного чехла на глубинах 3—5 км достигает 125—150° С и более. В верхних горизонтах подземные воды имеют невысокую минерализацию, в глубоких частях разреза развиты соленые азотно-метановые и метановые хлоридные натриевые воды и рассолы, часто с повышенным содержанием йода и брома. Условия фазового перехода вода — пар реализуются на глубинах свыше 8—10 км. Запасы термальных вод, заключенных в артезианских бассейнах палеозойских плит, огромны и достигают 230 м³/сек, дебиты отдельных самоизливающихся скважин нередко превышают 20 л/сек.

VIII. Докембрийские щиты — Балтийский, Украинский и др. — отличаются самыми низкими значениями глубинного теплового потока (0,9 $\mu\text{кал}/\text{см}^2\text{сек}$) и геотермического градиента ($\text{град}/100\text{ м}$), плохой проницаемостью слагающих их изверженных и метаморфических пород и поэтому наименее перспективны для вывода термальных вод.

IX. Чехлы докембрийских плит — Русской и Сибирской — также характеризуются сравнительно небольшими значениями среднего теплового потока (1,0 $\mu\text{кал}/\text{см}^2\text{сек}$) и геотермического градиента (1,5—2,5 $\text{град}/100\text{ м}$). Поэтому тепловой потенциал этих структур невысок — на глубине 3 км температура здесь в разных районах колеблется от 50 до 90° С. На глубинах 2—3 км вскрываются, как правило, высокоминерализованные азотные и азотно-метановые хлоридные натриевые (до кальциево-натриевых) воды, обогащенные бромом, калием, стронцием и другими ценными компонентами. В Иркутском бассейне Сибирской платформы к соленосным отложениям кембрия приурочены ультракрепкие рассолы хлоркальциевого (по В. А. Сулину) типа с концентрацией солей до 642 г/кг и температурой до 50° С.

В районах глубокого погружения докембрийского фундамента — Прикаспийская, Днепровско-Донецкая, Вилюйская впадины — в нижних горизонтах осадочного чехла могут быть встречены и более горячие воды. Так, на кровле подсолевого докунгурского комплекса в Прикас-

пийской синеклизе температуры, по расчетам, могут достигать 150—180°С и более. На этих глубинах (6—8 км) будут встречены крепкие рассолы с концентрацией 275—300 г/кг.

Термальные воды докембрийских плит, как правило, не самоизливаются, и расходы скважин при откачках обычно невелики, вследствие чего перспективы промышленного использования этих вод ограничены.

Таким образом, проведенное районирование показывает, что термальные воды с высоким тепловым потенциалом и большим дебитом могут быть вскрыты практически только в областях кайнозойской складчатости и активизации и в недрах палеозойских плит. В остальных районах на разбуриваемых глубинах могут быть встречены менее горячие подземные воды, но их также можно использовать в народном хозяйстве.

ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Рассмотрим возможность эксплуатации термальных вод в выделенных районах с учетом технико-экономических требований, предъявляемых различными способами их использования (см. таблицу).

Геотермальная энергетика базируется на использовании природного пара. Наиболее дешевая энергия вырабатывается геотермальной установкой в том случае, когда пар после сепарирования из скважины идет в турбины, генераторы. Такая схема применяется, например, на ГеоТЭС в Вайракее (Новая Зеландия) и на Паужетке (СССР). Эксплуатация Паужетской ГеоТЭС доказала технико-экономическую перспективность этого нового направления в советской теплоэнергетике; она позволила отработать отдельные узлы и общую схему геотермальной установки, дала важный научный материал и ценный практический опыт. Теперь на повестку дня встал вопрос о выборе подходящих объектов для строительства новых ГеоТЭС. Гидрогеотермические исследования, проведенные в последние годы, позволили наметить наиболее перспективные районы развития геотермальной энергетике в СССР (рис. 2). В первую очередь это районы современного вулканизма. Обнаруженные здесь месторождения маломинерализованных парогидротерм отвечают всем необходимым требованиям для строительства ГеоТЭС в экономически наиболее выгодном варианте. На Камчатке и Курильских островах имеется пять геотермальных районов, пригодных по своим энергетическим параметрам для строительства геотермальных электростанций с непосредственным использованием природного пара: Паужетский, Узно-Семячикский и Мутновско-Жиртовской, Больше-Баннный и район Горячего Пляжа.

Другой областью, где следует изучить возможности строительства ГеоТЭС с непосредственным использованием природного пара, является Восточное Предкавказье — районы Терско-Каспийского прогиба и Терско-Кумской впадины (города Махачкала, Хасавюрт, Кизляр и др.). В Терско-Кумском артезианском бассейне температура вод караганчокракского горизонта на глубине 2500—3000 м около 120°С; дебит скважин 1500—3000 м³/сутки при давлении на устье скважин 5—10 атм и больше. Минерализация же вод не превышает 2,5 г/л.

Ряд известных гидротермальных систем с температурой вод более 100°С (на приемлемых глубинах) не отвечают всем требованиям, предъявляемым строительством ГеоТЭС этого типа. Так, например, воды нижнемелового горизонта в том же Терско-Кумском бассейне имеют высокую минерализацию (до 50 г/л), а тьянь-шаньские парогидротермы Ходжа-Обигарм — недостаточный дебит (1500 м³/сутки).

Выработка электроэнергии в промышленных масштабах может быть осуществлена в недалеком будущем и при использовании подземных вод с температурой менее 100°С, если даже эти воды содержат в своем со-

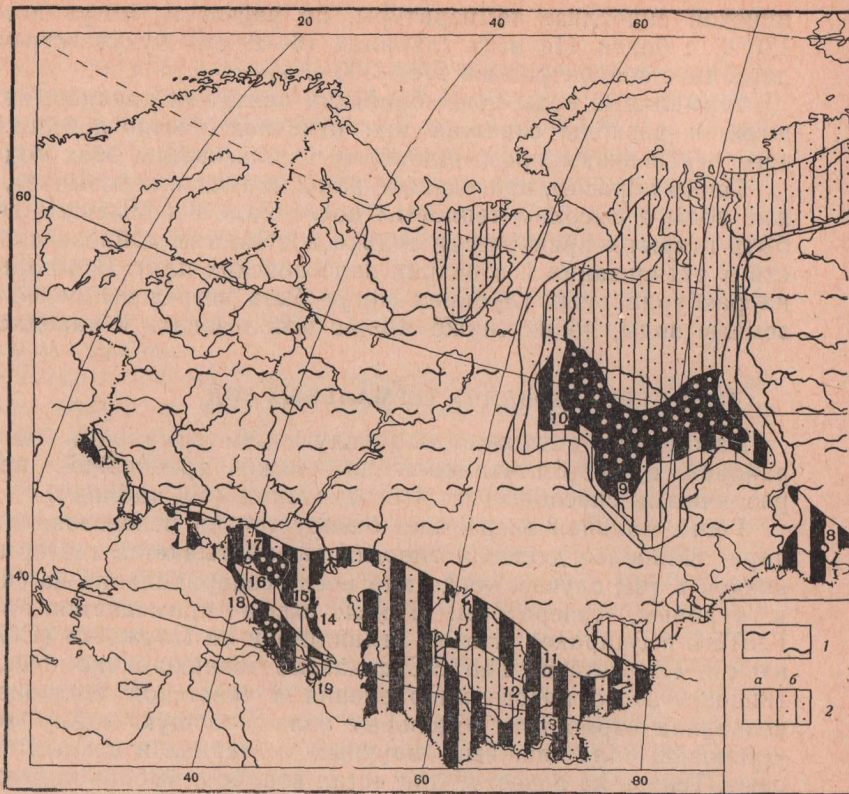
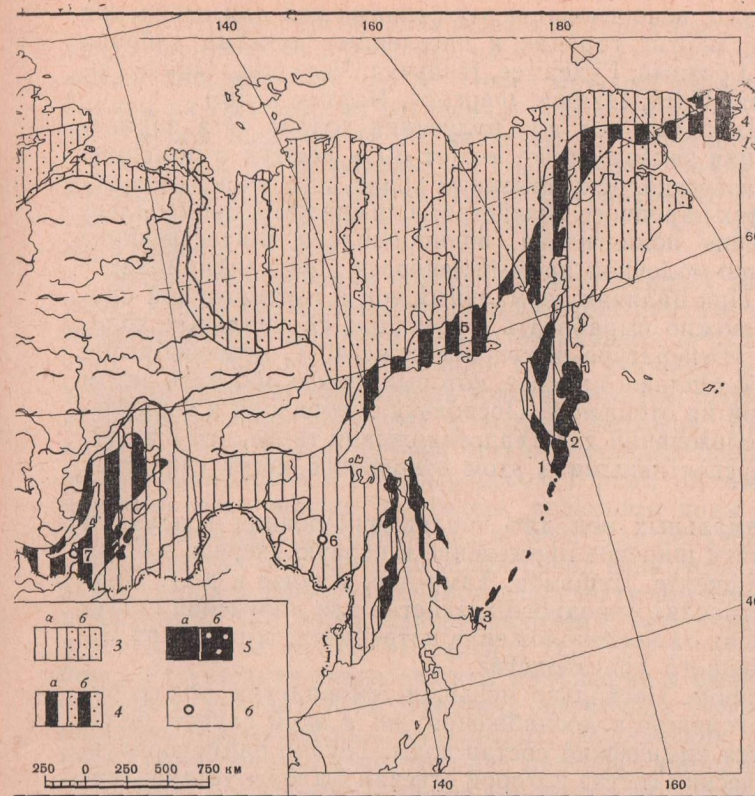


Рис. 2. Схема перспективного использования термальных вод для различных отраслей народного хозяйства

1 — районы, где использование термальных вод при современном уровне техники экономически не при глубоко бурении на нефть; 2 — а) районы возможного использования термальных вод в бассейнах, б) то же, кроме последнего вида использования; 3 — а) районы, где возможно использование пород, теплого орошения, а также горячего водоснабжения и в теплично-парниковом хозяйстве, возможного использования термальных вод в бассейнах и душевых павильонах, для обогрева грунта, хозяйства, а также для теплоснабжения населенных пунктов, хладоснабжения и выработки электричеством теплообменников; 5 — а) районы, в которых возможны все виды использования термальных вод, включая ГеотЭС с прямым пароводяным циклом, б) то же, с применением теплообменников; 6 — скважины

стве растворенные агрессивные компоненты. В этом случае будут применяться геотермальные установки с промежуточным низкокипящим теплоносителем, например фреоном с бромом или литием. Такая опытная геотермальная установка мощностью 750 квт, работающая на воде низких параметров (85°С) с использованием промежуточного низкокипящего теплоносителя (фреона-12), функционирует в настоящее время на Камчатке на Средне-Паратунских источниках. Применение ГеотЭС этого типа значительно увеличивает число районов, перспективных для развития геотермальной энергетики. В первую очередь к таким районам следует отнести районы Майкопа, станиц Курджипской, Кужорской, Тульской в Азово-Кубанском артезианском бассейне, городов Георгиевска, Прикумьска в Терско-Кумском бассейне, Невинномысска на Ставропольском поднятии, Ташкента, Сары-Агача в Сырдарьинском бассейне Краснодарска, Небит-Дага, п-ова Челекен в Западно-Туркменском бассейне, Алма-Аты, Панфилова в артезианском бассейне Илийской впадины. Кроме того, перспективными для строительства ГеотЭС такого типа могут оказаться трещинные воды Северо-Востока СССР — Могойские и Уакитские источники (Бурятская АССР) и Мечигменские, Сенявинские, Чаплинские источники (Чукотский национальный округ).



хозяйства (с учетом требований, приводимых в таблице)

выгодно (на отдельных участках могут быть использованы термальные воды, извлеченные попутно сейнах и душевых павильонах, для обогрева грунта, оттаивания мерзлых пород и теплого орошения термальных вод в бассейнах и душевых павильонах, для обогрева грунта, оттаивания мерзлых пород, теплого орошения, горячего водоснабжения, в теплично-парниковом хозяйстве, а также для теплоснабжения населенных пунктов, хладоснабжения и выработки электричеством теплообменников; 5 — а) районы, в которых возможны все виды использования термальных вод, включая ГеотЭС с прямым пароводяным циклом, б) то же, с применением теплообменников; 6 — скважины

Теплоснабжение населенных пунктов. Экономическая целесообразность такого использования горячих вод зависит от правильного выбора схемы теплоснабжения, определяемой местными условиями, производительностью скважин, температурой и химическим составом подземных вод. Наиболее выгодна схема, по которой горячая вода прямо из скважин поступает в резервуар, откуда раздаточным насосом или еще лучше самотеком подается в водоотопительную сеть.

Для такой схемы нужно, чтобы состав термальных вод отвечал определенным кондициям, а именно: содержание кислорода не должно превышать 0,1 мг/л, взвешенных частиц — 5 мг/л, остаточная карбонатная жесткость — 700 мг-экв/л.

В том случае, когда химический состав термальных вод препятствует их непосредственному использованию в отопительной сети, применяют другую схему с водоводяным теплообменником.

В нашей стране теплофикацию промышленных и населенных пунктов в первую очередь следует производить в перечисленных выше районах перспективного развития геотермальной энергетики (рис. 2). Здесь для этой цели, по данным Е. А. Вакина, могут быть также использованы горячие воды, сбрасываемые ГеотЭС, и отработанный пар (на Камчатке таким образом можно использовать 1600 л/сек воды с температу-

рой 60—90°). Кроме того, использование термальных вод для отопления возможно также и во многих городах и населенных пунктах районов II, III, VII (Армавир, Грозный, Гудермес, Нальчик, Черкесск, Омск, Тюмень, Тобольск, Аршан, Поты, Цаиши, Фергана, Чартак и др.).

Использование термальных вод для получения холода. Эта диаметрально противоположная задача также может быть решена с помощью термальных вод. Как известно, искусственный холод широко используется в различных отраслях народного хозяйства: в химической промышленности (для изготовления полиэтилена, полипропилена, искусственного волокна и т. д.), в мясо-молочной промышленности, для кондиционирования воздуха и т. п. При наличии термальных вод с температурой около 70°С такой холод можно выработать с помощью специальных холодильных машин. При температуре источника ниже 40°С целесообразно применение фреонового теплового насоса, который может работать летом на охлаждение, а зимой на отопление. Поскольку требования к термальным водам при их использовании для хладоснабжения те же, что и в случае теплофикации, перспективными в этом отношении могут считаться районы I, II, III, VII.

Использование термальных вод для кондиционирования воздуха в помещениях может найти широкое применение в первую очередь в городах Средней Азии (Ташкенте, Душанбе, Алма-Ате, Фрунзе и др.). Применение их в других отраслях народного хозяйства для получения искусственного холода зависит от местоположения потребителя и развития определенного промышленного производства.

Горячее водоснабжение. Несколько меньшая температура вод требуется для организации горячего водоснабжения, но в этом случае большей помехой становится химический состав воды. Трудно найти горячую подземную воду, химический состав которой отвечал бы всем установленным нормам и которая могла бы быть непосредственно использована в системе горячего водоснабжения. В большинстве случаев, по-видимому, придется применять схему с водоводяным теплообменником. В этом случае горячее водоснабжение путем использования термальных вод можно осуществить в районах I—III, VII и IX (см. рис. 2).

Теплично-парниковое хозяйство. Термальные воды могут быть использованы также в теплично-парниковых хозяйствах для обогрева парников, теплиц и оранжерей. Расчеты И. И. Сивашинского и Ю. С. Блюмина (1966) показали, что экономически выгодные наименьшие температуры подземных вод при таком использовании составляют: для теплиц зимних 60°С; для теплиц весенних различных сроков ввода в действие 50°С; для парников на техническом обогреве 40°С; для обогреваемого грунта с укрытиями и без 30°С. По данным тех же авторов, для использования термальных вод в теплоснабжении защищенного грунта вынос ими тепла на дневную поверхность должен быть не менее $2,5 \cdot 10^6$ кал/ч, температура воды — не менее 35—40°С, напор — не менее 10—15 м над поверхностью земли. Режим водозабора должен быть стабильным в течение амортизационного срока работы установки.

Применение термальных вод для выращивания овощей и рассады в защищенном грунте позволяет в 4—5 раз снизить затраты на обогрев культивационных сооружений. Об этом свидетельствует опыт эксплуатации таких теплиц и парников в различных природных и экономических условиях на Камчатке, в Казахстане и Предкавказье.

Обогрев почвы и теплое орошение осуществляется водой с температурой не менее 25°С. Как правило, это воды, прошедшие весь комплекс сооружений теплично-парникового комбината, отдавшие уже часть своего тепла. При теплоом орошении минерализация термальных вод не должна превышать 1,5 г/л. Наиболее полно используется тепло подземных вод при последовательном пропускании этих вод через соответствующий набор сооружений.

В настоящее время заканчивается строительство крупнейшего теплично-парникового комбината на Средне-Паратунских источниках с полезной площадью 60 тыс. м². Проектируются теплично-парниковые комбинаты на Паужетских источниках (на 150 тыс. м²), в Дагестане (районы городов Махачкалы, Хасавюрта), Чечено-Ингушской АССР (район г. Грозного), в Ставрополье (г. Георгиевск), Тюменской области (г. Тобольск) и в других районах. Такое использование термальных вод в той или иной степени возможно в районах I—III, VII, IX и, вероятно, местами в районах IV и V.

Оттаивание мерзлых пород. Одной из важных задач, стоящих сейчас перед нашей горнодобывающей промышленностью, является разработка эффективного и дешевого метода оттаивания мерзлых пород. Как известно, почти половину территории СССР занимает криолитозона. Извлечение на дневную поверхность золота, алмазов, олова и других полезных ископаемых, обнаруженных в недрах Таймыра, Якутии, Колымы, Чукотки, требует круглогодичной оттайки мерзлых пород на приисках. Расчеты, проведенные в Ленинградском горном институте¹, показали, что для этой цели вполне пригодны подземные воды с температурой 20—30°С и минимальным дебитом 250 м³/ч. Для получения таких вод в районах развития многолетнемерзлых пород возможны два способа. Первый заключается в непосредственном извлечении подземных вод с температурой выше 25°С и любой минерализацией. Такие термальные воды можно, по-видимому, встретить в пределах Охотско-Чукотского вулканического пояса на участках тектонических нарушений и выходов терм (в первую очередь в районах терм Чукотки, источников Сытыган-Сылба, Берендшинских, Мотыклейских, Кукульских, Нешканских, Дежневских и в глубоких кайнозойских и мезозойских прогибах и впадинах Яно-Колымской, Чукотской и Корякской горно-складчатых областей, а также в синклинальных зонах Яно-Сугайской, Олюторской и Парапольско-Пенжинской). К числу перспективных могут быть также отнесены наложенные впадины Северо-Востока СССР — Момская и Эльгено-Буюндинская, а также Олойская синклинальная зона и значительная часть Большого Аюя, где обнаружены четвертичные вулканы. Термальные воды могут быть обнаружены в пограничных частях Колымского массива. К сожалению, сам массив малоперспективен для поисков термальных вод.

Второй способ заключается в закачке холодных вод в специально буренные на глубину 2—4 км скважины, где эти воды нагреваются до температуры свыше 25°С за счет регионального геотемпературного поля. Этот способ получения термальных вод для оттаивания мерзлых пород удобен тем, что нагретые воды получают в нужных для горнодобывающей промышленности местах, однако он пока еще не опробирован.

Организация бассейнов и душевых павильонов. Подземные воды с температурой от 25 до 40°С с минерализацией до 50 г/л, получаемые как непосредственно из буровых скважин, так и после использования их в турбинах ГеотЭС или отопительных установках и т. п., удобно использовать в бассейнах и душевых павильонах. Строительство последних возможно в I—III, VII и, вероятно, в некоторых местах IV и V районов.

Бальнеология. Во всех районах, где намечается использование термальных вод для хозяйственных целей, следует выяснить их бальнеологические свойства, и при наличии таковых и благоприятном стечении других факторов (климат, местоположение) ставить вопрос об их разливе и строительстве оздоровительных учреждений.

Извлечение химических солей и элементов из термальных вод. Термальные воды обычно обогащены ценными элементами, которые могут быть извлечены из них как попутно (при использовании терм в качестве

¹ См. статью Ю. Д. Дядькина и др. в настоящем сборнике.

теплоносителя), так и непосредственно для нужд химической промышленности.

Среди районов, пригодных для промышленного извлечения ценных компонентов из термальных вод, следует в первую очередь назвать полуострова Челекен и Мангышлак. Так, на Челекене разгружающиеся на дневную поверхность термальные воды выносят в год 300—360 т свинца, 48—50 т цинка, 24—35 т меди и много других ценных компонентов (Лебедев, Никитина, 1968).

Целесообразно, по-видимому, извлечение йода, брома и некоторых других элементов из рассольных термальных вод Западно-Сибирского и Иркутского бассейнов. Следует также рассмотреть возможность добычи Вг, Rb, Cs, As из высокотемпературных вод и парогидротерм Камчатки и Курильских островов.

Таким образом, подземные термальные воды могут использоваться в самых различных отраслях народного хозяйства — теплоэнергетике, тепло- и хладоснабжении, сельском хозяйстве, в химической, горнодобывающей промышленности, а также в бальнеологии. Широкое комплексное использование термальных вод, ресурсы которых на территории СССР практически неисчерпаемы, является первоочередной задачей геотермической науки и практики.

Литература

- Богородицкий К. Ф. Высокотермальные воды СССР. М., «Наука», 1968.
Выморков Б. М., Путник Н. П. Геотермические ресурсы и их энергетическое использование. М.—Л., «Госэнергоиздат», 1960.
«Геотермические исследования и использование тепла Земли». М., «Наука», 1966.
Иванов В. В., Кононов В. И., Сугробов В. М. Основные закономерности формирования гидротерм областей современного вулканизма.— В кн. «Генезис минеральных и термальных вод» (Доклады на XXIII сессии МГК, проблема 2). М., «Наука», 1968.
Лебедев Л. М., Никитина И. Б. Особенности химического состава и рудоносность гидротерм Челекена.— Докл. АН СССР, 1968, т. 183, № 2.
Макаренко Ф. А., Поляк Б. Г., Смирнов Я. Б. Геотемпературное поле на территории СССР.— В кн. «Геологические результаты прикладной геофизики» (доклады на XXIII сессии МГК, Прага, проблема 5). М., «Наука», 1968.
Сивашинский И. И., Блюмин Ю. С. Некоторые вопросы практического использования термальных вод в защищенном грунте.— В кн. «Геотермические исследования и использование тепла Земли». М., «Наука», 1966.
Тепловой режим недр СССР. Под ред. Ф. А. Макаренко и Б. Г. Поляка.— Труды ГИН АН СССР, вып. 218. М., «Наука», 1970.

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАПАСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД СССР, ВОЗМОЖНЫЕ ОБЪЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Б. Ф. МАВРИЦКИЙ, Б. А. ЛОКШИН, А. В. ВОЛЬФЕНФЕЛЬД

Всесоюзный научно-исследовательский институт гидрогеологии и инженерной геологии;
Центральный научно-исследовательский институт
экспериментального проектирования инженерного оборудования

В результате работ, проведенных научно-исследовательскими и производственными организациями Министерства геологии СССР и Академии наук СССР, были определены границы перспективных районов развития термальных вод, в пределах которых имеются благоприятные

гидрогеотермические условия для постановки разведочных работ и практического использования термальных вод.

Среди перспективных районов в складчатых областях в первую очередь следует назвать районы современного вулканизма полуострова Камчатки и Курильских островов; районы выхода многочисленных, часто высокотемпературных источников Забайкалья, Тянь-Шаня и Памира; районы межгорных впадин Рионской, южных частей Куринской и Ферганской, северной части Таджикской; впадин Илийской, Селенгинской и острова Сахалина. В платформенных областях к перспективным относятся районы Равнинного Крыма и Предкавказья (в основном южная часть, протягивающаяся широкой полосой вдоль предгорий Кавказа) на Скифской плите; районы Равнинного Узбекистана (и особенно Сырдарьинской впадины и Бухаро-Хивинского района) на Туранской плите; южные районы Западно-Сибирской плиты. Следует подчеркнуть, что в складчатых областях термальные воды имеют локальное развитие, выходя вдоль крупных зон разломов, в то время как в платформенных областях они развиты на громадных площадях, приурочиваясь к артезианским бассейнам. По условиям залегания и характеру циркуляции термальные воды складчатых областей в основном трещинно-жильные, в платформенных областях — пластовые воды (Маврицкий, 1967).

В указанных выше перспективных районах институтом ВСЕГИНГЕО были проведены расчеты прогнозных эксплуатационных запасов термальных вод, данные по которым сведены в табл. 1.

Для термальных вод пластового типа эти расчеты проводились на основе данных о расходах одиночных скважин, отдельных водозаборов и данных о площадных изменениях водопроницаемости пластов. Прогнозные запасы подсчитаны в основном гидродинамическим методом при условии равномерной сработки уровня и расчетом систем взаимодействующих водозаборов при расчетном понижении 100 м ниже поверхности земли. Подсчитывались запасы в пределах контуров минерализации до 35 г/л и при глубине залегания водоносных комплексов, не превышающей 3000 м. Прогнозные запасы термальных вод трещинно-жильного типа определялись на основе результатов разведочных работ, а там, где эти работы еще не проводились, — по естественной разгрузке с учетом коэффициента увеличения расхода при разбуривании, принимаемом равным 2—3 (минимальным, из действительно получаемых на практике).

Как следует из табл. 1, прогнозные запасы термальных вод в различных интервалах температур распределяются следующим образом:

Температура, °С	м ³ /сек	Температура, °С	м ³ /сек
40—60	201	80—100	6
60—80	43	100—200	5

Вследствие недостаточной пока гидрогеотермической изученности территории СССР, приведенные величины прогнозных запасов следует рассматривать как минимальные.

На рис. 1 изображена карта распространения термальных вод на территории СССР с выделением перспективных районов.

В табл. 2 и 3 приводится примерное распределение прогнозных ресурсов гидротерм по отдельным районам и республикам. В таблицах указываются предположительные цифры использования прогнозных запасов на 1980 год, которые учитывают как существующее положение,

Таблица 1

Прогнозные запасы и температура термальных вод
по перспективным районам СССР

Геолого-структурный регион	Температура воды на изливе, °С	Прогнозные запасы, м ³ /сек
Термальные воды пластового типа		
Скифская плита		
Крымский район	40—60	2,0
Предкавказье	40—60	20,0
	60—80	7,0
	80—100	3,0
Туранская плита		
Сырдарьинская впадина	40—70	4,0
Бухаро-Хивинский район	40—60	7,0
Мангышлакский район	40—60	5,0
Западно-Сибирская плита		
Южные районы (к югу от 58° с. ш.)	40—60	100,0
	60—80	20,0
Северные районы (к северу от 58° с. ш. до 65° с. ш.)	40—60	50,0
	60—80	8,0
Межгорные впадины		
Рионская	40—60	1,5
	60—80	1,0
	80—100	1,0
Куринская	40—70	3,0
Таджикская	40—70	2,0
Ферганская	40—70	2,0
Джаркентская (восточная часть Илийской впадины)	40—60	1,0
	60—80	0,5
	80—100	1,0
Баргузинская, Селенгинская, Тункинская	40—60	2,0
Впадины о. Сахалин	40—70	2,0
Итого	40—100	243,0
Термальные воды трещинно-жильного типа		
Камчатская складчатая зона	40—60	0,5
	60—80	1,0
	80—100	0,5
	100—200	4,0
Курильская складчатая зона	60—80	0,5
	80—100	0,5
	100—200	1,0
Байкальская складчатая зона	40—60	0,5
	60—80	0,5
Тянь-Шаньская складчатая зона	40—60	0,5
	60—80	0,5
		0,5
Складчатые зоны Кавказа, Памира, Саян, Приамурья, Чукотки, Чукотско-Катазиатского вулканогенного пояса	40—60	1,0
	60—80	1,0
Итого	40—200	12,0
Всего по СССР	40—200	255,0

Таблица 2

Прогнозные ресурсы термальных вод РСФСР

Район	Температура тер- мальной воды, °С	Прогнозные запасы, м ³ /сек	
		общие	рекомендуемые на 1980 год
Западная Сибирь	40—60	145	30
	60—80	28	5,5
Предкавказье	40—60	20	10
	60—80	7	4
	80—100	3	1,5
Камчатка	40—60	0,5	0,4
	60—80	1	0,8
	80—100	0,5	0,4
Курильские острова	100—200	4	3
	60—80	0,5	0,4
	80—100	0,5	0,4
Сахалин	100—200	1	0,8
	40—60	1,5	0,3
Восточная Сибирь и Дальний Восток	60—80	0,5	0,3
	60—80	2	0,8
Итого	40—60	170	41,9
	60—80	39	11,8
	80—100	4	2,3
	100—200	5	3,8

Таблица 3

Прогнозные ресурсы термальных вод Казахстана, Украины и некоторых республик Закавказья и Средней Азии

Союзные республики	Температура термальной воды, °С	Прогнозные запасы, м ³ /сек	
		общие	рекомендуемые на 1980
Азербайджанская ССР	40—60	2,5	0,6
	60—80	0,5	0,3
Грузинская ССР	40—60	1,5	1,2
	60—80	1	0,8
	80—100	1,0	0,6
Казахская ССР	40—60	14	3
	60—80	1,5	0,9
	80—100	1	0,6
Киргизская ССР	40—60	2	0,6
Таджикская ССР	40—60	1,5	0,6
	60—80	0,5	0,2
Узбекская ССР	40—60	7,5	1,5
	60—80	0,5	0,5
Украинская ССР	40—60	2	0,8
Итого	40—60	31	8,3
	60—80	4	2,7
	80—100	2	1,2

так и желательный рост темпов поисково-разведочных работ в следующем десятилетии. Прогрессивный прирост эксплуатационных запасов термальных вод в течение 1970—1980 гг. обусловлен установленной рентабельностью использования их, а также наличием вполне достаточных для форсированной разведки гидрогеологических предпосылок.

Как видно из таблиц 2 и 3, наибольшее использование запасов предусмотрено на Камчатке, Курильских островах и в Грузии (к 1980 г. выводится примерно 80% от общих прогнозных ресурсов), а также в Предкавказье (к 1980 г. выводится 50% от общих прогнозных ресурсов). Именно в указанных районах может быть достигнут максимальный экономический эффект.

Анализ качества и теплового потенциала термальных вод, а также имеющийся опыт показывают, что возможны следующие основные направления их использования в народном хозяйстве:

1) теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжение) гражданских и промышленных зданий;

2) теплоснабжение сельскохозяйственных сооружений (особенно защищенного грунта), а также удовлетворение технологических нужд промпредприятий (сушка, ферментационное производство, мойка шерсти и т. п.);

3) бальнеологические цели и извлечение ценных химических продуктов (бром, йод, щелочные металлы и др.);

4) производство электроэнергии.

Последнее может играть существенную роль только в районах современного вулканизма, где имеются термальные воды с температурами, превышающими 100°С. В то же время подземные воды с температурами 50—100°С распространены на площади, превышающей 20% территории страны, поэтому наиболее перспективна организация на их базе низко-температурных систем теплоснабжения.

Следует подчеркнуть, что при непосредственном использовании термальной воды для горячего водоснабжения и технологических целей, помимо высвобождения топлива, достигается вторичный эффект за счет экономии водопроводной или технической воды. Это особенно важно для пустынных и полупустынных районов, где нет поверхностных и иных источников пресной воды для водоснабжения. Несмотря на значительную в ряде случаев минерализацию гидротерм, имеются достаточно широкие возможности их применения в установках ограниченного горячего водоснабжения (души, ванны, бассейны, хозяйственные нужды, кроме питьевых целей).

Для оценки перспектив применения термальных вод и возможного их удельного веса в топливно-энергетическом балансе перечисленных выше перспективных районов необходимо выявление их специфики как одного из топливных ресурсов. Применительно к системам теплоснабжения основной спецификой является одноразовость использования термальных вод и их неизменная температура, в отличие от обычного теплоносителя, который возвращается после потребителя на повторный нагрев и температура которого регулируется в зависимости от климатических факторов.

Таким образом, расход топлива в традиционных системах пропорционален теплотреблению, в то время как геотермальная скважина с одним и тем же дебитом в зависимости от температуры сброса, числа часов использования максимума и ряда других факторов может оказаться эквивалентна совершенно различным количествам получаемой в течение года тепловой энергии.

В качестве примера рассмотрим три варианта использования термальных вод одной из конкретных скважин в г. Махачкале, имеющей дебит 1500 м³/сутки при температуре термальной воды 60°С.

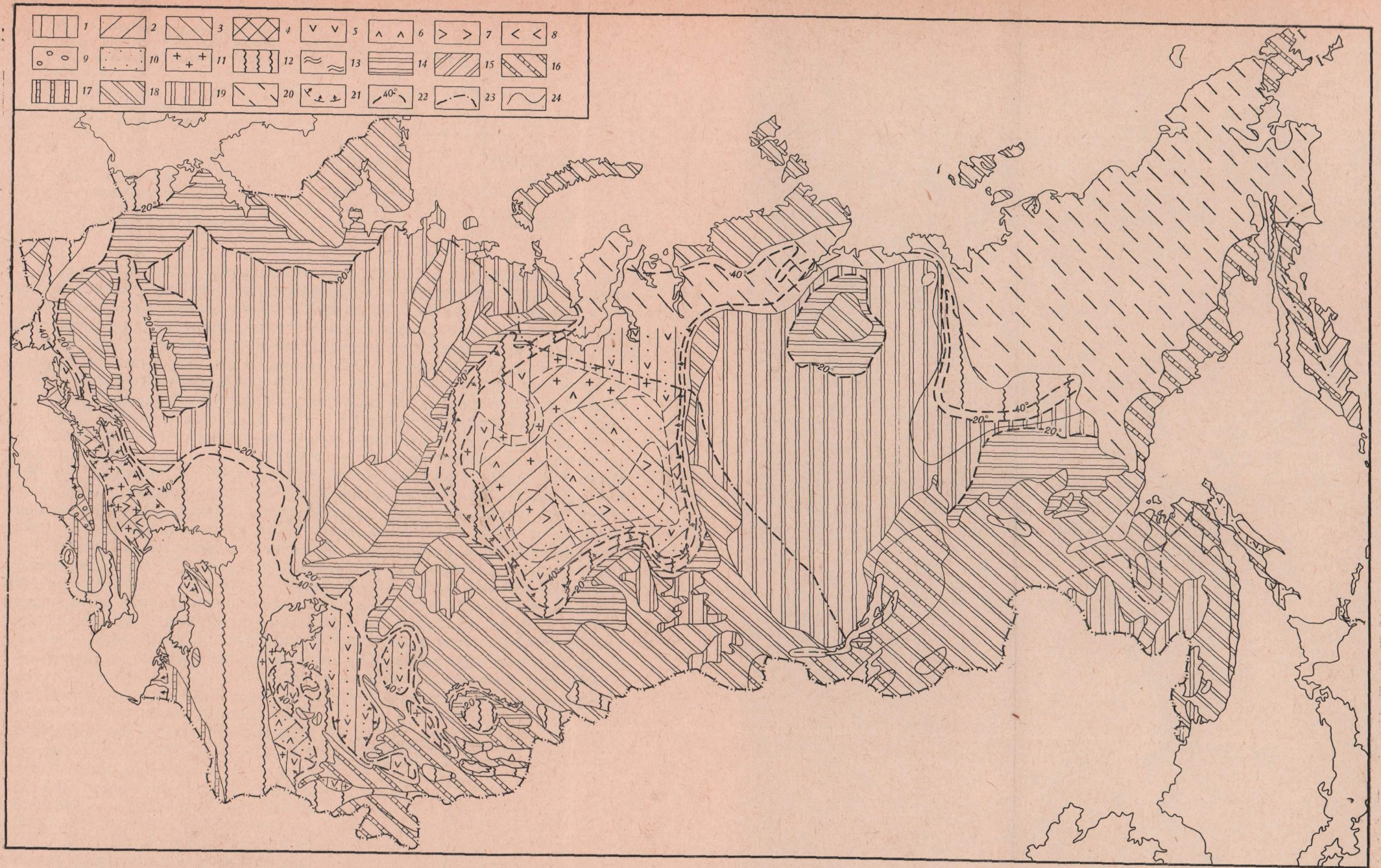


Рис. 1. Карта районирования и перспектив использования термальных вод СССР
(составил Б. Ф. Маврицкий, 1969)

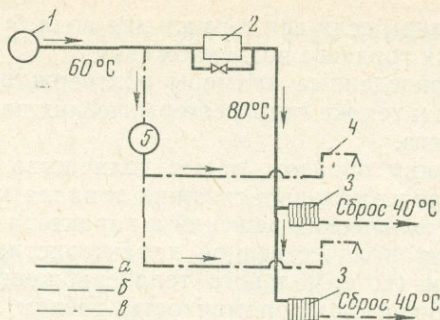
Перспективные районы платформ, краевых прогибов и межгорных впадин, в пределах которых расходы и теплопроизводительность стандартных водозаборов (площадью 25 км², из 5 скважин) достигают: производительность, л/сек — 1 — 50—100; 2 — 100—200; 3 — 200—300; 4 — более 300; теплопроизводительность, Гкал/час (при $\eta_{\text{геот}}=0,5$), 5 — 5—15; 6 — 15—30; 7 — 30—60; 8 — 60—85; 9 — более 85.

Районы, где минерализация термальных вод основных водоносных комплексов достигает, г/л: 10 — до 10; 11 — 10—35; 12 — районы платформ и впадин с ограниченными перспективами использования термальных вод в основном для лечебных целей и ряда технических нужд; 13 — районы платформ и впадин со значительными запасами высоконагретых, в основном рассольных термальных вод; 14 — районы и участки, где в осадочном чехле термальные воды отсутствуют; 15 — перспективные

районы и участки области современного вулканизма; 16 — перспективные районы и участки складчатых областей вне области современного вулканизма; 17 — районы и участки складчатых областей, где термальные воды могут быть использованы в основном для лечебных целей; 18 — районы щитов, выступов фундамента платформ, складчатых областей с отсутствием термопроявлений, бесперспективные для получения термальных вод; 19 — районы платформ, краевых прогибов и межгорных впадин, выполненных осадочными отложениями палеозойского возраста, бесперспективные для получения термальных вод, имеющих практическое значение; 20 — районы не изученные или слабо изученные в гидрогеотермическом отношении; 21 — границы самоизливающихся вод; 22 — изотермы по поверхности фундамента платформ (в районах Вилюйской и Прикаспийской впадин — по основанию мезо-кайнозойского чехла); 23 — южная граница многолетнемерзлых пород; 24 — границы между областями и районами

Рис. 2. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения с пиковым догревом отопительной воды

- 1 — скважина;
- 2 — пиковый догрев;
- 3 — системы геотермального отопления;
- 4 — системы горячего водоснабжения;
- 5 — бак-аккумулятор;
- а — подающая линия;
- б — обратная линия;
- в — подающая линия горячей воды



В первом варианте термальная вода подается параллельно в системы отопления и горячего водоснабжения. Температура обратной воды в отопительных системах принята равной 40°C . Тогда к скважине могут быть присоединены жилые дома с расчетной нагрузкой $1,5 \text{ Гкал/ч}$ (учитывается среднечасовая нагрузка горячего водоснабжения). При этом годовая экономия топлива составит 1200 т условного топлива (*тут*).

Отличие второго варианта (рис. 2) заключается в том, что термальная вода в расчетном режиме до поступления в отопительные системы проходит пиковый догрев до 80°C . Температура сбрасываемой воды составляет 40°C . В этом случае присоединяемая к скважине расчетная нагрузка возрастает до $2,7 \text{ Гкал/ч}$, а годовая экономия топлива до 2100 тут . Пиковый догрев в данном случае действует только 700 часов, а его доля в годовом расходе тепла не превышает 5%. Существенное повышение эффективности геотермального теплоснабжения достигнуто здесь за счет выравнивания потребления термальной воды во времени.

В обоих рассмотренных вариантах температура сбрасываемой термальной воды (40°C), определяемая спецификой водяных систем отопления, весьма велика. На рис. 3 представлена разработанная ЦНИИЭП инженерного оборудования схема, свободная от указанного недостатка. Получаемая из скважины термальная вода проходит пиковый догрев, а затем направляется в низкотемпературные водяные системы отопления и на второй подогрев воздушных систем. Обратная вода из водяных систем направляется на первый подогрев воздушных, а прямая термальная вода после второго подогрева — на горячее водоснабжение всех зданий. Сочетание пикового догрева, воздушных систем на «хвосте» водяных и открытого водоразбора на «хвосте» второго подогрева позволяет присоединить к скважине жилые дома с расчетной тепловой нагрузкой $3,6 \text{ Гкал/ч}$ при годовой экономии топлива — 3100 тут . Годовая экономия топлива может при той же расчетной нагрузке еще более возрасти (до

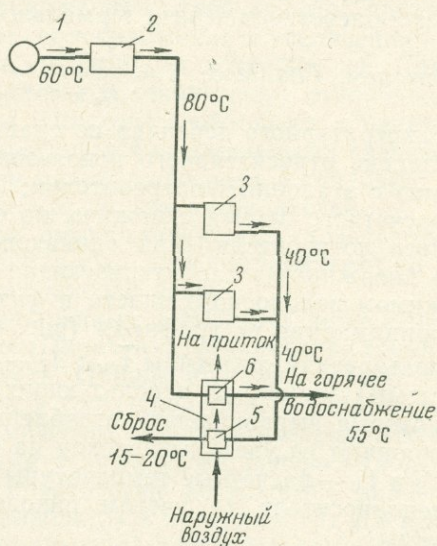


Рис. 3. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения с комбинированным использованием водяных и воздушных систем отопления

- 1 — скважина; 2 — пиковый догрев; 3 — системы водяного отопления; 4 — система воздушного отопления; 5 — калориферы первого подогрева воздушной системы; 6 — калориферы второго подогрева воздушной системы

4500 т/ч), если вся термальная вода будет использоваться только в установках горячего водоснабжения.

Приведенные примеры подтверждают возможность получения при одних и тех же гидрогеотермических параметрах существенно различного эффекта.

Таким образом, общее количество высвобождаемого при эксплуатации геотермальных скважин топлива кардинально зависит от применяемых технических решений и характера потребителей тепла.

Для количественной характеристики энергетической эффективности систем геотермального теплоснабжения, в значительной степени определяющей их экономичность, введем понятие коэффициента эффективности системы геотермального теплоснабжения $\eta_{\text{геот}}$ (Локшин, 1969). Величина $\eta_{\text{геот}}$ представляет собой отношение реально используемого в годовом разрезе теплового потенциала скважины к суммарному количеству тепла, которое могло бы быть получено при срабатывании годового дебита до некоторой условной температуры. В качестве такой температуры может быть принята температура водопроводной воды в зимний период, равная 5°C , которая учитывается при определении расхода тепла на горячее водоснабжение. Для некоторого эталонного потребителя с вполне равномерной нагрузкой и полным срабатыванием термальной воды (до 5°C) количество тепла, получаемого от 1 т/ч расчетного дебита, составит:

$$Q_{\text{год уд}}^{\text{эт}} = (t_{\text{тв}} - 5) \cdot 8500 \cdot 10^{-3} \text{ Гкал/год}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{год уд}}^{\text{эт}}$ — годовое количество тепла, получаемое от 1 т/ч расчетного дебита термальной воды, используемой эталонным потребителем, Гкал/год; $t_{\text{тв}}$ — температура термальной воды, получаемой из скважины, $^\circ\text{C}$; 8500 — условное число часов использования максимума нагрузки эталонным потребителем.

В любой реальной системе геотермального теплоснабжения величина $\eta_{\text{геот}}$ определится из выражения:

$$\eta_{\text{геот}} = \frac{Q_{\text{год уд}}^{\text{факт}}}{Q_{\text{год уд}}^{\text{эт}}} = iz\zeta(1 - d_{\text{т}}), \quad (2)$$

где $Q_{\text{год уд}}^{\text{факт}}$ — фактическое годовое количество тепла, получаемое от 1 т/ч расчетного дебита термальной воды, используемой реальным потре-

бителем, Гкал/год; $i = \frac{t'_2 - t'_0}{t_{\text{тв}} - 5}$ — степень относительного срабатывания

температурного перепада по сравнению с эталонным потребителем; z — степень относительного использования максимума нагрузки по сравнению с эталонным потребителем; ζ — степень относительного увеличения расчетного дебита скважины по сравнению с теплоснабжением эталонного потребителя (при одинаковом понижении динамического уровня в скважинах), характеризующая связь между гидродинамическим режимом водоносного пласта и фактическим отбором термальной воды и принимаемая по графикам (рис. 4) в зависимости от коэффициента использования скважины $\bar{\tau}_{\text{скв}}$; $d_{\text{т}}$ — доля (в годовом тепловом балансе системы) элементов, использующих топливо (например, пиковый догрев), которые выравнивают потребление термальной воды во времени и сокращают ее удельный расход на единицу расчетной тепловой нагрузки; t'_2 и t'_0 — расчетные температуры поступающего к данному потребителю теплоносителя (с учетом пикового догрева) и обратной (сбросной) воды, $^\circ\text{C}$.

Значения z для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения вычисляются по формулам:

$$z_{от} = z_{вент} = \frac{\tau_{сез} \cdot \varphi_{ср}}{8500}, \quad (3)$$

$$z_{гв} = \frac{5500 + 0,35\tau_{сез}}{8500}, \quad (4)$$

где $\tau_{сез}$ — продолжительность отопительного сезона, час; $\varphi_{ср}$ — среднесплошечный коэффициент отпуска тепла.

Коэффициент использования скважины $\bar{\tau}_{скв}$ — отношение фактического годового отбора термальной воды к годовому ее отбору эталонным потребителем (в условиях равномерной откачки).

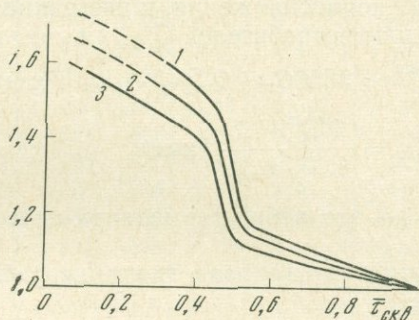
Рис. 4. Графики для определения степени относительного увеличения расчетного дебита скважин

Граничные условия расположения водозаборов от границ пласта:

1 — $l=1$ км;

2 — $l=5$ км;

3 — $l=10$ км и более и неограниченный пласт



Возможны следующие диапазоны изменения значения $\eta_{геот}$ — для разных видов потребителей при непосредственной подаче термальной воды:

($i_{гв}=1$), $t_{гв}=50-100^\circ\text{C}$ и $\tau_{сез}=2000-6500$ час:

а) отопление $\eta_{геот}=0,05 \div 0,34$;

б) вентиляция $\eta_{геот}=0,15 \div 0,45$;

в) горячее водоснабжение $\eta_{геот}=0,76 \div 0,92$.

Как видим, наиболее эффективно использование термальных вод для целей горячего водоснабжения. Однако ограничение применения термальных вод одним горячим водоснабжением требует, как правило, устройства двух параллельных систем теплоснабжения и увеличения протяженности магистральных сетей от скважин до потребителей. Такие решения существенно усложняют системы в техническом отношении и обычно экономически нерациональны. Поэтому необходимо добиваться повышения $\eta_{геот}$ для отопления, что достигается специальными низкотемпературными системами, применением пикового догрева и тепловых насосов, использованием обратной воды для других потребителей.

Для объектов, имеющих все виды потребителей, $\eta_{геот}$ представляет собой средневзвешенную величину между $\eta_{геот}$ всех потребителей по долям их в общем расчетном отборе термальной воды.

Анализ большого количества выполненных ЦНИИЭП инженерного оборудования конкретных проработок (Паратунка, Махачкала, Тернаир, Избербаш, Каспийск, Черкесск, Зугдиди, Цаиши, Менджи, Астара, Массаллы, Питателевское месторождение в Бурятской АССР), охватывающих широкий диапазон гидрогеотермических и климатических условий и характеризующихся разнообразными техническими решениями и набором потребителей, показал, что практически достижимое значение коэффициента эффективности $\eta_{геот}$ колеблется в пределах $0,3-0,8$ и для прогнозных расчетов может быть с достаточной достоверностью принято

равным 0,55. Произведение $i\zeta$, определяющее объем расчетной нагрузки, которую принимает на себя система геотермального теплоснабжения, в среднем составляет 1,2 (отопление плюс горячее водоснабжение).

В этой связи целесообразно коснуться вопроса о возможной расчетной теплопроизводительности геотермальной системы. Как показали гидродинамические расчеты, в широких пределах изменения основного показателя — водопроницаемости (от 20 до 200 м³/сутки) — стандартный водозабор площадью 25 км², состоящий из пяти скважин, может при принудительной откачке давать от 50 до 300 л/сек термальной воды при условии теплоснабжения эталонных потребителей.

Тогда расчетная нагрузка обслуживаемых геотермальной системой реальных потребителей $Q'_{\text{факт}}$ при $t_{\text{ТВ}}=50-100^\circ\text{C}$ будет колебаться в пределах 10—120 Гкал/ч.

Годовое количество тепла $Q_{\text{год}}^{\text{факт}}$, передаваемое геотермальными системами теплоснабжения, и возможная расчетная нагрузка присоединяемых к ним потребителей $Q'_{\text{факт}}$ вычисляются по формулам:

$$Q_{\text{год}}^{\text{факт}} = 3600G_{\text{ТВ}} \cdot Q_{\text{год уд}}^{\text{эт}} \cdot \eta_{\text{геот}} \text{ Гкал/год}, \quad (5)$$

$$Q'_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{факт}} \cdot i \cdot \zeta}{8500 \cdot \eta_{\text{геот}}} \text{ Гкал/ч}, \quad (6)$$

где $G_{\text{ТВ}}$ — это дебит термальной воды, принимаемый по данным таблиц 2 и 3.

Возможная годовая экономия топлива в год определится из выражения:

$$b_{\text{год}} = \frac{0,143}{\eta_{\text{зам кот}}} \cdot Q_{\text{год}}^{\text{факт}} \text{ тунт/год}, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{зам кот}}$ — коэффициент полезного действия заменяемой котельной.

Значения $Q_{\text{год}}^{\text{факт}}$, $Q'_{\text{факт}}$ и $b_{\text{год}}$, рассчитанные по формулам (5) — (7) для различных районов, приведены в табл. 4. При этом величина $\eta_{\text{зам кот}}$ принималась равной 0,75, а температура термальной воды $t_{\text{ТВ}}$ в каждом диапазоне усреднялась, кроме диапазона 40—60°С, где принято наиболее вероятное средневзвешенное значение $t=55^\circ\text{C}$.

Анализ табл. 4 свидетельствует о том, что в отдаленной перспективе практическое использование глубинного тепла Земли может привести к экономии более 45 млн. тунт в год.

Расчетное потребление тепла на коммунально-бытовые нужды современного города с населением в 100 тыс. человек составляет 150—200 Гкал/ч. Тогда при соответствующем размещении скважин и потребителей геотермальными системами теплоснабжения могли бы быть охвачены города и поселки городского типа, имеющие в сумме около 30 млн. жителей $\left(\frac{61\,650}{200} \approx 308\right)$ городов с населением по 100 тыс. человек).

Однако распределение ресурсов термальных вод по территории СССР далеко неравномерно: например, доля одной только Западной Сибири в возможной общей экономии топлива составляет примерно 65%.

В то же время районы наибольшего коммунально-бытового потребления топлива в Западной Сибири — Кемеровская и Новосибирская области — сколько-нибудь существенными ресурсами термальных вод не располагают.

Также обстоит дело на Дальнем Востоке, где основные ресурсы термальных вод сосредоточены на Камчатке. Поэтому к выявлению возможного удельного веса термальных вод в различных статьях топливно-энергетического баланса экономических районов следует подходить с определенной осторожностью.

Таблица 4

Рекомендуемые годовой отпуск тепла, расчетные нагрузки присоединяемых потребителей и экономия топлива по грациям температур воды в перспективных районах

Район	Температура термальной воды, °С	Годовой отпуск тепла потребителям ($Q_{\text{факт}}$), тыс. Гкал/год		Возможная расчетная нагрузка присоединяемых потребителей, тыс. Гкал/час		Возможная годовая экономия топлива в год, тыс. т/год	
		общие прогнозные ресурсы	на 1980 год	общие прогнозные ресурсы	на 1980 год	общие прогнозные ресурсы	на 1980 год
Западная Сибирь	40—60	122 000	25 000	31,4	6,5	23 200	4 800
	60—80	31 000	6 000	8	1,5	5 900	1 150
Предкавказье	40—60	17 000	8 500	4,4	2,2	3 250	1 620
	60—80	7 700	4 400	2	1,1	1 470	840
	80—100	4 300	2 150	1,1	0,55	820	410
Камчатка	40—60	420	340	0,11	0,037	80	65
	60—80	1 100	880	0,28	0,23	210	170
	80—100	720	570	0,18	0,15	140	110
Курильские острова	100—200	9 800	7 300	2,5	1,9	1 870	1 400
	60—80	550	440	0,14	0,11	110	84
	80—100	720	570	0,18	0,15	140	110
Сахалин	100—200	2 450	1 950	0,63	0,5	470	370
	40—60	640	250	0,16	0,064	120	48
	60—80	550	330	0,14	0,085	105	63
Восточная Сибирь и некоторые районы Дальнего Востока	40—60	2 500	1 000	0,64	0,26	480	190
	60—80	2 200	880	0,56	0,23	420	170
	80—100	1 450	570	0,36	0,15	280	110
Азербайджанская ССР	40—60	2 100	500	0,55	0,13	400	95
	60—80	550	330	0,14	0,085	105	63
	80—100	1 300	1 000	0,33	0,26	250	190
Грузинская ССР	40—60	1 100	880	0,28	0,23	210	170
	60—80	1 450	570	0,36	0,15	280	110
	80—100	1 450	570	0,36	0,15	280	110
Казахская ССР	40—60	11 900	2 500	3,0	0,64	2 270	480
	60—80	1 600	990	0,41	0,25	310	190
	80—100	2 400	860	0,61	0,22	460	160
Киргизская ССР	40—60	1 700	500	0,44	0,13	320	95
	60—80	550	220	0,14	0,056	110	42
Таджикская ССР	40—60	1 300	500	0,33	0,13	250	95
	60—80	550	220	0,14	0,056	110	42
Узбекская ССР	40—60	6 250	1 300	1,62	0,33	1 200	250
	60—80	550	550	0,14	0,14	105	105
Украинская ССР	40—60	1 700	700	0,44	0,18	320	130
	60—80	550	550	0,14	0,14	105	105
Итого по грациям температур:	40—60	167 810	42 090	43,42	10,911	32 140	8058
	60—80	47 450	15 900	12,23	4,046	9 055	3047
	80—100	9 590	4 720	2,43	1,22	1 840	900
	100—200	12 250	9 250	3,13	2,4	2 340	1770
Всего		237100	71960	61,21	18,577	45 375	13 775

Необходимо, однако, отметить, что общая годовая экономия топлива для Западной Сибири и Дальнего Востока вполне реальна, поскольку термальные воды могут быть ориентированы и на других потребителей (тепличные комбинаты, геотермальные электростанции и т. д.), разме-

щение которых в районах месторождений не представляет особых затруднений.

Кроме того, в некоторых местах (например, на Камчатке и Курильских островах) коммунально-бытовое потребление будет ориентировано на термальные воды почти полностью. Реально достижимая экономия топлива за счет использования термальных вод может составить до 14 млн. *тут* в год или от 10 до 35% от нужд на коммунально-бытовое снабжение.

На основании изучения имеющихся материалов по химическому составу и минерализации гидротерм в табл. 5 приведены ориентировочные

Таблица 5

Ориентировочные объемы применения открытого водозабора

Экономический район	Процент открытых систем горячего водоснабжения	Возможная экономия водопроводной воды, млн. м ³ /год	
		на 1980 год	в более отдаленной перспективе
Западная Сибирь	40	81	406
Северный Кавказ	60	50	97
Камчатка	70	18	24
Курильские острова	70	6	8
Сахалин	50	1,7	5,5
Восточная Сибирь и другие районы Дальнего Востока	70	8	20
Азербайджанская ССР	30	1,4	4,5
Грузинская ССР	70	9	11
Казахская ССР	70	17	45
Киргизская ССР	70	2,2	7,5
Таджикская ССР	50	2,1	5,5
Узбекская ССР	80	9	34
Украинская ССР	50	2,2	5,5
Итого		207,6	673,5

объемы применения открытого водозабора от общих ресурсов термальных вод и соответствующие им цифры годовой экономии водопроводной воды, определенные с учетом удельного веса горячего водоснабжения в общей тепловой нагрузке. При этом принималось во внимание разрешение Госсанинспекции СССР использовать в установках ограниченного горячего водоснабжения термальную воду с минерализацией до 10 г/л, если ее жесткость и содержание вредных компонентов находятся в пределах требований ГОСТ'а на питьевую воду.

Экономия топлива приводит, помимо улучшения топливно-энергетического баланса, к существенному сокращению эксплуатационных затрат на теплоснабжение. Для ориентировочной оценки этого сокращения по некоторым экономическим районам (табл. 6) использованы показатели замыкающих затрат на топливо (сортовой уголь), разработанные СОПСом при Госплане СССР, институтом «Энергосетьпроект» и Сибирским энергетическим институтом СО АН СССР для этапов 1970—1975 гг. и 1976—1980 гг.

При использовании вместо показателей замыкающих затрат действующих в настоящее время оптовых цен на твердое топливо стоимость

Таблица 6

Ориентировочная оценка стоимости высвобождаемого топлива

Экономический район	Стоимость высвобождаемого топлива, млн. руб./год на 1980 год	Экономический район	Стоимость высвобождаемого топлива, млн. руб./год на 1980 год
Западная Сибирь	56	Средняя Азия	9,1
Северный Кавказ	51	Казахстан	10
Закавказье	12,5	Восточная Сибирь	1,7
Итого		140,3	

последнего по сравнению с данными табл. 6 возросла бы примерно в два раза на уровне 1980 г.

Экономия водопроводной воды также ведет к сокращению эксплуатационных затрат, но в целом в 10—15 раз меньшему (в денежном выражении), чем экономия топлива.

Следует иметь в виду, что цифры, приведенные в табл. 6, не дают абсолютной величины экономического эффекта от внедрения геотермальных систем теплоснабжения. Опыт проектирования показывает, что последние характеризуются, как правило, более значительными капиталовложениями по сравнению с базисными вариантами.

Удорожание первоначальной стоимости систем происходит вследствие появления новых элементов, таких, как скважины, сборные сети термальной воды, магистральные сети от сборных емкостей до потребителей и др. Экономический эффект достигается в том случае, если выполняется неравенство

$$\frac{(K_{гт} - K_{баз}) \cdot E_{н}}{I_{баз} - I_{гт}} < 1, \quad (8)$$

где $K_{гт}$ и $K_{баз}$ — капиталовложения в геотермальном и базисном вариантах; $I_{гт}$ и $I_{баз}$ — годовые эксплуатационные расходы в геотермальном и базисном вариантах; $E_{н}$ — нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12.

Как показали конкретные проработки, для обычных условий геотермального теплоснабжения (кроме Камчатки и Курильских островов) экономический эффект равен стоимости высвобождаемого топлива с поправочным коэффициентом 0,7—0,8, что может дать в 1980 г. примерно 110 млн. руб.

Приведенные выше прогнозные данные свидетельствуют о том, что широкое практическое использование термальных вод является важной народнохозяйственной задачей текущего десятилетия. Однако для этого требуется резкое усиление разведочных работ в перспективных районах с целью быстрого наращивания эксплуатационных запасов термальных вод.

Темпы разведочных работ должны обеспечивать среднегодовой прирост запасов в 1970—1980 гг. не менее 5—6 м³/сек, поскольку в настоящее время разведанные эксплуатационные запасы термальных вод на всей территории СССР только несколько превышают 2 м³/сек, что составляет менее 1% от общих ресурсов и 3% от уровня 1980 г. Первоочередными районами интенсивной разведки и освоения термальных вод долж-

ны стать районы Камчатки, Предкавказья, Рионской впадины, а также равнинный Узбекистан, юг Казахстана и Западная Сибирь, южная часть Куринской впадины.

Необходимые среднегодовые капиталовложения в бурение геотермальных скважин на период до 1980 г. ориентировочно составят при этом около 60 млн. руб., в том числе (в млн. руб.): Западная Сибирь — 30, Северный Кавказ — 12, Дальний Восток и Восточная Сибирь — 5; Средняя Азия — 4, Закавказье — 3, Украина — 0,8. Приведенные цифры определены, исходя из реально достижимых средних дебитов скважин (15—20 л/сек, что соответствует бурению примерно 300 скважин в год) и средней глубины 2 км (кроме Камчатки, Курильских островов и континентальных районов Дальнего Востока, где глубина принималась равной соответственно 500 и 300 м).

Объем разведочного бурения принят в размере 50% от общей проходки скважин, стоимость — по фактическим данным Министерства нефтедобывающей промышленности СССР и Министерства геологии СССР.

Как указывалось выше, прогнозные ресурсы термальных вод определены, исходя из понижения уровня к концу срока эксплуатации на 100 м ниже поверхности земли. Это позволяет резко сократить требуемые объемы бурения. Расчеты показали, что затраты на глубинную откачку оказываются несопоставимо малы по сравнению со строительством дополнительных скважин.

Особо следует остановиться на энергетической эффективности глубинной откачки. Сопоставим дополнительное количество тепла, получаемое за счет увеличения дебита водозабора при глубинной откачке, с количеством расходуемой насосом электроэнергии.

Таблица 7

Гидрогеологические характеристики типичных пластовых месторождений термальных вод при самоизливе и глубинной откачке

Месторождение	Температура термальной воды, °С	Расчетный дебит водозабора при самоизливе, м ³ /сутки*	Расчетный дебит водозабора при равномерном понижении динамического уровня на 100 м (к концу 25-летнего срока эксплуатации), м ³ /сутки *
Колпашево	70	2 600	9 900
Ташкент	70	4 200	8 200
Махачкала	65	11 000	41 000

* Для расчета принят стандартный водозабор площадью 25 км², состоящий из пяти скважин.

В табл. 7 приведены гидрогеологические характеристики трех типичных пластовых месторождений термальных вод — Колпашево (Западная Сибирь), Ташкент (Средняя Азия) и Махачкала (Северный Кавказ), рассчитанные в условиях самоизлива и глубинной откачки.

Энергетическая эффективность глубинной откачки определяется соотношением дополнительно получаемого тепла (за счет увеличения дебита) и затрачиваемой электроэнергии в сопоставимых единицах эксергии. Расчет энергетической эффективности производится в диапазонах значений $\eta_{геот}$ от 0,3 до 0,8 и коэффициента полезного действия глубинного насоса η_n от 0,2 до 0,6.

Наращивание разведанных запасов термальных вод еще не означает их широкого народнохозяйственного использования. Не менее серьезное внимание должно быть обращено на устройство промыслов, подвод теплоносителя к потребителям, создание комплексных схем геотермаль-

ного теплоснабжения на современном техническом уровне. Уже в настоящее время имеют место случаи, когда имеющиеся эксплуатационные запасы термальных вод реализуются далеко не полностью и отнюдь не лучшим в техническом отношении образом. Массовому внедрению геотермального теплоснабжения должны предшествовать широкое экспериментальное строительство и испытания осуществленных систем.

Исходя из анализа различных гидротермальных, теплотехнических, климатических условий и т. д.,— первоочередными пунктами для строительства экспериментальных объектов являются: Паратунка, Махачкала, Тернаир, Зугдиди, Черкесск, Ташкент и Тобольск. В первых четырех пунктах строительство уже ведется.

Намеченный комплекс опытных работ необходимо завершить не позднее 1973 г. в противном случае массовое внедрение геотермального теплоснабжения даже к 1980 г. окажется под угрозой.

Литература

- Локшин Б. А. Геотермальные системы теплоснабжения.— «Водоснабж. и санит. техника», 1969, № 1.
Маврицкий Б. Ф. Некоторые вопросы формирования термальных вод и перспективы их использования.— Сов. геология, 1967, № 11.
Развитие топливной базы районов СССР. Под общей ред. проф. А. Е. Пробста. М., «Недра», 1968.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ БЕЛОРУССИИ

Г. В. БОГОМОЛОВ, Л. А. ЦЫБУЛЯ, П. П. АТРОЩЕНКО

Лаборатория геохимических проблем АН Белорусской ССР

За последние 20 лет в Белоруссии выполнен большой объем комплексных геолого-гидрогеологических, геофизических и геотермических исследований, позволивший выделить ряд крупных геологических структур и получить новые данные о геологическом строении и гидрогеотермических условиях исследуемой территории. В числе положительных структур выделяется Белорусско-Литовский массив, занимающий северо-западную и западную части республики. К этой структуре, где кристаллический фундамент залегает на глубинах от 300 до 500 м, примыкают на юго-западе и юге Брестская и Припятская впадины, разделенные Полесской седловиной, западный склон Московской синеклизы на востоке. К северу от Белорусско-Литовского массива располагается склон Прибалтийской впадины. Сочленение впадин нарушено ступенчатыми «сбросами» широтного и субмеридионального направлений.

Геологические материалы дают основание рассматривать Брестскую впадину как древнюю структуру, которая была заложена в венде. Образование Припятской впадины произошло в среднем девоне. Белорусско-Литовский массив как положительная структура — более древняя структура, чем окружающие его впадины.

По данным глубокого бурения и геофизических исследований, глубина залегания фундамента различна в пределах отрицательных структур. В Брестской впадине она не превышает 1,8 км, в Припятской от 2,5 до 5 км. Глубина залегания фундамента в западной части Московской синеклизы 1,4—1,5 (Орша). Сочленение Припятской впадины с Московской синеклизой осуществляется через Рогачевско-Жлобинскую седловину,

где фундамент залегает на глубинах 700—800 м. Эта седловина прослеживается от Белорусско-Литовского массива на юго-восток и в сторону Воронежского массива.

Недостаточность литературных данных о бурении указанных выше структур сказывается на характере представлений о их геотермических условиях. Если в Припятской впадине пробурено много глубоких скважин, в которых проведены измерения температур, то их сравнительно меньше в Брестской и Оршанской впадинах и на Белорусско-Литовском массиве. Начиная от Минска до Орши и от Рогачева до Борисова и Новополюцка, надежных геотермических данных пока не имеется.

Учитывая необходимость освещения геотермических условий республики, Сектор геотермии глубинных зон Лаборатории геохимических проблем АН БССР в течение последних пяти лет собрал и проанализировал фактический материал по геотермическим наблюдениям, как в пределах отдельных структур, так и территории в целом. Для этой цели использованы данные промыслового термокаротажа по ряду глубоких скважин, длительное время находившихся в спокойном состоянии, а также измерения температур воды в скважинах, пробуренных в северной части Белоруссии, где геотермические наблюдения не выполнялись. Начиная с 1967 г., геотермические исследования в Припятской впадине проводились нами совместно с Институтом физики Земли АН СССР. В лаборатории Отдела геотермии названного института проведены совместные исследования теплофизических свойств горных пород и подсчет тепловых потоков в некоторых пунктах Припятской впадины.

На основании собранных и проработанных материалов нами составлены геотермические карты Белоруссии для различных структурных этажей. Одной из таких карт является карта температур на поверхности фундамента в масштабе 1 : 1 000 000 (рис. 1). Другие карты в масштабе 1 : 500 000 характеризуют температуры в Припятской впадине на глубинах 350 и 2000 м (рис. 2 и 3).

Карта по фундаменту показывает, что минимальные температуры (10—15°) относятся к наиболее приподнятой (выше 500 м) его части, на склонах и седловинах температуры не выше 20°, во впадинах максимальная измеренная и вычисленная температура достигает 80—90° и выше (Припятская впадина). Максимальная температура на поверхности фундамента в Брестской впадине не превышает 38—40°, в Оршанской — 34°. Температура на фундаменте в Брестской впадине, вычисленная нами до бурения, оказалась близкой к замеренной на Высоковском поднятии (Высоковская $1 = P - +37^\circ$). Анализ температурных данных показывает, что положение структур определяет величины геотермических градиентов. Так, наименьшие градиенты в осадочной толще наблюдаются на Белорусском массиве — $0,9—1,25 \cdot 10^{-2}$ град/м. Тепловой поток в осадочной толще на южном склоне Белорусского массива (г. Барановичи) — $0,34 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек. Низкая величина его в данном пункте обусловлена нисходящим движением подземных вод в зоне питания.

Геотермические градиенты в Брестской и Оршанской впадинах, выполненных терригенными и частично карбонатными породами, составляют $1,6—1,8 \cdot 10^{-2}$ град/м.

Большим разнообразием геотермических параметров характеризуется Припятская впадина, где мощность осадочных отложений колеблется от 2,5 до 5 км и более значительное место в разрезе занимает каменная соль, суммарная мощность которой 2—3 км. На аномальное распределение тепла здесь в сильной степени влияют высокая теплопроводность соли ($0,053 \cdot 10^{-3}$ кал/см·сек·град) и проявление соляного тектогенеза. Немаловажную роль играют также глубина залегания и блоковое строение кристаллического фундамента. На характер распределения температурного поля в данном районе оказывает влияние движение подземных вод.



Рис. 1. Схематическая карта изотерм на поверхности фундамента Белоруссии (составил Г. В. Богомолов, Л. А. Цыбуля, 1966 г.)

1 — изотермы, °С; 2 — контуры Припятской впадины; 3 — фактическая температура, °С; 4 — температура, вычисленная по геотермическому градиенту

направленное с юга на север, с разгрузкой вод глубоких горизонтов по линии северного сброса — Глусск, Паричи, Речица. В этом же направлении увеличиваются температуры на поверхности фундамента и в нижнем структурном ярусе.

В северо-восточной части впадины все литолого-стратиграфические комплексы характеризуются более высокими температурами и геотермическими градиентами. На глубине 2000 м температура пород в этой части впадины достигает 40° С и более. Она выше, чем в ее юго-западном замыкании. Величина теплового потока на северо-востоке впадины тоже выше. Так, в скв. 17-Р Речицкой площади тепловой поток в толще каменной соли равен $1,24 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек, а в скв. 21-Р Ельской площади в тех же отложениях он составляет $0,84 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек. Передача глубинного тепла к поверхности земли в северо-восточной прибортовой части Припятской впадины, по-видимому, в значительной степени связана с разницей температурных условий на поверхности фундамента. Повышенные температуры на поверхности фундамента в северо-восточной части Припятской впадины обуславливают более интенсивный прогрев осадочной толщи в этом районе восходящим движением горячих глубинных вод. В связи с этим изотермическая поверхность с температурой 20° С в северо-восточной части Припятской впадины залегает на глубине менее 200 м (скв. 5-Р Первомайской площади), тогда как в юго-восточной и

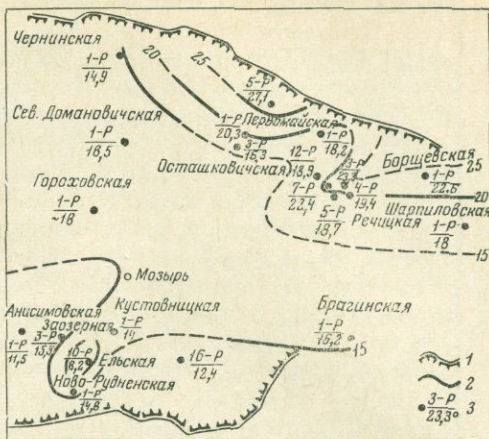
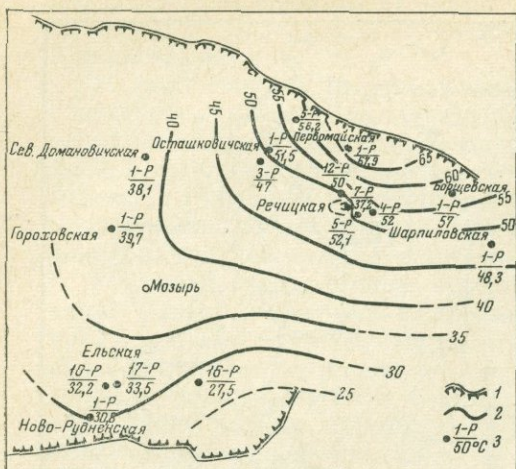


Рис. 2. Карта геозотерм на глубине 2000 м Припятской впадины (составили Г. В. Богомолов, Л. А. Цыбуля, 1966 г.)

1 — региональные разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 2 — геозотермы в °С на глубине 2000 м; 3 — номер скважины (в числителе) и температура в °С на глубине 2000 м (в знаменателе)

Рис. 3. Карта геозотерм на глубине 350 м Припятской впадины (составили Г. В. Богомолов, Л. А. Цыбуля, 1966 г.)

1 — региональные разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 2 — геозотермы в °С на глубине 350 м; 3 — номер скважины (в числителе) и температура в °С на глубине 350 м (в знаменателе)

западных частях она опускается на глубины свыше 1200 м (Ельская 11-Р, Туровская 2-Р, Червоно-Слободская 1-Р).

В соответствии со структурными особенностями на территории Белоруссии выявлен и особый характер распределения различных типов нефтей и подземных вод как по удельному весу и составу нефти, так и величине минерализации и температуре воды. На Белорусском массиве и его склонах водоносные горизонты в осадочных отложениях содержат пресные гидрокарбонатные кальциево-натриевые и магниевые воды с температурой не выше 10—15°С. Рассчитывать на получение в этом районе термальных вод не приходится. В переходной зоне от массива к впадинам, где фундамент залегает на глубинах 500—700 м, температура воды не превышает 15—20°С. Тип воды хлоридно-сульфатный или хлоридный с минерализацией не более 10 г/л (Бобруйск, Рогачев, Новополоцк, Летцы).

В краевых частях Полесской седловины в некоторых пониженных участках рельефа наблюдаются повышенные температуры воды у поверхности. Эти температурные аномалии приурочены, по-видимому, к зонам тектонических нарушений фундамента, где существуют благоприятные условия для разгрузки глубинных вод.

В Припятской впадине, в отличие от Брестской и Оршанской впадин, глубинные термальные воды и рассолы высоко минерализованы — порядка 350—450 г/л, что обусловлено наличием в ее разрезе мощных толщ солей. Тип вод и рассолов от сульфатно-хлоридных до хлоридных кальциевых. На юге Припятской впадины (район Ельска) в межсолевых отложениях среднего девона встречены воды с высоким содержанием сероводорода и температурой до 60°С, напоминающие минеральные воды мацестинских источников (скв. 7-Р Ельской площади). В высокоминерализованных водах и рассолах Припятской впадины повышено содержание йода, стронция, лития и других редких компонентов.

На основании изучения геотермических условий Белоруссии выявлена возможность использования термальных вод в пределах Брестской и Оршанской впадин (температуры до 40° С) в теплицах для круглогодичного выращивания овощей.

БАЛАНС ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЗАКАРПАТЬЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИХ ЗАПАСОВ

В. И. ЛЯЛЬКО

Институт геологических наук АН УССР

В настоящей работе освещается опыт применения разработанной в Институте геологических наук АН УССР методики исследования баланса и прогнозирования запасов термальных вод в пределах Чоп-Мукачевской впадины Закарпатья.

Образование впадины сопровождалось разрывными нарушениями фундамента, залегающего здесь на глубинах от 1200 до 2400 м и более, и отложением мощных толщ моллас неогенового возраста. Толща пород неоднократно инъецировалась вулканическими излияниями. На территории Чоп-Мукачевской впадины известен ряд складчатых структур (Залужская, Иршавская, Раковецкая и Береговская антиклинальные складки). На сложном складчатом фундаменте, образованном породами палеозоя, мела и палеогена, залегают мощная толща пород неогенового и четвертичного возрастов.

Сложные геолого-структурные и литолого-фациальные особенности района накладывают отпечаток и на гидрогеологические условия Чоп-Мукачевской впадины. Здесь выделяются водоносные комплексы и горизонты в отложениях палеозойского, тортонского, сарматско-левантинского и четвертичного возрастов.

Палеозойский водоносный комплекс в пределах Чоп-Мукачевской впадины развит повсеместно. Он опробован в пределах Ужгородского поднятия, где водосодержащие породы представлены слюдисто-карбонатными сланцами и известняками. Здесь из скв. 1 (интервал глубин 1733,7—2046,7 м) получен приток термальных вод с температурой при самоизливе 59,0° С и дебитом 300 м³/сутки. Вода гидрокарбонатного натриевого типа с минерализацией 48,3 г/л. Температура кровли палеозойских отложений 88° С.

Сарматско-левантинский водоносный комплекс в Чоп-Мукачевской впадине распространен регионально. Водовмещающие породы — песчаники, аргиллиты, алевролиты, туфы и туффиты. Мощность обводненной толщи изменяется от 0 до 1500—1800 м, составляя в среднем около 300 м. Проницаемость пород 0,1—25,3 мд, в среднем около 10 мд. Обычно более проницаемыми являются туфы и песчаники. Дебиты скважин здесь колеблются от 100 до 1400 м³/сутки, в среднем при самоизливе около 200 м³/сутки при температуре воды от 13,0 до 112° С (в среднем около 50° С в средней части обводненной толщи). Воды с минерализацией не выше 10—15 г/л, обычно гидрокарбонатные натриевые.

Составленные по данным геолого-съемочных и разведочных работ карты мощностей, проницаемостей и приведенных напоров водоносного горизонта в отложениях сарматско-левантинского возраста позволяют построить гидродинамическую сетку движения подземного потока в естественных условиях.

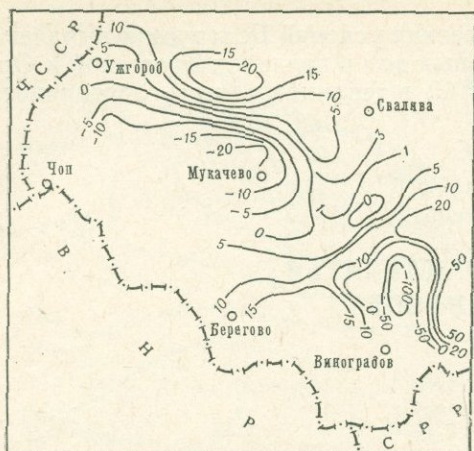


Рис. 1. Схематическая карта изолиний баланса воды в сарматско-левантинском водоносном комплексе Чоп-Мукачевской впадины Закарпатья (изолинии баланса воды, 10^{-6} м/сутки)

лить граничные условия гидродинамической схемы движения подземного потока в отложениях сарматско-левантинского возраста.

На севере и северо-западе (участок Выгорлат-Гутинской гряды) район оконтуривается граничным условием второго рода, соответствующим суммарному внешнему питанию сарматско-левантинского водоносного комплекса, поступающему через определенные фильтрационные сопротивления к контурам подземного потока, ограниченными изопьезами 1000—800 м. На юге и юго-западе район оконтуривается граничным условием первого рода, соответствующим отметкам уреза воды р. Дунай в пределах Венгерской низменности (50 м), где, согласно литературным источникам, осуществляется дренирование неогенового водоносного комплекса Чоп-Мукачевской впадины и впадины Альфельд. Изолиния этого напора (50 м) является контуром разгрузки подземного потока, который движется к руслу р. Дуная — от Чоп-Мукачевской впадины (изопьеза 600 м) через соответствующие фильтрационные сопротивления, учитывающие суммарную проницаемость водоносных пород неогенового возраста впадины Альфельд и длину пути фильтрации.

На западе контуром исследуемого района является граничное условие второго рода ($q=0$, где q — расход подземного потока), располагающееся в пределах субмеридионального Ужгородского палеозойского поднятия, где проницаемость неогеновых отложений резко уменьшается (до величин 0,1 мд).

Произведя по каждой из ячеек гидродинамической сетки взаимокорректировку водопроводимости и перетеканий по методу распределенного баланса, можно рассчитать водный баланс сарматско-левантинского горизонта, выявив распределение его расходных и приходных статей по площади.

Интересно отметить, что характер распределения по площади перетеканий в сарматско-левантинском водоносном горизонте, полученных после выполненных взаимокорректировочных расчетов по ячейкам гидродинамической сетки (рис. 1), хорошо коррелируется с зонами возможного вертикального подтока в водоносный горизонт или оттока из него, определяемыми по тектоническим и геотермическим данным (например, перетекание из водоносного горизонта в пределах Залужской и Иршавской структур и дополнительное питание на участке Береговской зоны поднятий).

Характер гидродинамической сетки движения свидетельствует о направлении подземного потока с севера и северо-востока на юг и юго-запад от складчатой области Карпат и Выгорлат-Гутинской гряды, которые являются внешней областью питания сарматско-левантинского водоносного горизонта, к зоне Береговских разломов и далее по впадине Альфельд к долине Дуная.

По данным Б. И. Куделина (Подземный сток..., 1966), величина естественных ресурсов водоносного комплекса в неогеновых отложениях в пределах Чоп-Мукачевской впадины не превышает $0,35 \text{ км}^3/\text{год}$. Эти данные, наряду с материалами о пьезометрических уровнях, позволили опреде-

Имеющиеся в нашем распоряжении прецизионные геотермограммы (точность $0,01^{\circ}\text{C}$) по глубоким скважинам площади Залуж (Шушпанов, 1966) позволили оценить величины перетока из сарматско-левантинского водоносного комплекса с помощью метода, разработанного в Институте геологических наук АН УССР (Лялько, Митник, 1968):

$$\omega = \frac{2\lambda}{\Delta z \cdot \rho c} \left(1 - \frac{\Delta t_{\phi}}{\Delta t_{\tau}} \right); \quad (1)$$

где ω — величина перетекания между водоносными пластами по вертикали, *см/сек*; λ — коэффициент теплопроводности в пределах расчетного интервала Δz , *кал/см·град·сек*; ρ, c — плотность и теплоемкость природной воды соответственно; Δt_{ϕ} — фактический перепад температур в пределах расчетного интервала Δz , $^{\circ}\text{C}$; Δt_{τ} — перепад температур, который имел бы место в пределах расчетного интервала Δz при отсутствии вертикальной фильтрации, $^{\circ}\text{C}$.

Гидрогеотермические расчеты по упрощенной формуле (1) показывают, что величина перетекания из сарматско-левантинского водоносного комплекса по скв. Залуж-2 составляет около *5 мм/год* и имеет восходящее направление. Эта величина подтверждается также расчетами регионального распределения баланса сарматско-левантинского водоносного комплекса (см. рис. 2).

В целом по району внешней областью питания исследуемого водоносного комплекса является Выгорлат-Гутинская гряда, в пределах которой в последний поступает около *89803 м³/сутки* воды. Удельные значения величин питания колеблются от 0 до *85 мм/год*, при среднем значении около *15 мм/год*.

Внутренней областью питания может быть названа Береговская зона разломов, где водные ресурсы комплекса пополняются на величину *20031 м³/сутки* при среднем значении удельного питания *10 мм/год*. В целом пополнение запасов сарматско-левантинского водоносного комплекса составляет *109 834 м³/сутки*.

Областями разгрузки являются зоны тектонических нарушений, проходящие примерно по линии Ужгород-Мукачево-Берегово (*21 556 м³/сутки*), а также участки Залужской и Иршавской структур (*52 990 м³/сутки*). Около трети общих расходных статей баланса воды уходит за пределы района исследований (*35 056 м³/сутки*).

В целом в районе исследований из сарматско-левантинского водоносного комплекса разгружается *109 834 м³/сутки* воды при средних значениях удельных величин разгрузки около *15 мм/год*.

Тепловой баланс водоносного комплекса рассчитывался по зависимости (2) для каждой из ячеек гидродинамической сетки в естественных условиях и результаты суммировались:

$$\sum \omega_i F_i t_i + \sum \Delta q_{\tau} = \sum Q_{\rho} t_{\rho} - \sum Q_{\pi} t_{\pi}, \quad (2)$$

где ω_i — удельная величина перетекания в каждой ячейке гидродинамической сетки водоносного горизонта; F_i — площадь расчетной ячейки; t_i — средняя температура воды в расчетной ячейке; Δq_{τ} — часть теплопроводного теплового потока из недр, которая расходуется на нагревание воды в водоносном горизонте; Q_{π} ; t_{π} — расход и температура воды на контуре внешнего питания водоносного комплекса соответственно; Q_{ρ} ; t_{ρ} — расход и температура воды на контуре внешней разгрузки водоносного комплекса соответственно.

Имеющиеся в нашем распоряжении по водоносному комплексу гидродинамическая сетка, карты расходов и перетеканий воды и карта температур (рис. 2) позволяют определить теплоперенос за счет перетекания и на контурах питания и разгрузки. Решив далее уравнение (2) относи-

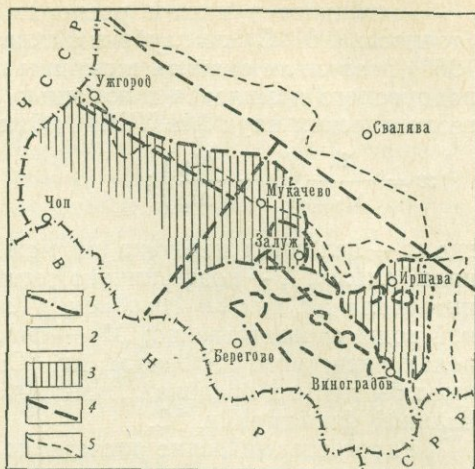
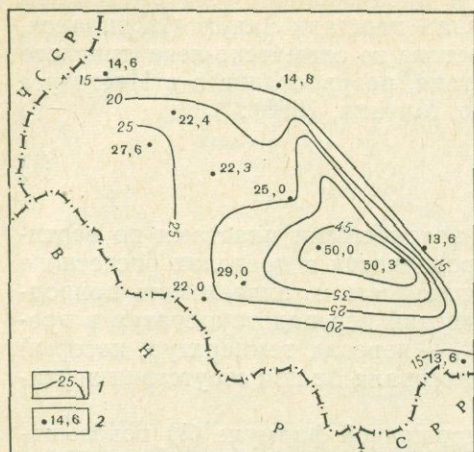


Рис. 2. Схематическая карта изолиний температур сарматско-levantинского водоносного комплекса Чоп-Мукачевской впадины Закарпатья

1 — изолинии температур, °С (значения температур отнесены к верхней части водоносного комплекса, где опробованы гидродинамические параметры); 2 — температуры, замеренные в скважинах

Рис. 3. Схема районирования сарматско-levantинского водоносного комплекса Чоп-Мукачевской впадины Закарпатья по условиям формирования водного и теплового балансов

1 — граница балансовых районов; 2 — участки питания водоносного комплекса; 3 — участки разгрузки водоносного комплекса; 4 — дислокации, нарушения, структуры; 5 — контуры Выгорлат-Гутинской гряды (см. таблицу)

тельно $\Sigma \Delta q_t$, определим ту часть глубинного теплопроводного теплового потока, который расходуется на нагревание наклонно залегающего сарматско-levantинского водоносного комплекса:

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta q_t &= \Sigma Q_{pT} - \Sigma Q_{пT} - \Sigma \omega_i F_i t_i = 261,8 - 151,5 + 198,7 = \\ &= 309,0 \cdot 10^9 \text{ ккал/год.} \end{aligned}$$

Разделив полученную величину на площадь распространения сарматско-levantинского водоносного комплекса (2600 км^2), можно оценить удельную величину теплопотерь теплопроводного теплового потока и охарактеризовать искажение, вносимое в распределение кондуктивного теплового потока движения подземных вод. Расчет показывает, что Δq_t составляет в среднем около $0,4 \cdot 10^{-6} \text{ ккал/сек} \cdot \text{см}^2$, т. е. достигает почти 20% от средних значений замеренных тепловых потоков по Закарпатья.

Общая картина распределения приходных и расходных статей теплового баланса в сарматско-levantинском водоносном комплексе характеризуется сравнительно равномерными значениями теплопереноса ($150 \div 250$) 10^9 ккал/год в пределах всех ранее выделенных воднобалансовых районов (рис. 3), кроме района Иршавской структуры, где, вследствие интенсивного перетекания, значения теплопереноса достигают $632,3 \cdot 10^9 \text{ ккал/год}$.

В целом в Чоп-Мукачевской впадине суммарный теплоперенос в сарматско-levantинском водоносном комплексе составляет $1063,9 \cdot 10^9 \text{ ккал/год}$. Эта величина может ориентировочно рассматриваться как обеспеченные запасы возможного глубинного теплоотбора при эксплуатации термальных вод, содержащихся в породах сарматско-levantинского возраста.

Для ориентировочной оценки обеспеченности района запасами термальных вод можно также определить упругие запасы воды в рассматриваемом комплексе и, умножив их на теплоемкость и среднюю пласто-

вую температуру, возможный региональный теплоотбор, который должен обеспечиваться при региональной сработке напоров на 100 м (максимально допустимое понижение, определяемое характеристиками насосов).

При средних принятых параметрах водоносного пласта: мощности 300 м, эффективной пористости 0,1, температуре 50°С, коэффициенте упругости пласта $2 \cdot 10^{-4}$ ат и депрессии на пласт 100 м, среднее теплосодержание θ_y водоносного комплекса, рассчитанное по формуле (3), составило около $55 \cdot 10^{12}$ ккал.

$$\theta_y = c\rho\beta^*\Delta P h S (t_{пл} - t_0); \quad (3)$$

где c , ρ — теплоемкость и плотность воды соответственно; β^* — коэффициент упругости пласта; ΔP — прогнозируемое снижение напора (депрессия на пласт); h , S — мощность и площадь распространения водоносного пласта соответственно; $t_{пл}$, t_0 — пластовая температура и среднегодовая температура местности соответственно.

Кроме того, были выполнены оценочные расчеты по зависимости (4) с целью прогнозирования региональных эксплуатационных запасов термальных вод, т. е. того количества тепла, которое может быть отобрано из недр при откачке термальных вод при установившемся режиме системы скважин, расположенных по равномерно покрывающей территорию сетке на расстоянии двойного радиуса влияния друг от друга. Радиус влияния принимается средним по опыту работы скважин или рассчитывается по зависимости (5) (Лялько, 1970).

$$\theta_s = c\rho \frac{qS}{\pi R^2} (t - t_0), \quad (4)$$

где c и ρ — теплоемкость и удельный вес термальных вод; q — средний дебит одиночной скважины; R — радиус влияния скважины; t — температура термальных вод; t_0 — среднегодовая температура воздуха; S — площадь расчетного района.

$$R = 1,5 \sqrt{at}, \quad (5)$$

где a — коэффициент пьезопроводности; t — срок эксплуатации, в течение которого устанавливается квазистационарный режим фильтрации.

При принятом среднем дебите эксплуатационной скважины 3,5 л/сек, радиусе влияния 4 км, температуре воды на забое 50°С площадной эксплуатационный водоотбор из 156 скважин составит 545 л/сек и обеспечит эффективный теплоотбор из недр в количестве $0,687 \cdot 10^{12}$ ккал/год. Такая система площадного водоотбора обеспечит сработку почти половины естественных ресурсов сарматско-левантинского водоносного комплекса и будет обеспечена упругими запасами почти на 90-летний срок эксплуатации.

Чоп-Мукачевская впадина Закарпатья занимает второе место в Украинской ССР (после Степного Крыма) по эффективности перспективного глубинного теплоотбора (удельный теплоотбор, отнесенный к погонному метру эксплуатационной скважины). Эта величина составляет для Степного Крыма — 0,58 ккал/сек·м, для Закарпатья — 0,233 ккал/сек·м. Прогнозный региональный эксплуатационный теплоотбор из недр Закарпатья эквивалентен теплоте от сжигания около 100 тыс. т уг. ежегодно, а сроки окупаемости капитальных затрат не превышают 7 лет (Лялько, 1970).

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод сарматско-левантинского водоносного комплекса для выяснения возможной теплофикации населенных пунктов Ужгород, Мукачево, Иршава, Виноградово, Берегово выполнялась при помощи расчетов на ЭЦВМ «Минск-22» по методике, разработанной в Институте геологических наук АН УССР.

Прогнозирование водопритока в эксплуатационные скважины рассчитывалось на 10 лет, 30 лет и для условий установившейся фильтрации после начала эксплуатации подземных вод. Каждый групповой водозабор аппроксимировался при расчете одним узлом на сетке фильтрационных сопротивлений и на нем задавалось понижение напора на 100 м.

Полученная в результате выполненных расчетов суммарная величина эксплуатационного водоотбора по пяти указанным пунктам составляет 40 515 м³/сутки. Наиболее обильным оказался Виноградовский водозабор, на долю которого приходится около 47% всей отбираемой воды. Почти 20% суммарного водоотбора приходится на Иршавский водозабор. Береговский и Ужгородский групповые водозаборы соответственно отбирают 17 и 10% воды. Наименьшая производительность у Мукачевского водозабора (2550 м³/сутки). Средняя производительность одной скважины по всем водозаборам — 623 м³/сутки, общее количество скважин 65.

Общая величина эксплуатационных запасов термальных вод по перечисленным пунктам составляет в тепловых величинах 28,4 × 10⁴ ккал/год, что эквивалентно теплу, получаемому от сжигания свыше 40 тыс. туг ежегодно (таблица).

Таблица

Прогнозный теплоотбор из сарматско-левантинского водоносного комплекса (эксплуатационные запасы термальных вод) Чоп-Мукачевской впадины

Водозабор	Прогнозный водоотбор $Q_{п}$, м ³ /сутки	Прогнозная температура $t_{п}$, °С	Прогнозный теплоотбор, ккал/год		Количество условного топлива**, эквивалентное эффективному теплоотбору $143 \cdot 10^{-9} \cdot Q_{эф}$, т/год
			максимальный $\theta = 365 Q_{п} c_{р}$	эффективный* $\theta_{эф} = 365 Q_{п} \Delta t_{эф} c_{р}$	
Ужгородский	3 870	35,6	50,3 · 10 ⁹	29,0 · 10 ⁹	4,14 · 10 ³
Мукачевский	2 550	41,4	38,5 · 10 ⁹	24,5 · 10 ⁹	3,5 · 10 ³
Иршавский	7 890	34,0	98,0 · 10 ⁹	54,6 · 10 ⁹	7,8 · 10 ³
Виноградовский	19 030	33,8	263,0 · 10 ⁹	131,0 · 10 ⁹	18,7 · 10 ³
Береговский	7 445	32,3	84,0 · 10 ⁹	45,0 · 10 ⁹	6,42 · 10 ³
Всего	40 515		506,8 · 10 ⁹	284,1 · 10 ⁹	40,56 · 10 ³

* Эффективный перепад температур составляет $\Delta t_{эф} = t_{п} - t_{эф}$, где $t_{эф} = 15^{\circ} \text{C}$ — температура сбрасываемой после использования воды.

** Калорийность условного топлива принята 7000 ккал/кг.

Таким образом, Закарпатье можно отнести к районам перспективного освоения глубинного тепла Земли, по которым следует выполнить расчеты эксплуатационных запасов термальных вод для конкретных теплопотребителей.

Литература

- Лялько В. И. Перспективы глубинного теплоотбора в Украинской ССР. — В сб. «Пробл. гидрогеол. и инженерн. грунтоведения». Киев, «Наукова думка», 1970.
- Лялько В. И., Митник М. М. Определение скорости движения флюидов в недрах и проницаемости горных пород по геотермическим данным. — Докл. АН УССР, 1968, № 5 (на укр. языке).
- Подземный сток на территории СССР. Под ред. Б. И. Куделина. Изд-во МГУ, 1966.

О ФОРМИРОВАНИИ ЗАПАСОВ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

В. И. ЛЯЛЬКО, М. М. МИТНИК

Институт геологических наук АН УССР

В Институте геологических наук АН УССР на протяжении ряда лет проводятся исследования по изучению условий формирования и оценке прогнозных запасов термальных вод с целью определения степени перспективности отдельных регионов УССР для извлечения глубинного тепла недр.

Под прогнозными запасами термальных вод подразумевается определение возможного выноса тепла термальными водами при их откачке скважинами. Формирование запасов термальных вод зависит, с одной стороны, от условий гидродинамического характера, определяющих движение подземных вод, и, с другой стороны, от условий геотермического характера, определяющих процесс прогрева водоносного потока.

В общем случае процесс теплопереноса при движении подземных вод описывается следующим уравнением

$$\operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} t) - c\rho \operatorname{div}(tv) = c_0\rho_0 \frac{\partial t}{\partial \tau}, \quad (1)$$

где λ — коэффициент теплопроводности горных пород, насыщенных водой; t — температура; c , ρ — теплоемкость и плотность воды; c_0 , ρ_0 — теплоемкость и плотность горной породы, насыщенной водой; τ — время; v — скорость движения воды.

В связи с тем, что в уравнение (1) входит скорость движения воды, необходимо знать поле скоростей. Поэтому предварительно приходится решать фильтрационную задачу.

Задача фильтрации для неоднородной области сложной конфигурации в настоящее время может быть решена с помощью вычислительных устройств. Плоская стационарная задача фильтрации решается на интеграторе типа ЭГДА, плоская нестационарная задача — на интеграторе ЭИМП-62, трехмерная нестационарная задача может быть решена на сеточном интеграторе или ЭЦВМ.

Решение нестационарных задач теплопереноса с учетом конвекции для неоднородных природных сред встречает определенные трудности. Естественные процессы рассматриваются как стационарные, что позволяет упростить решение. Задача теплопереноса в водоносном пласте рассматривается как двухмерная в плане, а в слабопроницаемом пласте, разделяющем водоносные горизонты, как одномерная (по вертикали). Последовательность операций при оценке подземного теплопереноса (прогнозных запасов термальных вод) следующая. На основании анализа геологических, геофизических и гидрогеологических данных подготавливаются материалы для решения фильтрационной задачи. Для водоносного пласта в естественных условиях составляется карта изолиний напоров, карта водопроводимостей и карта перетеканий. После этого проводится водобалансовый расчет с целью взаимокорректировки и перетекания по каждой расчетной ячейке (Лялько, Шнейдерман, 1965; Шнейдерман, 1970). Значения вертикальных перетеканий могут быть независимо определены, если имеются точные термограммы и теплофизические характеристики слабо проницаемых пластов, разделяющих водоносные комплексы (Огильви, 1956; Bredehoft, Papadopulos, 1965; Лялько, Митник, 1968). Места аномально высоких значений перетеканий должны коррелироваться с зонами тектонических нарушений повышенной

трещиноватости и изменением литолого-фациального состава пород в слабо проницаемых пластах, а также увязываться с региональными геотермическими аномалиями. Все эти факторы говорят о большой степени достоверности построенной гидродинамической сетки. В процессе взаимокорректировочных расчетов, кроме вертикального перетока, определяется величина расхода воды вдоль пласта на границах расчетной ячейки. После этого с помощью аналоговых или цифровых вычислительных машин решается задача с измененными граничными условиями, т. е. в условиях предполагаемой эксплуатации подземных водозаборов (Лялько, Шнейдерман, 1965). При этом определяется не только возможная величина водозабора, но и поле распределения скоростей в водоносном пласте, а также изменившиеся величины перетекания по вертикали. Для оптимизации водоотбора (максимальный подземный водоотбор при минимальном удалении от потребителя) целесообразно провести несколько вариантов решения с различным расположением водозаборных скважин.

После выполнения фильтрационной задачи переходим к решению тепловой задачи. Основные допущения следующие: вдоль водоносного пласта теплоперенос осуществляется только конвекцией, через слабо проницаемые слои теплоперенос осуществляется как конвекцией, так и теплопроводностью. Для каждой ячейки гидродинамической сетки составляем уравнение теплового баланса, используя которое, определяем температуру на выходе из ячейки (Лялько, Митник, Ткаченко, 1967):

$$t_2 = \frac{c\rho Qt_1 + (q_{\text{сум}_1} + q_{\text{сум}_2}) \Delta S \Delta l}{c\rho Q + c\rho (\omega_1 + \omega_2) \Delta S \Delta l}, \quad (2)$$

где t_1, t_2 — температура воды на входе и выходе из ячейки соответственно, $\Delta S, \Delta l$ — длина и ширина ячейки; Q — расход воды на входе в ячейку; ω_1, ω_2 — величины перетекания через кровлю и подошву водоносного пласта; $q_{\text{сум}_1}, q_{\text{сум}_2}$ — суммарный тепловой поток через кровлю и подошву пласта соответственно.

$$q_{\text{сум}} = c\rho\omega t - \lambda_1 \frac{\partial t}{\partial z}, \quad (3)$$

где ω — вертикальная скорость воды в слабо проницаемом пласте, равная перетеканию, $\lambda_1 \frac{\partial t}{\partial z}$ — теплопроводный тепловой поток, определенный в точке, где замерена температура вертикального водного потока. Принимая, что вертикальный поток воды, определяемый перетеканием, покидает ячейку со средней температурой ячейки, можно конвективную составляющую теплового потока записать

$$q_{\text{конв}} = c\rho\omega \frac{t_2 + t_1}{2}. \quad (4)$$

Теплопроводная составляющая теплового потока к дневной поверхности приблизительно может быть определена как

$$q_{\text{тепл}} = \frac{\lambda}{\Delta z} (t - t^*), \quad (5)$$

где t^* — температура нейтрального слоя, Δz — глубина залегания пласта относительно нейтрального слоя.

Для нахождения величины $\lambda/\Delta z$ необходимо решить задачу относительно $\lambda/\Delta z$ при известном распределении температур и скоростей. Проводя теплобалансовые расчеты по лентам тока, сходящимся к эксплуа-

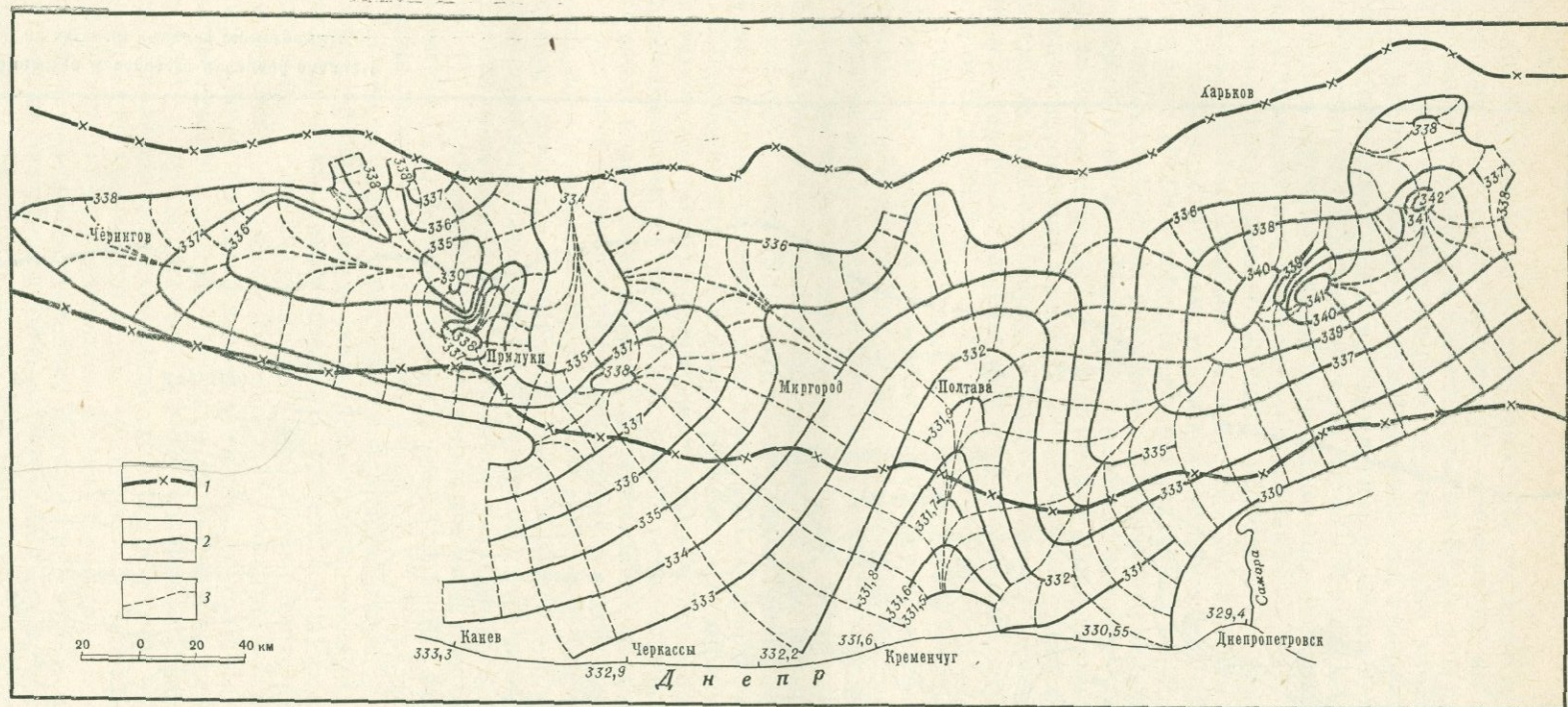


Рис. 1. Гидродинамическая сетка нижнепермско-верхнекаменноугольного водоносного комплекса
Днепро-Донецкой впадины

1 — краевые разломы; 2 — изолинии приведенных давлений; 3 — линии тока

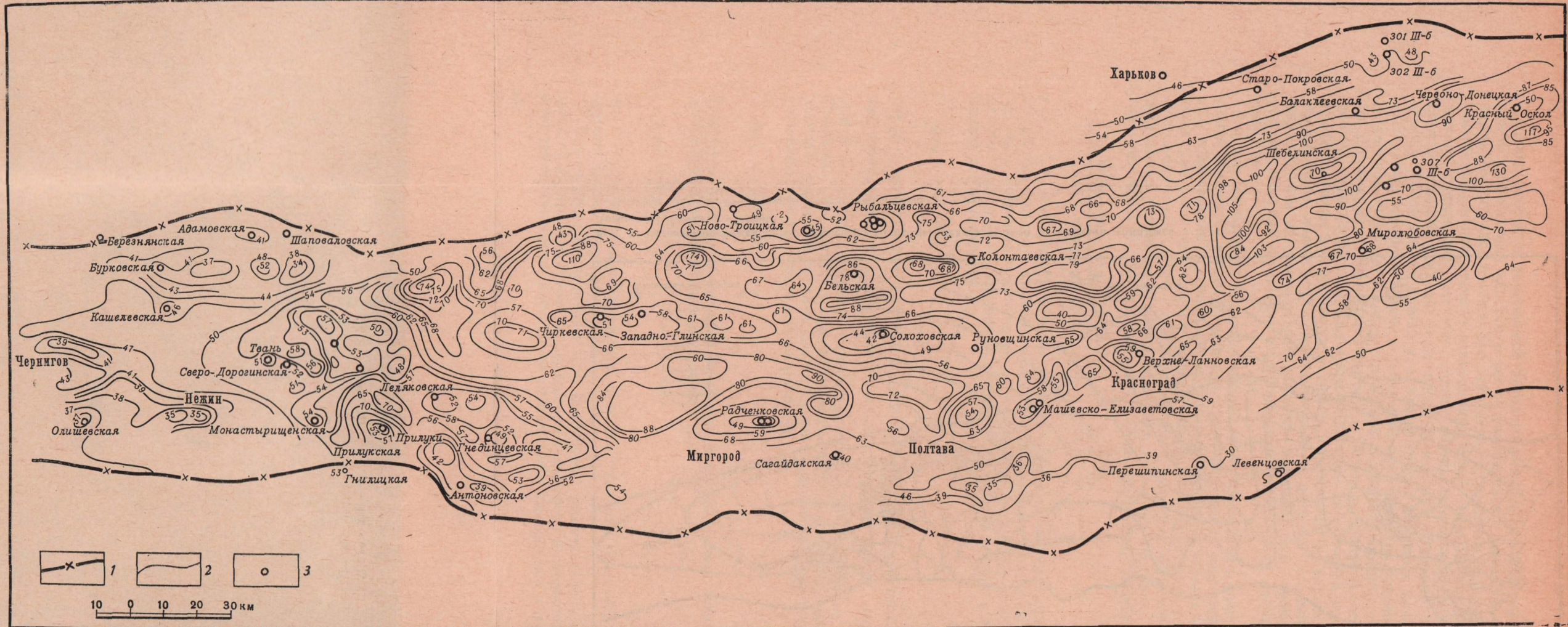


Рис. 2. Схематическая карта температур нижнепермско-верхнекаменноугольного водоносного комплекса Днепровско-Донецкой впадины
 1 — краевые разломы; 2 — изолинии температур, отнесенные к середине комплекса; 3 — скважины, по которым имеются термограммы

тационной скважине от области известных температур, от ячейки к ячейке, можно определить прогнозную температуру на забое скважины. Сопоставляя результаты расчетов, выполненные для различных вариантов решения гидродинамической задачи, можно выбрать наиболее выгодный вариант, обеспечивающий наибольший отбор тепла при наименьшей глубине скважины и ее ближайшем расположении к потребителю.

В Институте геологических наук АН УССР проведена работа по определению прогнозных запасов термальных вод Днепровско-Донецкой впадины с привлечением электро моделирования.

Днепровско-Донецкая впадина расположена между Воронежским кристаллическим массивом на востоке и Украинским кристаллическим щитом на западе. Фундамент в районе этой впадины опускается местами на глубину 10 000 м. Мощная толща осадочных пород, вмещающая систему водоносных горизонтов, определяет возможность наличия больших запасов термальных вод. Наиболее перспективным для глубинного теплоотбора является регионально выдержанный нижнепермско-верхнекаменноугольный водоносный комплекс, ограниченный сверху и снизу слабо проницаемыми толщами пород. Кровля комплекса залегает на глубине от 1300 м на северо-западе и до 2600 м на юго-востоке, комплекс имеет мощность от 50 до 3300 м.

Существенное препятствие для практического использования термальных вод — их высокая минерализация (в среднем 50—80 г/л, а вблизи соляных штоков достигающая 300 г/л) и почти повсеместное отсутствие самоизлива вод из скважин (глубина залегания установившегося уровня от поверхности земли изменяется от 40 до 200 м). Дебиты одиночных скважин, эксплуатирующих эти водоносные горизонты, в среднем колеблются около 2 л/сек (0,1÷7 л/сек) при понижениях уровня от 5 до 150 м, средняя глубина скважин составляет 1600 м (1000÷3000 м).

Отбираемую воду надо рассматривать как комплексное минерально-энергетическое сырье, которое необходимо использовать не только для извлечения тепла, но также и для добычи ряда содержащихся в термальных водах полезных компонентов (минеральные соли, йод, бром, и пр.).

Динамика подземных вод впадины резко осложняется наличием разломов, локальных структур и соляной тектоники. Это обстоятельство заставляет учитывать возможность значительных вертикальных перетеканий в районах нарушений. Карта приведенных давлений и на ее основе гидродинамическая сетка отражают указанные особенности района (рис. 1). На сетке нанесены изолинии давлений водоносных горизонтов комплекса $S_3 - P_1$, приведенных к одной плоскости сравнения — 3000 м и линии тока.

Анализ гидродинамической сетки свидетельствует о сложной гидродинамической обстановке в указанном водоносном комплексе. Здесь намечается несколько самостоятельных (внешних и внутренних) районов питания и разгрузки подземных вод. На северо-востоке расположена внешняя область питания — Воронежский кристаллический массив, на северо-западе находится вторая внешняя область питания — Украинский кристаллический массив. Основная часть региональной разгрузки осуществляется путем перелива в более молодые литолого-стратиграфические комплексы и последующей сработки в долину Днепра на участке примерно от Кременчуга до Днепродзержинска. На крайнем юго-западе воды комплекса разгружаются в долину Самары.

Соляно-купольная тектоника обусловила наличие местных (внутренних) очагов разгрузки и питания. Внутренними участками питания являются структуры: Прилукская, Чернухинская, Кегичевская, Павловская, Мироновская, Северо-Волвенковская и Балаклеевская. Внутренними участками разгрузки являются Буромско-Ичнянская зона разломов, Адамовская и Велико-Бубновская структуры.

Расчеты по взаимокорректировке, проведенные по известной методике (Лялько, Шнейдерман, 1965); позволили увязать величины водопроницаемостей и скоростей перетекания в пределах региона и оценить количественно перетоки в районах купольных структур. Величины перетекания, т. е. вертикальных скоростей движения воды через слабо проницаемые пласты, имеют следующие значения. В целом по Днепровско-Донецкой впадине фоновые значения скорости перетекания составляют 1—3 мм/год. В то же время значения скоростей перетекания, например в районе Ичнянской структуры, превышают 100 мм/год при нисходящем направлении потока, а в районе Шебелинской структуры — 20 мм/год при восходящем направлении потока.

Величины скоростей перетекания, определенные по геотермическим данным (Лялько, Митник, 1968), в основном совпали со значениями соответствующих величин, полученных при фильтрационных расчетах по гидродинамической сетке нижнепермско-верхнекаменноугольного водоносного комплекса. Кроме того, внутренние участки питания и разгрузки водоносного комплекса совпадают с геотермическими аномалиями в недрах Днепровско-Донецкой впадины, отмеченными в работе Ю. С. Застежко, В. А. Терещенко, А. И. Лурье (1967). Так, местная область разгрузки в районе Буромской и Ичнянской структур совпадает с местным понижением изотермической поверхности $+50^{\circ}\text{C}$. Область питания в районе Чернухинской структуры соответствует подъему изотермической поверхности $+50^{\circ}\text{C}$. Использование методов электро моделирования позволяет оценить влияние структурного эффекта на локальных поднятиях, определить влияние соляных штоков и величину вертикального движения воды. Так, для Шебелинской структуры скорость вертикального движения по центру поднятия оценивается в 20 мм/год и направлена вверх (Лурье, Митник, 1970).

При выполнении теплобалансовых расчетов предполагаем, что водоносный пласт имеет среднюю по мощности температуру. Поэтому была построена карта температур, соответствующих середине нижнепермско-верхнекаменноугольного водоносного комплекса (рис. 2).

Температура поверхности середины водоносного комплекса $C_3 - P_1$ будет в среднем характеризовать все водоносные слои, находящиеся в данном комплексе. Сложность формы поверхности середины комплекса, обусловленная соляно-купольной тектоникой, не позволяет интерполировать между собой непосредственно значения замеренных температур. Поэтому пришлось предварительно построить карту глубины залегания поверхности середины комплекса, а затем по термограмме ближайшей скважины определить температуру. В региональном плане температура середины водоносного комплекса повышается в юго-восточном направлении и от бортов к осевой части Днепровско-Донецкой впадины. В местах, приподнятых структурами, температура понижается, а в межструктурных впадинах — повышается.

Если в районе г. Чернигова температура в приподнятых частях $37-35^{\circ}\text{C}$ и в межструктурных пространствах достигает $45-50^{\circ}\text{C}$, то на юго-востоке, в районе Прилук, на структурах температура равна $40-50^{\circ}\text{C}$, а в межструктурных пространствах достигает 70°C .

Юго-западнее г. Ромны средняя температура составляет $90-110^{\circ}\text{C}$, а севернее Миргорода около 85°C . Далее в юго-западном направлении минимальные температуры в приподнятых частях составляют $55-60^{\circ}\text{C}$ и только непосредственно в прибортовых частях в районе краевых разломов опускаются до $43-30^{\circ}\text{C}$. Закономерное повышение температуры в юго-западном направлении и от бортов к оси впадины объясняется погружением поверхности в этих направлениях. В районе г. Полтавы выделяется область высоких температур (порядка 70°C), вблизи Шебелинской структуры большой район характеризуется температурами $90-$

100°С. Таким образом, можно выделить места с высокими значениями температур. Эти места определяют возможность прогрева подземных вод и должны рассматриваться как своего рода естественные котлы-подогреватели. Полученная карта позволяет выделить районы, перспективные на термальные воды определенной температуры, и выявить предварительно места заложения скважин.

В Институте геологических наук АН УССР выполнено прогнозирование эксплуатационных запасов термальных вод указанного комплекса с помощью интегратора УСМ-1 для групповых водозаборов, расположенных в Полтаве и Миргороде, в крупных центрах возможного теплопотребления в пределах Днепровско-Донецкой впадины.

На всех групповых водозаборах задавалось понижение статического уровня воды в скважинах 500 м. Величина эксплуатационных запасов подземных вод нижнепермско-верхнекаменноугольного водоносного комплекса для Миргородского водозабора составила 11,37 тыс. м³/сутки, а для Полтавского водозабора 2,98 тыс. м³/сутки, что связано с расположением второго группового водозабора на участке пониженной водопроницаемости. Для обеспечения водоотбора необходимо 80 скважин, из них на Полтавском водозаборе 30.

Для определения прогнозной температуры воды, отбираемой эксплуатационными скважинами в установившемся режиме, был проведен теплорасчет по лентам тока прогнозной гидродинамической сетки (Лялько, Митник, Ткаченко, 1967). Прогнозная температура воды в скважинах Полтавского водозабора равна 62°С, а в скважинах Миргородского водозабора 66,4°С. Прогнозный теплоотбор на Полтавском водозаборе $51 \cdot 10^9$ ккал/год, а в Миргородском — $213 \cdot 10^9$ ккал/год. Количество тепла, которое можно отобрать в обоих районах ежегодно, соответствует 37,7 тыс. туг.

Таким образом, в пределах Днепровско-Донецкой впадины существуют благоприятные предпосылки для формирования высокотемпературных термальных вод. Дальнейшие исследования с применением современных средств моделирования и расчета процессов тепло- и массопереноса в подземной гидросфере позволят количественно оценить оптимальные возможности использования гидротермальных ресурсов этого региона.

Литература

- Застежко Ю. С., Терещенко В. А., Лурье А. И. Геотермические условия и термальные воды Днепровско-Донецкой впадины.— В сб. «Регион. геотермия и распротр. терм. вод в СССР». «Наука», 1967.
- Лурье А. И., Митник М. М. Оценка с помощью электро моделирования роли конвективного теплопереноса в формировании геотермических аномалий локальных структур.— В сб. «Пробл. гидрогеол. и инж. геологии». Киев, «Наукова думка», 1970.
- Лялько В. И. Перспективы глубинного теплоотбора в Украинской ССР.— Там же, 1970.
- Лялько В. И., Митник М. М. Визначення швидкості руху флюїдів у надрах та проникливості гірських порід за геотермічними даними.— Докл. АН УРСР, с. Б, № 5, 1968.
- Лялько В. И., Митник М. М., Ткаченко В. Г. Про методику розрахунку запасів термальных вод з застосуванням електромоделирования.— Геол. ж., 1967, т. 27, вып. 6.
- Лялько В. И., Шнейдерман Г. А. Формирование и прогноз ресурсов подземных вод засушливых районов. «Наукова думка», 1965.
- Огильви Н. А. Вопросы теории геотермических полей в приложении к геотермическим методам разведки термальных вод.— В сб. «Пробл. геотерм. и практич. использ. тепла Земли», т. 1, Изд-во АН СССР, 1959.
- Шнейдерман Г. А. О проведении балансовых расчетов основных гидрогеологических параметров.— В сб. «Проблемы гидрогеологии и инженерной геологии». Киев, «Наукова думка», 1970.
- Bredehoft J. D., Papadopulos I. S. Rates of vertical ground water movement estimated from the Earth's thermal profile.— Water resources research, VI, N 2, 1965.

ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КАВКАЗА

А. А. АМАЕВ

Кавказское промысловое управление по использованию глубинного тепла Земли

Опыт освоения и промышленного использования термальных вод в районах Кавказа в настоящее время связан с деятельностью Кавказского промыслового управления по использованию глубинного тепла Земли. На него возложены следующие задачи:

1. Организация добычи термальной воды и реализация ее потребителям.

2. Выполнение функций заказчика: по бурению эксплуатационных скважин и разведке бассейнов термальных вод, по восстановлению и реконструкции ликвидированных нефтяных и газовых скважин для добычи термальных вод, по строительству промыслового хозяйства и экспериментально-промышленных геотермальных установок.

С апреля 1966 г., Кавказское промысловое управление, в установленном порядке, начало прием на свой баланс фонда скважин от нефтепромысловых управлений объединения «Дагнефть», объединения «Грознефть» и от Управления «Спецподземстрой». Одновременно проводилась и проводится работа по вводу новых скважин в эксплуатацию, подключению их потребителям, по дальнейшему расширению использования термальных вод в промышленности и в быту городов Махачкала, Избербаш Дагестанской АССР и отдельных районов Чечено-Ингушской АССР и Грузинской ССР. Проводилась также работа по подготовке рекомендаций на бурение термальных скважин в наиболее перспективных районах Дагестанской и Чечено-Ингушской АССР и в других районах Кавказа.

Вопросы бурения новых скважин и восстановления бездействующих обязательно увязываются с намеченной перспективой использования термальных вод по республикам, а также обосновываются официальными заявками промышленных предприятий, сельскохозяйственных организаций, городских и районных исполкомов депутатов трудящихся.

Анализ результатов бурения последних лет приводит к следующим выводам.

Подтверждена высокая перспективность на термальные воды месторождения Хаикальская долина в Чечено-Ингушской АССР (скважины 1-Т, 2-Т, 3-Т); открыты высокодебитные термоводоносные горизонты в районе г. Гудермес (скв. 8-Т), воды которых пригодны для горячего водоснабжения, организации теплично-парникового и банно-прачечного хозяйств; выявлена перспективность на термальные воды северо-западной части Октябрьской антиклинали Чечено-Ингушской АССР в районе Гойты; доказано наличие высокодебитных термоводоносных пластов в юго-западной части Избербаша (скв. 15-Т); открыты высокоэффективные горизонты в районе Кизляра (скважины 4-Т, 5-Т), с температурой вод доходящей до 100°С, и дебитами 3000 м³/сутки; учитывая сравнительно спокойный характер залегания среднемиоценового комплекса в равнинной части Дагестана и на основании полученных данных, можно говорить об обширном Кизлярском бассейне высокоэффективных термальных вод. Получение хороших результатов на Кизлярской площади позволяет говорить о перспективности караганских песчаников также в районе Хасавюрта. Скважины 2-Т и 3-Т, пробуренные в г. Каспийске, с глубины 1400—1500 м дали большие дебиты сильно минерали-

зованных вод. Согласно заключению Центрального научно-исследовательского института курортологии и физиотерапии, эти воды бальнеологические, относятся к типу хлоридных натриево-кальцевых вод, с минерализацией 85 г/л. Рассольные воды подобного состава могут быть использованы при соответствующем разведении в виде ванн для лечения заболеваний опорно-двигательного аппарата, периферической нервной системы и некоторых других. Ценность этих вод повышается из-за наличия в них бромидов (0,134 г/л, скв. 2-Т Каспийск). Скв. 9-Т, пробуренной на термальную воду на территории дома отдыха Манас-Кулдук, в интервалах глубин 1478—1463 и 1420—1212 м вскрыты воды с температурой 45°С и дебитом при самоизливе порядка 400 м³/сутки. Эта вода может использоваться в ваннах и бассейнах при лечении хронических заболеваний опорно-двигательного аппарата, периферической нервной системы, гинекологических заболеваний и пр., а также в виде ингаляций при лечении верхних дыхательных путей. На базе бальнеологического использования каспийских и манасских вод в сочетании с морскими ваннами и купанием, учитывая их близость к берегу моря, можно открыть санаторно-курортные учреждения. Новыми скважинами в центральной части Махачкалы выявлена высокая перспективность юго-восточной, ранее не разведанной, площади. Высокие дебиты (порядка 1400 до 2000 м³/сутки) получены как из отложений чокрака (скважины 20-Т, 25-Т), так и из карагана (26-Т). Минерализация и температура этих вод находятся в диапазонах весьма благоприятных для использования, что позволяет значительно увеличить запасы Махачкалинского месторождения. Испытание скв. 16-Т — Ленинакент выявило наличие термальных вод на этой площади. Сравнительно невысокие притоки здесь компенсируются тем, что продуктивные горизонты на этой площади располагаются на небольших глубинах, воды выгодно отличаются низкой минерализацией.

Результаты испытания скв. 12-Т Нурадилово показали, что на данной площади в отложениях сармата, мэотиса, акчагыла термальные воды отсутствуют.

В последние годы в Дагестане и в Чечено-Ингушской АССР проводились работы по реконструкции 37 ликвидированных нефтяных скважин, восстановление их для эксплуатации термоводоносных горизонтов. По данной категории положительные результаты получены по 32 скважинам.

В Грузинской ССР геотермальные скважины пробурены: в г. Зугдиди (3 скв.), в районе Симонети (3 скв.), в местечке Моква (1 скв.), в Хорге (4 скв.) и одна скважина в Пицунде (близ г. Гагры). Из перечисленных скважин, особый интерес представляют зугдидские скважины 3 и 4, а также скв. 3 — Моква и скв. 21 — Хорга. Эти скважины характеризуются высокой температурой, доходящей до 90—95°С, низкой минерализацией и большими дебитами. Скв. 3 — Зугдиди может работать на режиме до 5000 м³/сутки, с температурой 95°С и минерализацией около 1 г/л. Скв. 3 — Моква имеет идентичные рабочие параметры. На базе скважин 1, 3, 4 проектируется теплофикация г. Зугдиди, на базе скв. 3 — Моква строится крупный тепличный комбинат. В целом термальные воды Грузии можно использовать в самых разнообразных отраслях народного хозяйства.

Наличие большого количества термальных скважин, приведенное выше, не означает, что они должны работать одновременно и обеспечивать суммарные дебиты. Отборы термальных вод из разных горизонтов на каждом месторождении будут производиться в пределах утвержденных запасов и с учетом возобновляемости их. Так, на Махачкалинской площади утвержденные запасы Чокрака составляют 6000 м³/сутки. Запасы карагана не подсчитаны, но предварительные данные говорят, что

можно обосновать отборы не ниже $5000 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Следовательно, на Махачкалинской площади из двух горизонтов можно отбирать $11\,000$ — $12\,000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ термальной воды. По Тернаирской площади утвержденные запасы составляют $7500 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Запасы термальных вод Ханкальской долины (Чечено-Ингушская АССР) утверждены и составляют: при режиме непрерывной эксплуатации в течение года $9,5 \text{ тыс. м}^3/\text{сутки}$; при заданном режиме эксплуатации — зимой в течение 152 суток — $15,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сутки}$; летом в течение 213 суток — $5,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сутки}$.

Ведутся подсчеты запасов термальных вод по Зугдидской площади. Частично уже начаты и будут проводиться гидрогеологические исследования по подготовке материалов для подсчета запасов на площадях: Гойта (Чечено-Ингушская АССР), Кизляр, Избербаш (Дагестанская АССР). Предстоит начать работы по подсчету запасов на площади Моква (Груз. АССР).

Следует отметить, что уже на основании прогнозных данных по запасам были разработаны технико-экономические доклады (ТЭД) и проработки по использованию глубинного тепла Земли в Махачкале — на отопление и горячее водоснабжение; в Тернаире — на строительство теплично-парникового комбината; в Зугдиди (Груз. ССР) — на теплофикацию города. Эти ТЭДы и проработки составлялись Центральным научно-исследовательским институтом экспериментального планирования инженерного оборудования и институтом «Гидропроект» в Москве по заказу бывшего отдела глубинного тепла Земли Мингазпрома, и выполнены они на уровне проектных заданий.

В г. Грозном составляется проект расширения тепличного комбината Совхоза № 3, который работает на термальной воде. Предусмотрено составление проекта подачи термальной воды после теплиц на горячее водоснабжение города; в районе месторождения термальных вод — в Ханкальской долине предусмотрено строительство зоны отдыха с плавательными бассейнами и т. д.

Имеются проектные проработки, предусматривающие использование на отопление низкотемпературных термальных вод Махачкалинской площади с помощью теплового насоса. Основное положительное свойство теплонасосных установок состоит в том, что зимой их можно использовать для выработки тепла, а в летнее время они могут работать как холодильные машины на базе той же термальной воды.

Осуществление в Махачкале данного эксперимента открыло бы дорогу для более широкого использования низкотемпературных термальных вод и в других районах Кавказа, как, например, в Азербайджанской ССР. Известно, что в Ленкоранском, Астаринском, а также в Кубинском и Кировабадском районах имеются скважины, дающие низкотемпературные термальные воды (40 — 50°C). Применение тепловых насосов при использовании термальных вод сыграло бы положительную роль.

Организация использования термальных вод в народном хозяйстве осуществляется в двух направлениях: первое — это организация добычи термальных вод. Сюда входят следующие виды работ: бурение новых геотермальных скважин, восстановление ликвидированных нефтяных скважин для получения термальных вод, оборудование, обустройство и подготовка этих скважин к эксплуатации. Строительство термораспределительных станций и трубопроводов от скважин до этих станций. На термораспределительных станциях термальная вода должна дегазироваться, очищаться от механических примесей и других нежелательных свойств, и подготовленная товарная вода с сохранением первоначальной температуры, а в необходимых случаях с повышением ее будет насосами подаваться в трубопроводную сеть потребителей. По такой схеме в Махачкале организована добыча и реализация в четырех районах

и в г. Зугдиди. Имеется возможность обеспечивать теплом термальных вод целые микрорайоны жилых и промышленных зданий, несколько кварталов с одного теплового пункта и т. д. Перечисленный комплекс работ относится к первому направлению, иначе говоря, — это организация промыслового хозяйства по эксплуатации геотермальных скважин и добыче термальных вод; выполнением данного комплекса работ и занимается Кавказское промысловое управление. Второе направление, или второй участок работы, — это организация потребления термальных вод, которое предусматривает строительство жилых зданий с учетом использования термальных вод на горячее водоснабжение или отопление, строительство плавательных бассейнов, организацию душевых и прачечных павильонов, строительство внутриквартальных или внутригородских трубопроводных сетей, доводящих термальную воду к потребителям. Эти задачи должны решать Горисполкомы, Министерства коммунального хозяйства республик, заинтересованные промышленные и сельскохозяйственные организации.

ОЦЕНКА ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

М. К. КУРБАНОВ

Институт геологии Дагестанского филиала АН СССР

В недрах Дагестана прослеживаются все виды складчатости, затухающие в осадочном чехле с юга на север, а также значительные следы неинтрузивной деятельности. Последняя, проявив свою деятельность на поверхности в водораздельных частях Главного Кавказского и Бокового хребтов, оказала, на наш взгляд, существенное влияние на геотермический режим не только предгорного, но и платформенного Дагестана. Именно этим можно удовлетворительно объяснить столь высокую активность геотермического режима осадочного чехла.

При рассмотрении в региональном плане артезианские бассейны термальных вод Дагестана имеют четко выраженное трехэтажное строение, которое по существу является определяющим фактором геотермического, гидродинамического и гидрохимического режимов водонапорных систем.

Первый, самый мощный и регионально выдержанный гидрогеологический этаж сложен чередованием мезозойских трещиноватых и гранулярных водоносных комплексов. Залегает он на неровной поверхности палеозойского складчатого фундамента (глубины порядка 4—9 км и более) и в кровле изолирован мощной (1400—1600 м) толщей майкопских водонепроницаемых глин.

Второй гидрогеологический этаж представлен водоносными комплексами миоценовых отложений, залегающих между майкопской и сарматской толщами водонепроницаемых глин.

Третий, самый верхний гидрогеологический этаж, представлен песчаным и песчано-гравелистым водонапорным комплексом плиоценовых отложений, слабо изолированных сверху апшеронскими и древнекаспийскими глинами. Каждый гидрогеологический этаж — мощная и вместе с тем самостоятельная гидродинамическая система (зона) с характерными геотермическими и гидрохимическими условиями.

На тех участках, где имеются региональные разломы и глубокие трещиноватые зоны, происходят вертикальные перетоки флюидов из одной зоны в другую, создавая тем самым гидрогеологические аномалии в широком смысле слова.

Такие аномалии отмечены не только в приповерхностной зоне в виде восходящих источников термоминеральных вод — Ахты, Талги, Каякент, Истису, Миатлы, мыс Башлы и др., но и на значительных глубинах — Манас, Каспийск, Дербент, Кизляр, совхоз Червленое и т. д.

В течение последних десяти лет в Отделе гидрогеологии Института геологии Дагестанского филиала АН СССР исследовались условия формирования ресурсов термальных вод, их режим. Произведена комплексная прогнозная оценка всех видов запасов и ресурсов. С целью внедрения результатов этих работ в производство составлены и переданы заинтересованным организациям крупномасштабные карты: глубин залегания водоносных горизонтов, мощностей и песчанности, пьезометрических уровней, областей питания, химического состава и минерализации, запасов, естественных ресурсов и прогнозных эксплуатационных ресурсов древнекаспийских, апшеронских, караганских и чокракских отложений.

Результаты многолетних исследований в сочетании с комплексом перечисленных карт служат достаточной геологической основой для составления генерального проекта теплоснабжения предгорных и плоскостных районов Дагестанской АССР.

Ниже дается краткая характеристика водоносных комплексов каждого гидрогеологического этажа.

Слаботермальные воды апшеронского (верхнеплиоценового) водонапорного комплекса распространены повсеместно в пределах Терско-Кумского артезианского бассейна. Наибольший интерес как теплоноситель и источник водоснабжения представляют регионально выдержанные мощные водоносные горизонты, залегающие на глубинах 500—900 м, к которым приурочены пресные и слабо минерализованные артезианские воды с температурой 25—45° С. Общая минерализация вод на подавляющей части территории не превышает 1 г/л, а высота самоизлива составляет 5—35 м выше поверхности земли. Мощность водоносных горизонтов колеблется от 50 до 250 м, коэффициенты фильтрации 3—16 м/сутки, водоотдача 0,11—0,18. Дебиты самоизливающихся скважин колеблются от 150 до 4000 м³/сутки, чаще составляют 400—1300 м³/сутки.

Детальный анализ многолетнего режима водного и солевого баланса, условий питания артезианского бассейна и комплекс вышеперечисленных карт неопровержимо доказали наличие интенсивного движения инфильтрационных вод от областей питания в северо-восточном направлении и гидродинамическую раскрытость Терско-Кумского артезианского бассейна, сложенного плиоценовыми отложениями.

Для артезианского бассейна слаботермальных вод, являющегося зоной активного водообмена, выделена и дана комплексная прогнозная оценка следующих видов запасов и ресурсов.

Естественные запасы слаботермальных вод апшеронских отложений Терско-Кумского артезианского бассейна составляют более 900 млрд. м³ воды, из которых на долю северного Дагестана приходится 600 млрд. м³ воды. На подавляющей части бассейна модули естественных запасов составляют 20—50 млн. м³ воды на 1 км².

Оценка естественных ресурсов производилась по ÷120 м пьезометрическому уровню, протяженностью около 400 км, который охватывает целиком поток инфильтрационных вод, поступающих от областей питания артезианского бассейна. Полученная цифра — 1,0 км³/год (для всего Терско-Кумского бассейна) свидетельствует о значительности современного потока подземных инфильтрационных вод от областей питания, ко-

торый, согласно расчетам потенциальных ресурсов, может достичь $6 \text{ км}^3/\text{год}$ при предельно максимальном водоотборе для всего апшеронско-древнекаспийского водоносного комплекса.

Заключительным этапом комплексной оценки ресурсов слаботермальных вод апшеронского комплекса послужила региональная оценка эксплуатационных ресурсов и составление схематической карты прогнозных эксплуатационных ресурсов, для чего автором статьи были произведены расчеты по 250 водозаборам, равномерно распределенным по всей территории.

Расчетные дебиты водозаборов колеблются от 250 до 16 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$, составляя в среднем $18,7 \text{ л/сек}$ ($1600 \text{ м}^3/\text{сутки}$), а модули эксплуатационных ресурсов составляют в среднем 5 л/сек/км^2 или $432 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Для всего Терско-Кумского бассейна прогнозные эксплуатационные ресурсы составляют $318 \text{ м}^3/\text{сек}$, или более $10 \text{ км}^3/\text{год}$, а для собственно северного Дагестана более $6,5 \text{ км}^3/\text{год}$. Для взаимной проверки региональная оценка эксплуатационных ресурсов была произведена также балансовыми методами. Полученные результаты для всего бассейна $35 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$ или около $12 \text{ км}^3/\text{год}$ и для северного Дагестана более $7 \text{ км}^3/\text{год}$ довольно близки между собой, что свидетельствует о достаточной достоверности полученных результатов.

Исходя из суммы потенциальных ресурсов зоны активного водообмена, составляющей около 6 км^3 воды в год, современный водоотбор, соответствующий $\sim 4,5 \text{ м}^3/\text{сек}$, или $0,12 \text{ км}^3/\text{год}$, может быть увеличен почти в 30 раз без опасения на сработку естественных запасов. Это значит, что на Северодагестанской равнине могут быть дополнительно пробурены 12000 артезианских скважин с дебитом каждой $860 \text{ м}^3/\text{сутки}$, или 10 л/сек при строго рациональном территориальном размещении их.

Полное хозяйственное освоение 70% этих ресурсов (или $2,45 \text{ км}^3/\text{год}$) обеспечило бы не только все потребности в водных ресурсах, но и позволило оросить более 500 тыс. га засушливых земель Ногайских степей. А поскольку температуры этих вод при самоизливе на большей части бассейна составляют $27\text{--}29^\circ\text{C}$, они успешно могут быть использованы для обогрева теплиц, парников и теплового орошения.

Термальные и высокотермальные воды второго гидрогеологического этажа приурочены к регионально выдержанным высокопроницаемым песчаникам миоценовых отложений, которые изучены достаточно хорошо глубоким разведочным бурением на нефть, газ и специально на термальные воды. Артезианским бассейнам термальных вод среднемиоценовых отложений Дагестана по праву принадлежит ведущее место в ряду других бассейнов, как мощнейшему и вместе с тем реальному источнику тепловодоснабжения, способному практически заменить сотни тысяч тонн топлива ежегодно.

Предгорный Дагестан на протяжении от р. Самур до Аксяя и Терско-Сулакский прогиб от предгорного прогиба до широтной долины р. Кумы (рис. 1) представляют собой единый артезианский бассейн термальных и паротермальных вод, областями питания которого служат обширные выходы высокопроницаемых караган-чокракских песчаников на дневную поверхность вдоль всей предгорной моноклинали.

В северо-восточном направлении от областей питания происходит постепенное погружение водоносных горизонтов до $3500\text{--}4000 \text{ м}$ в зоне максимального прогиба. Далее на север водоносные горизонты выполаживаются снова и кровля чокрака в районе Кизляра вскрывается на глубине 2832 м .

Максимальные мощности ($500\text{--}600 \text{ м}$) среднемиоценовые песчаники имеют в предгорной полосе и в Терско-Сулакском прогибе, севернее происходит сокращение мощностей песчаников до $250\text{--}300 \text{ м}$ в районах Кизляр — Александрийская.

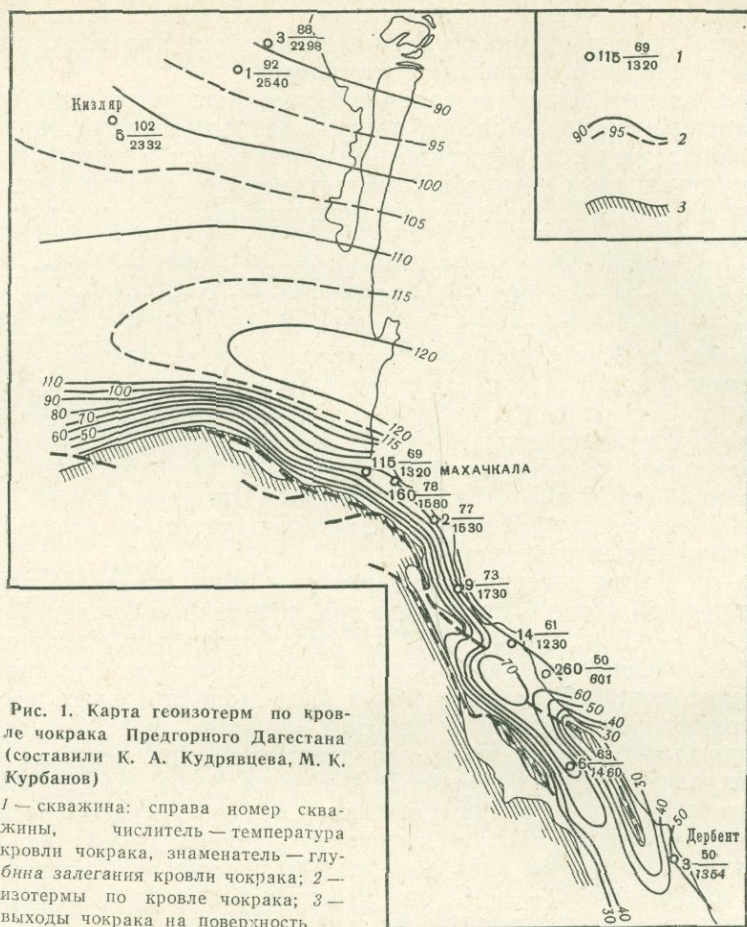


Рис. 1. Карта геоизотерм по кровле чокрака Предгорного Дагестана (составили К. А. Кудрявцева, М. К. Курбанов)

1 — скважина: справа номер скважины, числитель — температура кровли чокрака, знаменатель — глубина залегания кровли чокрака; 2 — изотермы по кровле чокрака; 3 — выходы чокрака на поверхность

Дебиты скважин достигают (в $\text{м}^3/\text{сутки}$) на месторождениях Махачкала 2240—3120, Тернаир 1450—2300, Избербаш 1000—1300, Каякент 1000—1200, Кизляр более 3000. Температура воды на устье составляет 56—75°С, давление 2,6—7,5 атм. В Кизляре температура воды на устье 104°С, давление 18 атм.

Караганские отложения характеризуются несколько меньшими дебитами, которые достигают 880—1600 $\text{м}^3/\text{сутки}$ при температуре на устье 50—63°С и давлении 5—9 атм. На Затеречной равнине получены значительные притоки вод из майкопских отложений.

На подавляющей части территории термальные воды высоконапорные. Избыточные давления на устьях скважин увеличиваются по мере погружения водонапорных комплексов от 2—3 атм в предгорной полосе до 18—26 атм в Терско-Сулакском прогибе.

О наличии довольно заметного подземного стока термальных вод в зоне нижних этажей свидетельствуют пьезометрические градиенты, составляющие 0,007—0,01 и скорости до 1 $\text{см}/\text{сутки}$, или 3—4 $\text{м}/\text{год}$. Многолетние эпизодические и стационарные режимные наблюдения свидетельствуют о высокой стабильности гидрогеологических параметров во времени. Газовый фактор и упругие силы пласта играют большую роль в эксплуатационном режиме, хотя превалирующим фактором является водонапорный характер водоносных горизонтов.

Естественные упругие запасы играют ведущую роль в составлении эксплуатационных ресурсов, а роль естественных ресурсов в общем вод-

ном балансе зоны значительно ниже, чем в первой гидродинамической зоне. В геотермическом отношении данная зона довольно активная и стабильная. Геоизотермы в кровле чокрака колеблются от 70—80° С в предгорной полосе до 100—125° С в Терско-Сулакском прогибе.

При прочих равных условиях, геотермические градиенты растут в северном направлении по мере погружения водоносных горизонтов. Естественным базисом эрозии второй гидродинамической зоны служат акватория Каспийского моря и вышележащие водоносные горизонты плиоценовых отложений на Северодагестанской равнине, которые дренируют воды среднемиоценовых отложений по мере выклинивания и выполаживания последних благодаря разности пластовых давлений.

Ко второй гидродинамической зоне приурочены в основном сульфатно-хлоридные, гидрокарбонатно-хлоридные щелочные и другие типы смешанных вод с минерализацией 3—5 г/л и хлоридные натриевые воды со значительным содержанием карбонатов кальция в платформенной части бассейна. Общая минерализация последних достигает 10—11 г/л.

На фоне общего закономерного изменения химического состава вод встречаются гидрогеологические аномалии, которые рассматриваются нами как результаты наложения различных гидродинамических зон. К последним относятся Каякентское озеро с термальными источниками, восходящие источники высокоминерализованных термальных вод Ачису, мыса Башлы, оз. Аджи — канала Аджи, которые являются результатом миграции мезозойских хлоридных кальциевых вод (по Сулину) через среднемиоценовые отложения на поверхность по локальным дислоцированным зонам, пересекающим не только мезозойские, но и миоценовые отложения.

В том случае, когда миоцен не наследует дислокации мезозойских отложений, гидрогеологические аномалии наблюдаются на глубине, что имеет место в среднемиоценовых отложениях районов Дербента, Манаса, Каспийска, где наблюдается скрытая разгрузка мезозойских вод с образованием в караган-чокраке куполов смешанного типа вод с минерализацией, достигающей 42—81 г/л.

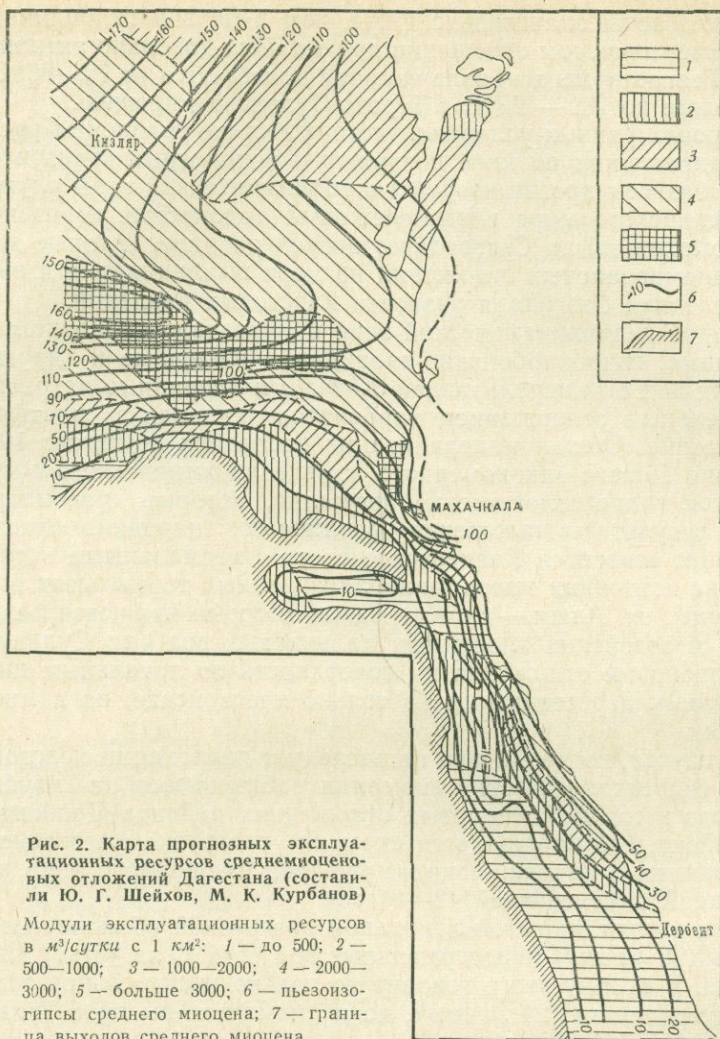
На наш взгляд, скрытой локальной разгрузкой объясняется высокая жесткость (26 мг-экв) паротермальных вод (104° С на устье) Кизлярского участка. В пользу этого говорит не только значительное содержание карбонатов кальция (24 мг-экв), но и аномально-высокое давление и температура вод.

Сделанные заключения о гидрогеологических аномалиях позволяют не только прогнозировать ту или иную минерализацию подземных вод и вообще гидрогеологические условия, но в значительной степени проливают свет на глубинное тектоническое строение района, что в свою очередь является важным поисковым критерием на нефтегазоносность.

Анализ обширного гидрохимического материала позволяет сделать отдельные предварительные выводы о формировании химического состава термальных вод среднемиоценовых отложений, которые должны будут уточняться по мере изучения сложных гидрогеологических условий артезианского бассейна.

Сульфатная минерализация, свойственная зоне гипергенеза, объясняется распространением гипсов, ангидритов и других сульфатных минералов, с одной стороны, и окислением сульфидных минералов и продуктов их разложения — с другой.

Гидрокарбонатная минерализация, свойственная первой и второй гидродинамическим зонам, объясняется процессами сульфатредукции по мере погружения пород и превращения окислительной обстановки в восстановительную и особенно коллоидно-химическими процессами, одновременного поглощения ионов кальция и сульфата различными адсорбентами, в первую очередь широко распространенными в породах



гидроокислами железа, тонкодисперсными массами, глинами в окислительной обстановке.

Хлоридная минерализация, типичная для зоны замедленного водообмена, на подавляющей части рассматривается как результат процессов смешивания седиментационных вод морского генезиса с потоком инфильтрационных вод областей питания.

Модули естественных запасов караганского комплекса на подавляющей части бассейна составляют 20—25 млн. $\text{м}^3/\text{км}^2$, а чокракского комплекса соответственно колеблются от 40—50 до 70—80 млн. м^3 термальной воды на 1 км^2 . Естественные запасы термальных и высокотермальных слабо минерализованных вод чокракских отложений составляют 440, караганских отложений около 240 млрд. м^3 , что составляет в сумме 680 млрд. м^3 и соответствует более 120 объемам среднегодового расхода р. Сулак.

Естественные ресурсы, под которыми понимается производительность подземного потока чокракского комплекса, составляют 670, караганского комплекса 360 млн. м^3 воды в год, что составляет в сумме более 1 млрд. $\text{м}^3/\text{год}$, или 2,8 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$.

В заключение произведена региональная оценка прогнозных эксплуатационных ресурсов методами гидродинамических расчетов водозаборов по аналогии с существующими водозаборами месторождений и перспективных участков.

Как видно на карте (рис. 2), модули прогнозных эксплуатационных ресурсов среднемиоценового комплекса колеблются от 500 до 3000 м³/сутки на 1 км² и составляют в среднем для всей территории 1270 м³/сутки на 1 км², что соответствует 14 млн. м³/сутки, или 5 км³ термальной воды в год с площади всего артезианского бассейна.

Пятая часть этих ресурсов, или около 3 млн. м³/сутки составляет естественные возобновляемые ресурсы, которая может быть ежедневно отобрана без особого опасения на сработку естественных запасов бассейна. Хозяйственное освоение только лишь 20% или возобновляемой части прогнозных эксплуатационных ресурсов позволило бы теплофицировать все города и населенные пункты предгорного и значительной части равнинного Дагестана, построить тысячи гектаров теплиц, парников и превратить живописное побережье Каспия в зону курортов.

К зоне весьма замедленного водообмена относятся водоносные горизонты мезозойских отложений предгорного и платформенного Дагестана и миоценовых отложений Терско-Сулакского прогиба, заполняющие отрицательные структурные формы — синклинали, мульды, сильно препятствующие подземному стоку. Эти районы оконтурены на картах пьезометрических уровней замыкающими изолиниями, что свидетельствует о практическом отсутствии на этих участках заметного стока подземных вод по напластованию. К последним относятся прежде всего центральная часть Терско-Сулакского прогиба и в меньшей степени Бильгадинская и Каранайаульская мульды и отдельные синклинальные участки нефтегазоносных районов южного Дагестана.

Высокоминерализованные термальные воды и рассолы мезозойских отложений Дагестана представляют исключительно большой интерес как важное полезное ископаемое для промышленного извлечения ценных микроэлементов йода, брома, бора, лития и минеральных солей, содержание которых отвечает промышленным кондициям, а запасы йодобромных термальных вод и высокоминерализованных рассолов с общей минерализацией 80—150 г/л в мезозойских отложениях оцениваются тысячами миллиардов кубометров.

Изложенное свидетельствует о наличии по существу неисчерпаемых запасов разнообразных типов термальных вод в недрах Дагестана, дальнейшее хозяйственное освоение которых является важной и неотложной задачей ближайших лет.

ОСНОВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

К. А. КУДРЯВЦЕВА, М. К. КУРБАНОВ, О. Г. СЕМЕЙКО,
С. А. КАСПАРОВ, Ю. Г. ШЕЙХОВ

Институт геологии Дагестанского филиала АН СССР

Особенности геологических, гидрогеологических, геотермических и гидролого-климатических условий Дагестана определяют наличие огромных ресурсов термальных минеральных вод, приуроченных к различным комплексам геологических образований.

Степень изученности термальных вод среднемиоценовых отложений Дагестана выдвигает их в число особо перспективных и первоочередных объектов для хозяйственного освоения.

Совокупность гидрогеологических (глубины залегания, дебиты, напоры, запасы и ресурсы, химический состав и минерализация термальных вод) и технико-экономических факторов (уровень производства, рентабельность использования в тех или иных отраслях народного хозяйства, экономический эффект) позволяет выделить в пределах Дагестана ряд месторождений термальных вод. Это месторождения, связанные со среднемиоценовыми отложениями (Махачкала, Тернаир, Избербаш, Каякент) и с мезозойскими отложениями (Талги, Ахты, месторождения Восточной антиклинальной зоны южного Дагестана — Берикей, Дузлак, Дагестанские Огни).

Термальные воды большинства этих месторождений в течение ряда лет используются для теплофикации, горячего водоснабжения, бальнеологии и теплично-парникового хозяйства.

Помимо месторождений, выделяются эксплуатационные участки неоконтуренных месторождений термальных вод, где по совокупности выявленных гидрогеологических и технико-экономических показателей целесообразно использование термальных вод в народном хозяйстве. Такими участками являются: Кизлярский, Новолакский, Ленинкентский, Каспийский, Манасский и др.

Махачкалинское месторождение термальных вод приурочено к антиклинальной складке, вытянутой в северо-западном направлении. Складка асимметрична в поперечном сечении: юго-западное крыло крутое, северо-восточное — более пологое.

Тернаирское месторождение расположено на продолжении в северо-западном направлении всех водоносных пластов, являющихся объектами эксплуатации на Махачкалинском месторождении, и приурочено к небольшой структурной террасе, осложняющей погружение Нарат-Тюбинской моноклинали.

Геологический разрез месторождений, вскрытый глубокими скважинами, представлен отложениями от верхнего сармата до миатлинского горизонта майкопа включительно. Основными эксплуатационными объектами являются водоносные горизонты в однородной караган-чокракской песчано-глинистой толще.

Караганские песчаники опробованы в интервале глубин 900—1500 м в скважинах, расположенных в различных частях структуры. По всей площади отмечается их высокая водообильность, обусловленная исключительно хорошими фильтрационными свойствами. Коэффициенты проницаемости песчаников, по данным гидродинамических исследований скважин, составляют от 0,5 до 0,9 *дарси*. Дебиты изменяются от 700 до 1600 *м³/сутки*, температура от 50 до 63°С.

Воды самоизливающиеся, избыточные давления на устьях скважин составляют 7—8 *атм*, снижаясь в скважинах, расположенных в купольной части структуры, до 2,5 *атм*.

Термальные воды караганских песчаников низкоминерализованные слабощелочные, по химическому составу в основном сульфатные натриевые и сульфатно-гидрокарбонатные натриевые.

В северном направлении по мере погружения пластов минерализация несколько повышается, изменяется гидрохимический тип вод, в их составе появляется хлор в количестве более 25 *экв%*. Воды становятся сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатными натриевыми (рис. 1).

В газовом составе вод — преимущественно азот, содержание которого изменяется от 80 до 95% по объему. Присутствует кислород — до 17% и углекислота — до 3,2%. Ассоциация растворенных в воде газов указывает на их атмосферное происхождение. Низкая минерализация

Рис. 1. Гидрохимическая карта караганских отложений месторождений Махачкала — Тернаир

1 — скважина: числитель — номер скважины, знаменатель — минерализация воды, г/л; 2 — изоинеры по карагану. Гидрохимические типы вод: 3 — гидрокарбонатный натриевый; 4 — сульфатно-хлоридный натриевый; 5 — гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый

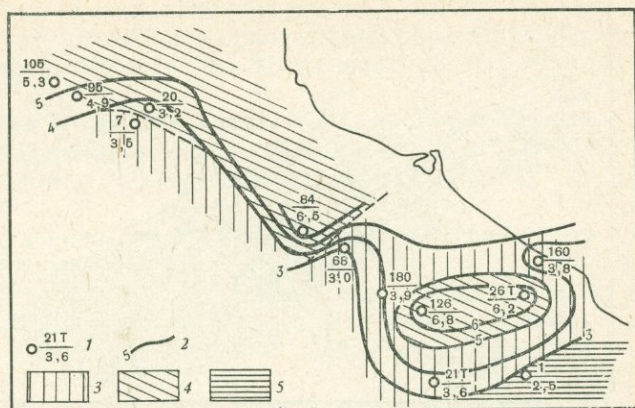
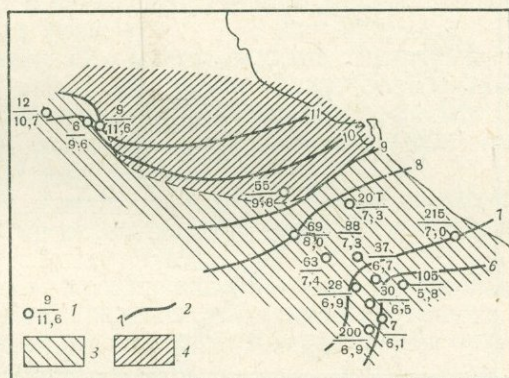


Рис. 2. Гидрохимическая карта чокракских отложений (свита «Б») месторождений Махачкала — Тернаир

1 — скважина, числитель — номер скважины, знаменатель — минерализация воды, г/л; 2 — изоинеры по свите «Б». Гидрохимические типы вод: 3 — хлоридно-сульфатный натриевый; 4 — хлоридный натриевый



вод при относительно большом содержании сульфатов свидетельствует о значительной их обновленности. Вторым нижележащим объектом эксплуатации термальных вод являются песчаники свит «А» и «Б», которые, имея между собой незначительный глинистый слой, представляют собой единую гидравлическую систему. Мощность этой пачки в пределах месторождений довольно постоянна, так же как и по всему предгорному Дагестану, и изменяется в пределах 35—65 м. Из всех песчаных пачек карагана и чокрака указанная свита отличается наибольшей водообильностью. Дебиты скважин изменяются от 1500 до 3120 м³/сутки при избыточных давлениях на устьях 4,3—7,3 атм. На Тернаирском месторождении они снижаются до 3,1—3,5 атм.

Устьевые температуры воды изменяются от 56 до 67° С. На Махачкалинском месторождении в свите «Б» воды хлоридно-сульфатного натриевого типа с минерализацией 5—7 г/л. На северо-западной переკлинали Махачкалинской структуры, а также на Тернаирском месторождении минерализация вод увеличивается до 9,5—11,5 г/л, тип вод становится хлоридным натриевым (рис. 2).

Среди растворенных в воде газов преобладает азот (82—95% по объему), обнаружена углекислота — 4,5—17% (Махачкалинское месторождение); а к северу-западу по мере погружения водоносного горизонта на глубины 1300—1450 м воды становятся азотно-метановыми (Тернаирское месторождение); в них появляется растворенный метан в количестве 61%, содержание азота уменьшается до 32—75%, углекислота присутствует в количествах от 5,5 до 22%.

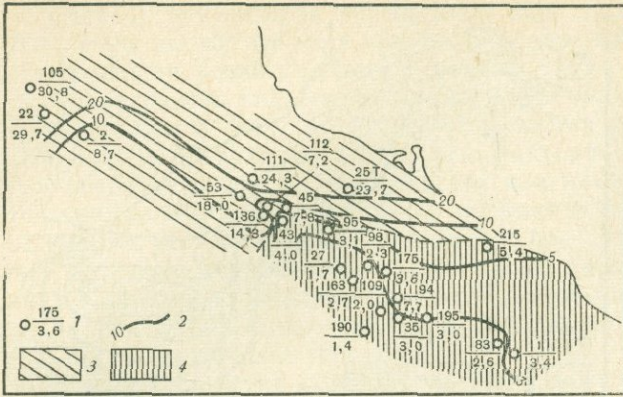


Рис. 3. Гидрохимическая карта чокракских отложений (свита «В») месторождений Махачкала — Тернаир

1 — скважина: числитель — номер скважины, знаменатель — минерализация воды, г/л; 2 — изолинии минерализации, г/л. Гидрохимические типы вод: 3 — хлоридный натриевый; 4 — смешанный тип

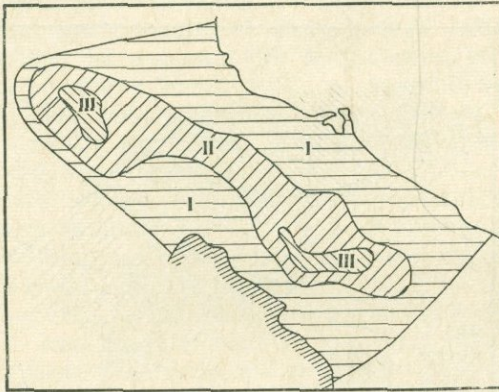


Рис. 4. Схематическая карта естественных запасов термальных вод верхнечокракских отложений месторождений Махачкала — Тернаир

Модули естественных запасов, млн. m^3/km^2 : I — 20—30; II — 30—40; III — 40—50

Повышение минерализации, появление в воде хлора, который составляет от 44 до 63 экв% среди анионов, а также появление метана говорит о большей степени метаморфизации атмосферных вод.

И, наконец, третий эксплуатационный объект — свита «В» (чокрак) является наиболее мощным водоносным пластом с эффективными мощностями 65—98 м.

Гидродинамические условия свиты «В» в зависимости от положения в структуре, различны. Купольная часть Махачкалинской складки характеризуется незначительными дебитами скважин 26—235 $m^3/сутки$, причем первоначальные дебиты составляли 300—400 $m^3/сутки$, а за 10—12 лет эксплуатации они снизились до указанных величин. Соответственно напоры и температуры здесь низкие.

Северо-западная и юго-восточная периклинали, а также площадь Тернаирского месторождения отличаются более благоприятными гидродинамическими условиями. Дебиты скважин здесь 890—1360 $m^3/сутки$, статические избыточные напоры 2,2—4,2 атм, температуры на устьях скважин 64—65°С. Объяснение этому явлению можно найти, видимо, в улучшении фильтрационных свойств песчаников и увеличении их эффективных мощностей.

Химический состав и минерализация вод свиты «В» значительно изменяются по площади. На большей части Махачкалинского месторождения распространены воды смешанного типа, здесь можно встретить любые сочетания ионного состава (рис. 3, 4). Минерализация не превышает 2—3 г/л.

По мере погружения свиты «В» на северном крыле и северо-западной переклинали и далее в пределах Тернаирского месторождения минерализация вод резко увеличивается до 14—30 г/л и появляются чисто хлоридные натриевые воды.

Соответственно изменяется и газовый состав вод: от азотно-метанового до чисто метанового. Содержание углекислоты колеблется в пределах от 2,7 до 18%, сероводород обнаруживается в количествах до 16 мг/л.

Сочетание растворенных в воде газов указывает на наличие восстановительной обстановки в пластах.

Большое разнообразие гидрохимических типов вод и низкая минерализация на большей части Махачкалинского месторождения свидетельствует о непосредственной, хотя и затрудненной, связи их с областями питания.

Авторами были определены естественные запасы, естественные ресурсы и прогнозные эксплуатационные ресурсы среднемиоценовых отложений предгорного Дагестана; а также естественные запасы основных месторождений термальных вод (рис. 4).

Естественные запасы свиты «В» месторождений Махачкала — Тернаир на площади в 54 км² составляют почти 1,5 км³ термальной воды. Модули естественных запасов изменяются по площади от 15 до 30 млн. м³/км². Естественные запасы свиты «Б» составляют 619·10⁶ м³ воды при среднем модуле, равном 13,2 млн. м³/км².

Караганский водоносный комплекс обладает также значительными естественными запасами, которые составляют более 1,5 км³ термальной воды.

Таким образом, суммарные естественные запасы среднемиоценовых водоносных горизонтов месторождений Махачкала и Тернаир составляют огромную цифру — более 3,6 км³ воды. Коэффициенты водоотдачи при вычислениях были приняты 0,13—0,18.

Эксплуатационные балансовые запасы термальной воды на 1 января 1969 г. определяются в 23200 м³/сутки или почти 8,5 млн. м³/год.

Так как ресурсы термальной воды указанных месторождений могут рассматриваться в качестве возобновляемых, то, естественно, отбор термальной воды можно увеличить в несколько раз, ибо даже грубые подсчеты показывают, что только естественные запасы при существующем отборе могут обеспечить потребность в течение сотен лет.

Избербашское месторождение термальных вод представляет собой сильно вытянутую антиклинальную складку, осложненную тектоническими нарушениями. Геологический разрез включает отложения от верхнего сармата до мела.

Наибольший интерес, с точки зрения использования термальной воды, представляют песчаные свиты «А» и «Б» и в меньшей степени «В» чокракских отложений. Водоносность караганских отложений здесь изучена весьма слабо.

При изучении и анализе полученных данных по гидродинамике, гидрохимии песчаных свит верхнего чокрака отмечены те же закономерности, что и на Махачкалинском и Тернаирском месторождениях. Лучшие фильтрационные свойства, а соответственно и повышенные дебиты, свойственны свитам «А» и «Б». Коэффициенты проницаемости составляют 0,4—1,0 *дарси*, а для свиты «В» снижаются до 0,06—0,14 *дарси*. Притоки термальной (61—63°С) воды из свиты «Б» изменяются от 520 до 150 м³/сутки при избыточных давлениях 1,5 атм, а из свиты «В» максимальный дебит равен 203 м³/сутки (скв. 14-Т).

По химическому составу и минерализации эти воды также имеют существенное различие. Минерализация вод свиты «Б» изменяется в пределах 2,5—6,4 г/л, причем отмечается наличие нескольких гидрохимичес-

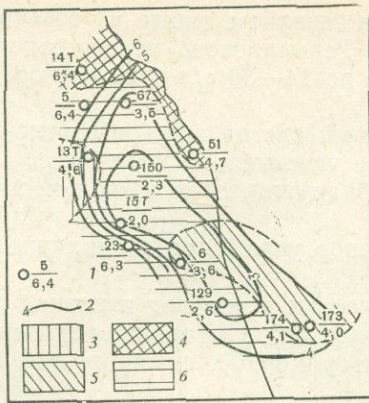


Рис. 5. Гидрохимическая карта по свите «Б» чокрака месторождения Избербаш

- 1 — скважина: числитель — номер скважины, знаменатель — минерализация воды, г/л;
 2 — изоминеры по свите «Б».
 Гидрохимический тип вод:
 3 — гидрокарбонатно - сульфатный натриевый;
 4 — сульфатно-хлоридный натриевый;
 5 — гидрокарбонатно-хлоридный натриевый;
 6 — гидрокарбонатно-сульфатно -хлоридный натриевый

ких типов вод (рис. 5). Вода свиты «В» на всей площади месторождения однообразная, хлоридная натриевая с минерализацией от 9,2 до 28,7 г/л. Растворенный в воде газ представлен углеводородами.

В сводовой части структуры, расположенной в акватории Каспийского моря, к свите «В» приурочена довольно значительная по размеру нефтяная залежь.

Естественно геологические запасы термальной воды свиты «Б» месторождения Избербаш составляют 260 млн. м³.

Каякентское месторождение термальных вод и грязей представляет собой брахиантиклинальную складку, приуроченную к северо-западному погружению свода Восточной антиклинальной зоны южного Дагестана, в ядре которой обнажаются среднемиоценовые отложения. Термальные воды выведены на поверхность рядом скважин, пробуренных на крыльях складки, которые вскрывают среднемиоценовые отложения на глубинах 200—900 м.

Основными водоносными пластами в Каякенте являются свиты «А» и «Б» чокрака. Свита «В» почти полностью представлена глинами, свита «Б» — хорошо выраженными и выдержанными по площади песчаниками, к которым приурочены многочисленные проявления слабо минерализованных термальных вод как в скважинах, так и в виде естественных выходов. В процессе бурения из свиты «Б» наблюдались довольно высокие переливы термальной воды, а при опробовании горизонта в скважинах дебит изменялся от 100 до 1200 м³/сутки. Температура воды 51—50° С, напор 8,5 атм.

Среди каякентских вод отмечается большое разнообразие гидрохимических типов, однако преобладающим можно назвать сульфатно-хлоридный натриевый. Минерализация воды изменяется от 1 до 3 г/л.

В газовом составе преобладает азот, содержание которого составляет 97—100%. Это азотные слабо минерализованные щелочные термы. В каракайтагской группе источников присутствует сероводород в количествах до 69 мг/л, минерализация вод несколько повышается до 4 г/л. Кроме того, в районе Каякента происходит разгрузка мезозойских расщелов по тектоническим нарушениям, о чем свидетельствует химический состав, минерализация, температура вод источников, расположенных на мысе Башлы и в сбросовом канале оз. Аджи.

Курорт Талги расположен в 19,5 км к юго-западу от г. Махачкалы. Здесь лечебные хлоридные натриевые сероводородные воды, приуроченные к верхнемеловым известнякам, выведены на поверхность буровыми скважинами. Несмотря на значительную высоту местности (абс. отметка +273 м), скважины фонтанируют со значительным напором,

равным 4—5 атм. Температура воды на устье скважины 36—37° С, общая минерализация 5—7 г/л.

Главным бальнеологическим фактором талгинских вод является исключительно высокое содержание сероводорода, достигающее до 600 мг/л. Вода содержит в растворенном состоянии сульфиды щелочных и щелочноземельных металлов и свободный сероводород, что свидетельствует об их образовании в резко восстановительной бескислородной среде.

Ориентировочные эксплуатационные ресурсы сероводородных термальных вод Талгинского месторождения равны 1500 м³/сутки.

Однако мощность, распространение и водообильность верхнемеловых известняков позволяют предположить, что Талгинское месторождение располагает значительно большими потенциальными возможностями.

Ахтынское месторождение расположено в южной части Дагестана, в 4 км от с. Ахты. На протяжении 1,5—2 км по обоим берегам р. Ахтычай отмечаются выходы термальной минеральной воды. Приурочено месторождение к сводовой части антиклинальной складки, сложенной песчаниками и сланцами нижней юры и осложненной тектоническими нарушениями. Температура воды источников от 28,5 до 54° С, дебиты от 0,1 до 3,5 л/сек, чаще 0,5 л/сек. Химический состав воды гидрокарбонатный натриевый и хлоридно-гидрокарбонатный натриевый. Минерализация изменяется от 1,5 до 3,1 г/л. Наблюдается выделение газа, в частности метана.

В верхней группе Ахтынских источников есть выходы холодных сероводородных вод незначительного дебита.

Несмотря на то, что Ахтынские минеральные источники известны очень давно и на их базе функционируют лечебные учреждения, детальная разведка этих вод с выявлением их ресурсов не произведена, в то время как сложность геологического строения, наличие различных по химическому составу и температуре вод требуют детального изучения этого района.

Месторождения Восточной антиклинальной зоны. В Восточной антиклинальной зоне южного Дагестана, сложенной толщей мезокайнозойских отложений, есть месторождения термальных минеральных вод, которые представлены хлоридными натриевыми йодо-бромными рассолами с минерализацией до 80 г/л и температурой 39—55° С.

Для них характерно повышенное содержание микроэлементов, значительно превышающих их бальнеологическую норму и являющихся в ряде случаев кондиционными для промышленного извлечения. Приурочены эти воды к отложениям от низов майкопа до юры.

Наиболее мощный водоносный комплекс — трещиноватая карбонатная толща верхнего мела и гидравлически связанная с ней толща фораминиферовых отложений. Суммарная мощность горизонта составляет в Берикее 300—500 м, уменьшаясь в южном направлении до 60—100 м в Хошмензиле.

Притоки горячей воды выражаются громадными цифрами — до 42 000 м³/сутки. Многими исследователями, проводившими режимные наблюдения, затронуты так или иначе вопросы ресурсов йодо-бромных вод. Они отмечают их значительные ресурсы, однако количественную оценку не дают.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что ресурсы йодобромных вод южного Дагестана огромны и могут обеспечить потребности йодо-бромной промышленности и санаторно-бальнеологических учреждений.

Кизлярский участок расположен на северном пологом борту Терско-Каспийского передового прогиба и примыкает непосредственно к г. Кизляру. Скважины, пробуренные здесь, имели цель — получить термальную воду для нужд города.

Геологический разрез, по данным глубокого бурения, представлен древнекаспийскими, апшеронскими, акчагыльскими, континентальными, мэотическими, сарматскими, караганскими, чокракскими и майкопскими отложениями. Последние вскрыты на 30 м.

Глубина залегания кровли среднего миоцена 2630 м. Общая мощность 364 м, из них: карагана 206 м и чокрака 158 м.

Среднемиоценовые отложения представлены однородной песчано-глинистой толщей с преобладающей ролью песчаников.

Данные опробования, а также геофизическая характеристика разреза свидетельствуют о наличии в караган-чокракской толще хорошо проницаемых коллекторов. При опробовании чокракских песчаников получены высокие дебиты скважин — от 1047 до 3400 м³/сутки, при давлении 14—18 атм и температуре воды от 82 до 100°С на устье.

Характерная особенность термальных вод Кизлярской площади — их сравнительно низкая минерализация. В то время как в пределах всей Терско-Сулакской низменности воды среднемиоценовых отложений имеют минерализацию от 38 до 60 г/л, в районе Кизляра во всех опробованных горизонтах минерализация не превышает 10—11 г/л. Однако гидрохимический тип повсеместно хлоридный натриевый.

Участки Каспийск и Манас в геологическом отношении представляют моноклираль с пологими углами наклона к востоку. Здесь скважинами вскрыты отложения сармата, карагана, чокрака и частично майкопа (в каспийских скважинах).

При опробовании всех песчаных пластов верхнего чокрака и полностью карагана получены высокоминерализованные (42—81 г/л) воды, которые представляют собой резко выраженные аномалии на фоне общей закономерности изменения химического состава среднемиоценовых вод с глубиной.

Остальные параметры вод, такие, как дебиты, давления и др., не выходят за пределы значений, характеризующих среднемиоценовый комплекс на данных глубинах. Таким образом, здесь имеет место гидрохимическая аномалия, которая объясняется наличием скрытой разгрузки в хорошо проницаемые пласты среднемиоценовых отложений мезозойских рассолов с образованием в них куполов смешанного типа вод хлоркальциевой минерализации.

Подобные рассолы вскрыты рядом глубоких скважин в пределах Восточной антиклинальной зоны южного Дагестана.

Участок Ленинкент расположен на крутом склоне Нарат-тюбинской моноклинали. С целью водоснабжения населенных пунктов на всем протяжении Нарат-тюбинской моноклинали и, в частности, в Ленинкенте пробурен ряд скважин, которые вскрывают среднемиоценовые отложения на относительно неглубоких гипсометрических отметках. Дебиты скважин достигают 400—640 м³/сутки воды с температурой 36—40°С. Воды пресные или слабо минерализованные смешанного солевого состава с преобладанием сульфатного иона. Общая минерализация 0,5—2,7 г/л.

Не вызывает сомнений, что низкие дебиты скважин при самоизливе и напоры объясняются только высокими отметками рельефа. По остальным параметрам — химическому составу, удельным дебитам, температурам среднемиоценовые воды достаточно удовлетворительны, что позволяет рассматривать указанный район как один из перспективных.

Подводя итог вышесказанному, можно отметить, что крупные дозольно разведанные и изученные месторождения термальных вод приурочены к крупным промышленным центрам и к побережью Каспийского моря, что способствует быстрейшему их освоению.

Основные гидродинамические показатели, а также химический и газовый составы вод среднемиоценовых отложений свидетельствуют о формировании ресурсов термальных вод в зоне замедленного водообмена и

связи их с областями питания, что является благоприятным фактором возможности интенсивной и длительной эксплуатации их на всех указанных месторождениях.

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИХ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ АЗЕРБАЙДЖАНА

М. А. КАШКАЙ, С. А. АЛИЕВ

Геологический институт АН Азербайджанской ССР

С целью изучения структуры геотермических полей и разработки рекомендаций по использованию глубинного тепла Земли в народном хозяйстве в течение многих лет нами систематически проводятся геотермические исследования, обработан большой фактический материал по источникам и буровым скважинам. Исследованы физико-химические особенности термальных вод, определены теплофизические параметры керновых материалов из скважин.

Поперечные (антикавказские) структуры меридионального и северо-восточного направлений на Кавказе обуславливают закономерности размещения месторождений полезных ископаемых, в том числе разгрузки термальных вод; при этом оказались весьма существенными узлы пересечения поперечных структур с продольными структурами (общекавказского направления). В пределах Азербайджана выделены три региональных поперечных поднятия.

Дагестанско-Зангезурское региональное поперечное поднятие проходит через Дагестанский клин и восточную часть Малого Кавказа, хребты Муровдагский, Карабахский, Бергушетский. Зона богата термальными источниками (30 групп). В геологическом строении Малого Кавказа принимают участие мезо-кайнозойские отложения и магматические образования. Продольные структуры пересекаются поперечными. В пределах курортных районов Истису и Джермук и др. нами обнаружены поперечные структуры, к которым приурочены гипотермальные воды.

На расстоянии 40 км от кратеров четвертичных вулканов буровыми скважинами выведены минеральные воды с температурой 30—85°С.

На северном окончании той же термальной зоны в долине р. Тутхун, экспериментальные буровые скважины в 1964 г. дали с глубины 270 м теплую (28°С воду с дебитом более 1 млн. л/сутки). Поскольку до этой глубины термальная вода смешивается с холодной речной, нами обоснована возможность получения термальной воды с большей глубины, что и было осуществлено в последние годы. Теперь скважинами выведены углекислые гейзеры с температурой 41°С.

Минкендская термальная зона, включающая группу источников, расположена в 1,5—2 км к югу от сел. Минкенд Лачинского района. Воды источников на изливе имеют температуру 22—29,5°С.

Минеральные источники Нахичеванской тектонической области расположены в краевых частях впадины, где преимущественно развиты вулканические, вулканогенно-осадочные породы неогенового, палеогенового или верхнемелового возрастов. Практическое значение имеют Даридагские термальные источники, приуроченные к ядру куполообразной брахиантиклинальной складки. Здесь впервые получены термальные воды с температурой 39 и 59°С, в количестве 4,5 млн л/сутки.

Шемахинско-Талышское региональное поперечное поднятие протягивается по юго-восточной части Кавказа, охватывает Кюрдамирский гравитационный максимум, далее через горный Талыш переходит на территорию Ирана.

Ленкоранская тектоническая область сложена отложениями палеоцена, характеризуется следами активной тектонической деятельности (глубинные разломы). Здесь выделяются три геотермические подзоны, перспективные для использования глубинного тепла в народном хозяйстве.

1. Масаллинская подзона с Масаллинскими термальными источниками; воды трещинно-жильные с температурой 50—64° С; средние величины геотермического градиента 3,75 град/100 м, теплового потока $1,47 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек.

2. Астаринская подзона, где глубинные разломы прослеживаются по выходам Астаринских термальных источников и расположению магматических образований. Воды трещинно-жильные с температурой 50° С, средние величины геотермического градиента 6,66° С град/100 м, теплового потока $1,95 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек.

3. Ленкоранская (низменная подзона) в отличие от Масаллинской и Астаринской подзон характеризуется относительно пониженными геотермическими параметрами. Воды здесь трещинно-пластовые с температурой 36—40° С. Средние величины геотермического градиента 2,86° С/100 м, теплового потока $0,84 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек.

Осуществление по нашему проекту использования термальных вод на экспериментальных участках Масаллы и Астара показало большую перспективность этих участков. Выращивая ранние овощи в открытом грунте в зимних условиях здесь можно получить до трех и больше урожаев в год при минимальных затратах.

Куринская впадина располагает большими запасами термальных вод, приуроченных к песчано-глинистым и галечниковым отложениям апшеронского и акчагыльского ярусов, продуктивной толще, майкопской свите и меловым отложениям. В Алазань-Агричайской долине температура воды апшеронских слоев колеблется от 30 до 55° С (интервал 1250—1400 м). В Аджинаур-Джейранчельской зоне с погружением этих отложений температура увеличивается до 75—90° С (2500—2800 м). В центральной части Куринской впадины температура доходит до 100° С (2700—3000 м). С погружением акчагыльских отложений — от предгорий Малого Кавказа к центру Куринской впадины (район Геокчай-Агдаш), на глубине 5000—5200 м температура колеблется от 20—40 до 150° С. В отложениях продуктивной толщи юго-восточной Ширвани температура в сводах антиклинальных структур 30—40° С, а в погруженных частях (4500—4770 м) увеличивается до 100° С. На южном крыле Куринской впадины в структурах майкопской свиты (Кировабадская нефтегазовая область) температура 20—50° С свойственна полосе, залегающей на глубине 200—1000 м, вдоль предгорий Малого Кавказа. С погружением отложений к востоку на глубине 1000—1650 м температура вод 50—75° С, на глубине 1650—2200 м — 75—100° С и на глубине 2200—4290 м — 100—150° С.

В меловых отложениях глубокими скважинами вскрыты термальные воды в районе Гюллюджа, Мирбашира, Ждановска и в северной части Южно-Куринской впадины.

В структурах Джарлы и Сор-Сор на глубине более 3000 м температура имеет 85° С. Дебиты колеблются от 7 до 63 л/сек.

Южный склон Большого Кавказа входит в Дагестанско-Зангезурскую поперечную дислокацию. Здесь термальные воды разгружаются по линии тектонических разрывов северо-западного простирания. Горячие и теплые воды приурочиваются к надвиговым линиям, ряд трещин

имеет субмеридиональное простирание. На южном склоне Большого Кавказа аномальные гидротермические участки располагаются в основном на пересечении глубоких эрозионных долин с линиями разрывных нарушений. К таким участкам относятся выходы термальных и минеральных вод источников Елису, Курмух, Халхал, Бумских и Чаганских.

Термальные воды северо-восточного склона Большого Кавказа входят в Шемахинско-Талышскую поперечно-меридиональную дислокацию. Известны выходы горячих вод Конахкендского района, приуроченные к тектонической зоне, срезанной известным Халтанским размывом. Температуры термальных источников: Хашинского — 40°C , Джиминского — 41°C . Во всех источниках ощущается запах сероводорода, а Хашинские термальные воды содержат метан.

Прикаспийско-Кубинская зона характеризуется пластово-трещинными термальными водами, приуроченными к апшеронским, конкским, майкопским, меловым и юрским отложениям. Термальные воды апшеронского водоносного комплекса приурочены в основном к песчанистым слоям и встречены на глубинах более 200—250 м. На изливе температура воды $24\text{--}30^{\circ}\text{C}$. С погружением апшеронских отложений от предгорий в направлении моря температура воды увеличивается до 50°C . Воды апшеронских отложений напорные, фонтанирующие.

Термальные воды Ялама-Киялинского района глубокими скважинами вскрыты как в меловых, так и в юрских отложениях. В районе Ялама-Худат меловой водоносный комплекс представлен известняками и песчаниками. Вода вскрыта на глубине 2400—3140 м. Температура ее на изливе изменяется от 30 до 50°C , а на глубине от 84 до 101°C .

В районе Ялама-Худат на глубине 3200—3670 м в песчаниках юрского водоносного комплекса скважинами вскрыты воды с температурой $52\text{--}62^{\circ}\text{C}$ ($103\text{--}115^{\circ}\text{C}$ — глубинная температура).

На Апшеронском полуострове термальные воды приурочены к отложениям апшеронского яруса и продуктивной толще. Воды продуктивной толщи напорные, но пьезометрический уровень устанавливается ниже поверхности Земли. Дебит скважин при принудительной откачке изменяется от 0,1 до 8 л/сек.

На основе обработки геотермических материалов нами составлен ряд геотермических карт-срезов Азербайджана, которые дают ясное представление о распределении температуры на глубинах 500, 1000, 1500, 2000 и 3000 м от уровня моря.

Для более глубоких срезов распределение температуры в недрах западного борта Южно-Каспийской впадины подчинено определенной закономерности. На одной и той же глубине указанных выше срезом температура возрастает по направлению от бортов к внутренним частям депрессии, а изотермы как бы вырисовывают края ее внутренней стороны.

На юго-западе ленкоранской низменности средние величины геотермического градиента $2,86$ град/100 м, теплового потока $0,84 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек. К юго-западу к Алашар-Буроварскому поднятию средняя величина геотермического градиента возрастает до $3,75$ град/100 м, тепловой поток — $1,47 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек. На Астаринском антиклинории средние величины геотермического градиента $6,66$ град/100 м, теплового потока $1,95 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек.

Наблюдается также рост температур по направлению от северной части Южно-Куринской впадины и Кировабадской нефтегазоносной области: так, в Ждановской структуре геотермический градиент равен $2,2$ град/100 м, тепловой поток — $0,8 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек, у Мирбашира — $1,25 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек. В Прикаспийско-Кубинской области также температуры увеличиваются в северо-восточном направлении — средние зна-

чения геотермического градиента 2,2 град/100 м, теплового потока 0,78 · 10⁻⁶ кал/см²сек.

Резюмируя вышеизложенное, можно прийти к следующему выводу.

Узлы пересечения региональных поперечных поднятий, разрывных нарушений северо-восточного направления, общекавказских тектонических дислокаций наиболее благоприятны для формирования и разгрузки термальных вод.

Нами выделяются следующие перспективные участки с термальными водами, для которых подсчитаны прогнозные запасы водоносных комплексов и которые могут быть использованы в различных отраслях народного хозяйства:

1. Центральная часть Малого Кавказа (Багырсах, Верхний и Нижний Истису, Тутхунская долина, Минкендские термальные источники) — в лечебных целях.
2. Кировабадский район (Далимамедлинская структура) — в теплично-парниковом хозяйстве.
3. Ленкоранская тектоническая область (Астаринская и Алашар-Буроварская антиклинальные структуры) — в лечебных целях и теплично-парниковом хозяйстве.
4. Прикуринская депрессионная зона (структуры Джарлы, Мурадханлы, Сор-Сор) — в тепличном парниковом хозяйстве.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД АЗЕРБАЙДЖАНА, ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЛЕНКОРАНСКОЙ И КИРОВАБАДСКОЙ ОБЛАСТЕЙ

Г. Б. КЕНГЕРЛИНСКАЯ, И. И. ТАГИЕВ, А. М. МАГЕРАМОВА

Управление Совета Министров Азербайджанской ССР по геологии

Азербайджанская ССР богата термальными водами. Они известны в ряде районов Большого и Малого Кавказа, Апшеронского полуострова, Талыша, а на обширной территории Куринской впадины и Прикаспийско-Кубинской области вскрыты многочисленными скважинами.

Местами разгрузки термальных вод Большого Кавказа являются линии тектонических разрывов северо-западного и поперечного направлений. Горячие воды приурочиваются особенно к надвиговым линиям.

Как видно из характера строения складчатой зоны южного склона Большого Кавказа, здесь выделяются слабо минерализованные малодебитные, сероводородные термальные зоны: Елисуйская (температура вод 31—40°С), Курмышская (31°С), Халхалская (32—33°С), Бумская (33—39°С), Чаганская (31°С). Эти воды классифицируются как гидрокарбонатно-сульфатные натриево-кальциево-магниевые.

В северо-восточной части Большого Кавказа термальные воды приурочены к крутому, почти вертикальному разлому. Здесь выделяются следующие малодебитные, сероводородные, слабо минерализованные термальные зоны: Хашинская (40°С), Халтанская (47—48°С), Джиминская (41°С). Тип воды в этих зонах гидрокарбонатный натриевый.

В Прикаспийско-Кубинской зоне термальные воды содержатся в отложениях апшеронского, конкского, майкопского, мелового и юрского комплексов.

Температура воды в апшеронских отложениях колеблется от 20 до 55° С, они соответствуют глубинам 240—1400 м. Скважинами вскрыты термальные воды на глубинах 300—850 м с температурами 20—30° С. Воды напорные, избыточные напоры составляют 2—100 м. Дебиты изменяются от 1 до 45 л/сек. Вода пресная, гидрокарбонатная кальциево-натриевая.

Воды напорные, самоизливающиеся, высоко минерализованные (60—95 г/л), хлоридные натриевые с температурой 30—82° С вскрыты на глубине 2400—4000 м в меловых и юрских отложениях.

На Апшеронском полуострове термальные воды приурочены к водоносным комплексам апшеронского яруса и продуктивной толщ. Температура воды в апшеронских отложениях 20—70° С на глубинах от 210 до 2600 м. Средняя величина геотермического градиента около 30 град/км. Дебит скважин варьирует от 0,2 до 2,6 л/сек. Величина минерализации изменяется от 1 до 100 г/л. Тип воды хлоридно-гидрокарбонатный натриевый и хлоридный натриевый.

Пластовые воды продуктивной толщи почти повсеместно термальные (20—90° С), напорные, но пьезометрический уровень устанавливается ниже поверхности земли, что является следствием длительной эксплуатации нефтяных месторождений.

Дебит скважин при принудительной откачке изменяется от 0,1 до 3,4 л/сек. Вода высоко минерализованная, величины плотного остатка изменяются от 30 до 193 г/л в верхнем отделе и от 9 до 44 г/л — в нижнем. Воды верхнего отдела продуктивной толщи жесткие, хлоридные натриевые, нижнего отдела — щелочные — гидрокарбонатные натриевые. В газовом составе преобладает метан.

В горах Малого Кавказа термальные углекислые воды приурочены к отдельным зонам разломов. Температура минеральных вод в местах развития более молодых формаций, особенно четвертичных лав, высокая, что связано с близостью к вулканическим аппаратам потухших четвертичных вулканов, лавы которых покрыли большие площади в центральной части Малого Кавказа.

Значительные группы источников термальных вод известны в пределах Истису-Кельбаджарского района и Минкендская группа источников.

Среди них заслуживают внимания четыре группы термальных вод (с юга — на север): Багырсахская, Верхний Истису, Нижний Истису и Кельбаджарская. В комплексе пород, слагающих курортный район Истису, принимают участие преимущественно изверженные и осадочные породы верхнего мела и палеоген-неогена, которые покрыты четвертичными лавами.

Температура термальных вод изменяется от 28 до 74° С. Дебит скважин 0,3—15 л/сек. Вода минерализованная (3—7 г/л), гидрокарбонатно-сульфатная натриевая, углекислая.

В последние годы гидрогеология этих районов детально изучена и утверждены запасы термальных вод в ГКЗ СССР.

Минкендская группа источников характеризуется меньшей температурой воды (22—30° С), невысокой минерализацией (2 г/л).

На территории Нахичеванской АССР распространены слаботермальные и термальные воды трещинного типа, приуроченные к меловым и палеоген-неогеновым отложениям. Они вскрыты рядом скважин на глубине 250—700 м с температурой 41—52° С. Дебит скважин 12—20 л/сек. Пьезометрический уровень устанавливается на 17—40 м выше поверхности земли.

Вода минерализованная (17—18 г/л), углекислая, хлоридная натриевая. В воде отмечается высокое содержание мышьяка (11—19 мг/л).

Термальные источники горного Талыша и Ленкоранской низменности в основном приурочены к региональному разлому, прослеживающе-

муся почти параллельно главному водораздельному Талышскому хребту. Максимальные температуры имеют именно те источники, выходы которых приурочены к пересечению основного разлома с поперечными разломами второго порядка.

Термальные воды встречаются в Масаллинском, Ленкоранском и Астаринском районах.

В Масаллинском районе основными источниками термальных вод являются Аркеванские, Донгузутенские, Мишарчайские и Готурсуинские, расположенные в 15 км от г. Масаллы. Масаллинские источники (Аркеван) приурочены к песчано-сланцевой толще верхнего эоцена, собранной в широкую антиклинальную складку. Эти группы источников имеют самую высокую температуру.

В районе источников пробурено три скважины глубиной 500 м. Скважины термальные воды выведены на поверхность с температурой 45° С, в источниках температура воды 50—64° С. Дебит источников и скважин изменяется от 1,5 до 10 л/сек. Вода минерализованная (17—18 г/л), хлоридная кальциевая. Газовый состав азотно-метановый.

Ленкоранские термальные источники (Мешасу, Ибадысу, Гавзавуа) находятся в 14 км к западу от г. Ленкорани. Температура воды источников 38—41° С, дебит всех источников составляет примерно 18—20 л/сек. Воды минерализованные, хлоридные натриевые.

В районе Ленкоранских источников пробурены три скважины глубиной 1000 м. Этот участок сложен отложениями среднего олигоцена и хадумского горизонта.

Астаринские термальные источники расположены на расстоянии 13 км от одноименного центра. Этот участок сложен отложениями майкопской свиты. Суммарный дебит источников около 40—45 л/сек, температура воды 48—50° С. Вода минерализованная (18—20 г/л), хлоридная натриевая.

В Ленкоранской области Астаринские и Ленкоранские термальные воды сопровождаются чисто азотными струями, Масаллинские — метановыми.

Термальные воды области имеют большое практическое значение. Могут использоваться в сельском хозяйстве, а также в бальнеологии.

Подсчитанные запасы термальных вод в Масаллинском, Ленкоранском и Астаринском районах составляют соответственно 3561, 9771 и 12 724 м³/сутки.

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

Куринская впадина, особенно Кировабадская нефтегазоносная область, располагает большими запасами термальных вод, залегающими почти повсеместно на глубинах 160—5000 м. Приурочены они к отложениям апшеронского, акчагыльского ярусов, майкопским и меловым водоносным комплексам, имеющим большое практическое значение. Подошвы этих водоносных комплексов залегают на следующих глубинах: апшеронского 200—1200 м, акчагыльского 200—2400 м, майкопского 300—5000 м, мелового — 500—5500 м.

В апшеронском водоносном комплексе широко развиты пресные воды с температурой на изливе до 30° С и выше. Для акчагыльского водоносного комплекса характерны термальные воды от пресных до слабосоленых (0,3—13 г/л), химический состав их изменяется от гидрокарбонатно-сульфатного кальциево-натриевого до хлоридного натриевого.

В майкопских отложениях температура воды при самоизливе 25—67° С. Вода в этих отложениях соленая с минерализацией до 15—20 г/л, хлоридная натриевая.

В меловых отложениях слабо минерализованные воды (4 г/л) имеют температуру на изливе 40—90° С.

Вышеперечисленные водоносные комплексы при вскрытии скважинами дают самоизлив, избыточные напоры составляют от 1 до 30 м.

В Кировабадской нефтегазоносной области выделяются несколько основных месторождений термальных вод: Дальмамедлинское, Казанбулахское, Нафталанское, Гедакбозское, Мир-Баширское, Барда-Ширванлинское, Агджабединское, Ждановское.

Термальные воды рассматриваемой области могут быть использованы в практических целях: в качестве источников тепла в народном хозяйстве, а также в бальнеологии (особенно Нафталан). В настоящее время в Кировабадском районе начаты разведочные работы на термальные воды.

На выделенных участках была произведена региональная оценка прогнозных запасов термальных вод. Прогнозные запасы термальных вод подсчитывались отдельно по апшеронскому, акчагыльскому, майкопскому и меловому водоносным комплексам. 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° С и более, водопроницаемость более 25 м²/сутки, а глубина залегания водоносного комплекса не превышает 2000 м. Оценка прогнозных запасов производилась при динамическом уровне на глубине 100 м ниже поверхности земли. Результаты расчетов прогнозных запасов термальных вод приведены ниже (в м³/сутки)

Водоносный комплекс	При самоизливе на 25 лет	При понижении 100 м, на 25 лет	Водоносный комплекс	При самоизливе, на 25 лет	При понижении 100 м, на 25 лет
Апшерон	2329	41805	Майкоп	1275	26277
Акчагыл	4096	45055	Мел	1822	6463

Наибольшее количество воды может быть получено из акчагыльского водоносного комплекса, обладающего лучшими коллекторскими свойствами.

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

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ ЛЕНКОРАНСКОЙ ОБЛАСТИ

А. М. БАБАЕВ, Ф. А. МАКАРЕНКО

Ордена Трудового Красного Знамени Геологический институт АН СССР
Институт геологии АН Азербайджанской ССР

Термальные воды Ленкоранской области приурочены в основном к песчаным породам верхнего эоцена, обладающим незначительной пористостью и высокой проницаемостью. Термальные воды связаны с узкими, но глубокими зонами тектонических нарушений, которые разбиты множеством трещин. В пределах этих зон проницаемость пород непосредственно зависит от количества и величины (ширины и длины) трещин, а также от степени их сообщаемости. О наличии хорошо развитой

трещиноватости на участках естественных выходов свидетельствует также большое количество грифонов и их значительная водообильность.

Благодаря раздробленности пород здесь создались наиболее благоприятные условия для циркуляции термальных вод, а также притока магматического тепла. Во всех скважинах, пробуренных в пределах этих зон, вскрыты термальные воды, температура которых возрастает с увеличением глубины их залегания. Следует отметить, что не менее важным фактором, влияющим на проницаемость пород, является тип и характер заполнения трещин вторичными минералами (кальцит, ангидрит, цеолит и т. д.), осаждающимися в трещинах из циркулирующих в них вод.

Многочисленные водоносные трещины, пересекаясь между собой, обеспечивают гидравлическую связь различных водоносных горизонтов. Это было выявлено при откачках воды из скважин. Однако проведение откачек не отразилось на режиме источников. Удельные дебиты скважин колеблются в пределах 0,15—10,0 л/сек, а суммарный дебит всех скважин при максимальных понижениях уровня составляет более 100 л/сек.

Анализ температурных данных по скважинам позволяет сделать вывод о весьма неравномерном распределении температур на данном участке. Замеры пьезометрических уровней в скважинах, а также температуры на одинаковых глубинах показывают, что подземный поток направлен с запада на восток. О наличии единого потока напорных вод свидетельствует и одинаковый их химический состав.

Вся трещиноватая зона представляется единой гидравлической системой. Однако скорости движения воды максимальные в основных водовыводящих каналах, т. е. в зонах наибольшей трещиноватости, где трещины достигают значительных размеров. В местах пересечений основных водовмещающих зон с эрозийными понижениями местности появляются термальные источники.

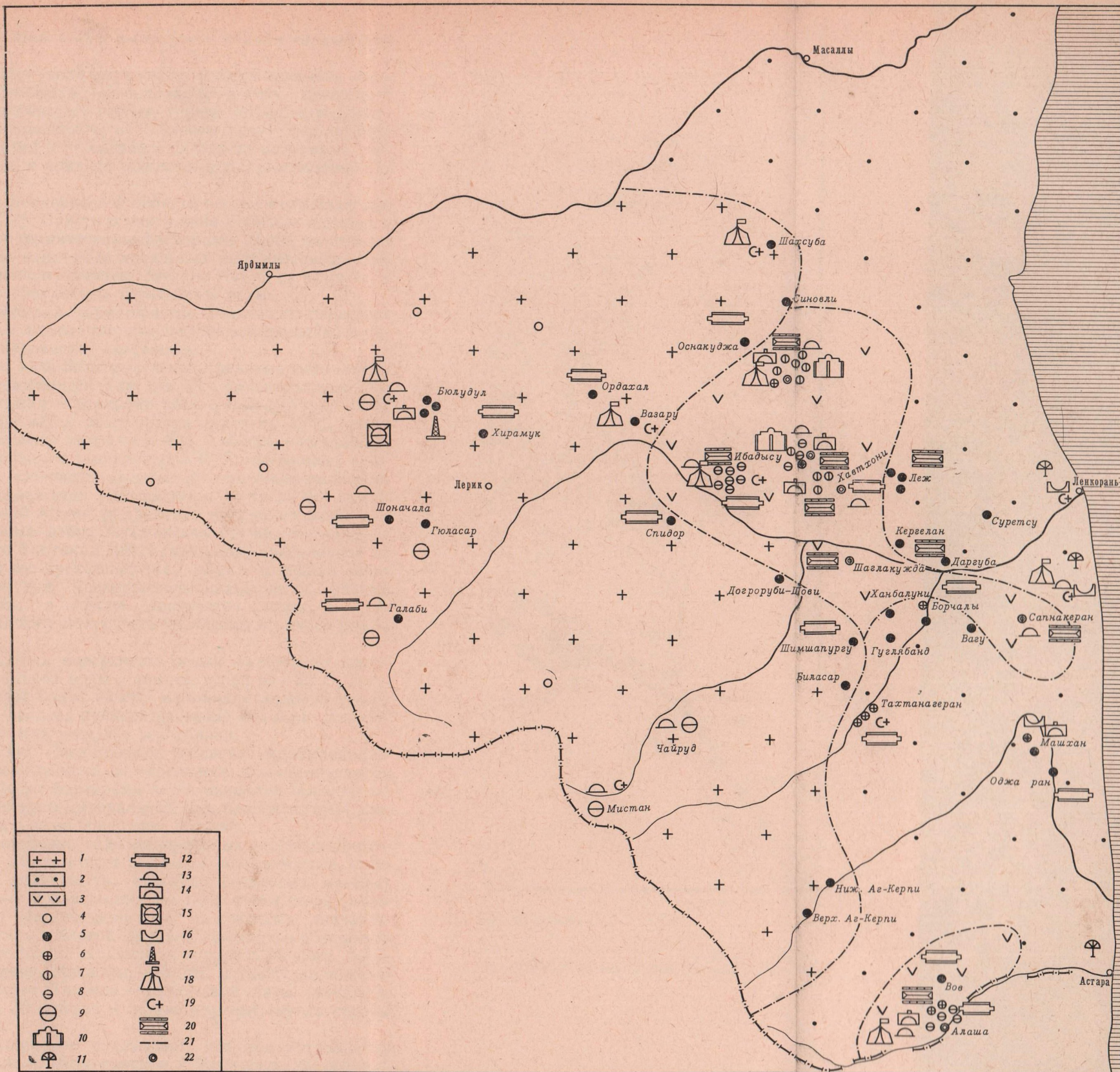
Они приурочены к единому глубокому разлому общекавказского (северо-западного) простираения. Наличие глубинных разломов доказывается развитием в исследуемом районе даек базальтов и интрузивов габброидных пород.

Крупные нарушения вызывали разрывы сплошности земной коры на значительную глубину, по которым в верхние слои внедрялись в прошлом газо-пароводяные смеси из магматических очагов. Зоны разломов при этом прогревались и насыщались принесенными химическими веществами. В трещинных зонах тектонических разрывов в условиях аномального геотермического режима происходило смешивание поверхностных и глубинных вод с глубинными эманациями, вызывавшими в свою очередь сложные физико-химические процессы формирования термальных вод.

Т а б л и ц а

Тепло, выносимое термальными водами Ленкоранской области

Месторождение	Температура воды, °С	Дебит воды, м ³		Количество тепла, вынесенного водой, ккал	
		сутки	год	в сутки	в год
Мешасу	43	980	357700	$5,4 \cdot 10^8$	$19,7 \cdot 10^{10}$
Ибадису	40	1150	419750	$5,52 \cdot 10^8$	$20,14 \cdot 10^{10}$
Гавзавуа	41	129	47085	$6,48 \cdot 10^7$	$23,65 \cdot 10^9$
Алаша	50	300	109500	$2,16 \cdot 10^8$	$7,88 \cdot 10^{10}$



- 1 — районы отсутствия выходов термальных вод;
- 2 — районы распространения вод с температурой от 29 до 37° С;
- 3 — районы распространения вод с температурой выше 37° С; выходы минеральных вод с температурой;
- 4 — от 7 до 12° С,
- 5 — от 12 до 20° С,
- 6 — от 20 до 37° С,
- 7 — от 37 до 42° С,
- 8 — от 42 до 100° С;
- 9 — горноклиматические станции (Яйлагы);
- 10 — бальнеолечебницы;
- 11 — лечебный пляж;
- 12 — минеральные воды, используемые местным населением в лечебных целях;
- 13 — курортная местность; перспективные объекты для строительства;
- 14 — бальнеологических курортов,
- 15 — бальнеоклиматических курортов,
- 16 — приморских курортов,
- 17 — завода промышленного розлива минеральных вод,
- 18 — туристских баз,
- 19 — зон здоровья и массового отдыха;
- 20 — использование термальных вод в целях теплофикации;
- 21 — контур гидротермальных районов;
- 22 — скважины

	1		12
	2		13
	3		14
	4		15
	5		16
	6		17
	7		18
	8		19
	9		20
	10		21
	11		22

Карта районирования гидротермальных ресурсов Южного Талыша.

Составил А. М. Бабаев

Нами подсчитано количество тепла, выносимого водами главнейших месторождений (таблица).

В формировании теплового поля изучаемого района основная роль принадлежит следующим факторам: а) тепловому потоку, идущему с больших глубин; б) литологическому составу горных пород, определяющему их различную теплопроводность; в) геолого-структурным особенностям тех или иных площадей и г) скорости движения подземных вод. Все факторы взаимосвязаны, и вряд ли можно отдать предпочтение одному из них.

Геотермические условия Ленкоранской области весьма изменчивы как по площади, так и по разрезу. Судить о них можно с учетом анализа в совокупности с природными термическими факторами. Лишь на отдельных участках формирование некоторых локальных положительных геотермических аномалий, по нашему мнению, связано только со вскрытием трещинных зон, к которым приурочены термальные воды.

При описании геотермических характеристик отдельных площадей надо принять во внимание и данные геотермических исследований в самоизливающихся (не простаивающих) скважинах.

На фоне геотермического поля нами выделены отдельные аномальные участки с повышенными параметрами. Так, скв. 14 Сапнакеранской площади на глубине 616 м вскрыла термальную воду с температурой 38°С, дебитом 6 л/сек. При глубине 826 м температура достигла 39°С, дебит 41,4 л/сек; скв. 15 (Шаглакуджа) на глубине 836 м вошла в трещинную зону и вскрыла термальную воду с температурой 37°С (на изливе) и дебитом 30 л/сек. Имеющиеся материалы показывают, что значения геотермической ступени в этих скважинах уменьшаются от 40 до 50 м/град (вне трещинных зон) до 9—10 м/град (в пределах трещинных зон).

Если учесть, что суммарный дебит Алашинской группы термальных источников составляет всего 3 л/сек, а дебит скважины, пробуренной на этом участке, во много раз его превышает (41,7 л/сек), то общий дебит всех выходов термальных вод Ленкоранской низменности, равный 108 л/сек (9331 м³/сутки), а также количество тепла в 2,17·10⁸ ккал/сутки (3·10¹² ккал/год) могут быть увеличены во много раз за счет бурения скважин.

В Азербайджанской ССР на поверхность земли ежедневно поступает около 50 млн. л термальной воды с температурой 64—80°С, которая в свою очередь выделяет более одного миллиарда калорий тепла; из них на долю гидротерм Талыша приходится около 600 млн. калорий, т. е. 60% от всех геотермических ресурсов республики.

Исключительное богатство Ленкоранской области гидроминеральными ресурсами создает возможность рентабельного использования их в будущем. Главными ценными факторами здесь являются высокие лечебные свойства, богатые ресурсы минеральных вод, благоприятные климатические, ландшафтные и другие природные условия.

Степень практического освоения гидроминеральных ресурсов Ленкоранской области далеко не соответствует реальным возможностям, которыми они располагают. У большинства стихийно созданных местных бальнеолечебниц имеются все предпосылки для того, чтобы стать благоустроенными здравницами республиканского и союзного значения. Имеется большая возможность тепловой энергией источников обеспечить полностью теплофикацию не только строящихся курортов Мешасу, Аркевана, но и городов Ленкорани, Масаллы, Астары, а также парниково-тепличные хозяйства совхозов Талыша — всесоюзной базы овощеводства, снабжающей Москву, Ленинград и другие крупные города страны ранними свежими овощами.

Анализ имеющихся материалов показывает, что при организации теплоснабжения в Астаринском, Ленкоранском и Масаллинском районах

парниково-тепличных хозяйств за счет природных термальных вод возможны два пути решения задач:

1) использование уже выявленных источников. Для подачи термальной воды к проектируемым совхозам ориентировочно потребуется строительство теплопроводов на расстоянии не более 5—6 км. Техничко-экономические расчеты показывают, что создание теплофикационной системы на базе использования этих вод вполне реально и рентабельно;

2) проведение специальных буровых работ в целях выявления гидротермальных ресурсов в непосредственной близости к теплофикационным объектам.

На карте показаны перспективные объекты для развития курортной сети, туристических баз, зон здоровья и использования гидротерм в целях теплофикации в различных отраслях народного хозяйства.

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ПЛАСТОВЫХ ВОДОНАПОРНЫХ СИСТЕМ (на примере Восточного Предкавказья)

С. Л. ПОЛЕВОЙ, И. П. КОВШОВ

Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов
(Северо-Кавказский филиал)

На территории Восточного Предкавказья выделяется ряд пластовых систем с термальными водами, образующих обширный артезианский бассейн. Начиная с глубины 100 м, в водопроницаемых пластах уже повсеместно распространены термальные воды с температурой от 40°С и выше.

Широкая площадная распространенность термальных вод обычно сопровождается пространственной макронеоднородностью термоводоносных пластов, что проявляется в различных дебитах, температуре и минерализации термальных вод при опробовании скважин. Такое изменение параметров термоводоносных пластов и требует дифференцированного подхода к изучению и оценке их перспективности в качестве источника глубинного тепла. Районирование бассейнов термальных вод должно быть основано на изучении многих факторов — структурно-геологических, гидрогеологических, гидродинамических, геотермических, а также технико-экономических. Многообразие факторов, обуславливающих эффективность использования глубинного тепла, а также неполное совпадение крупнейших структурно-геологических, гидрогеотермических и гидродинамических рубежей в значительной мере усложняют задачу типизации природных гидрогеологических условий при комплексном изучении пластовых водонапорных систем с термальными водами. Однако не все факторы в равной мере определяют целесообразность использования термальных вод. К числу важнейших следует отнести природные гидродинамические (коллекторские свойства пластов, эффективная мощность, геометрические размеры водонапорной системы и степень взаимосвязи с внешней средой и др.) и геотермические (пластовые температуры, геотермический градиент). Эти факторы в основном определяют распределение эксплуатационных запасов термальных вод в пластовых системах и их тепловой потенциал.

В связи со значительными затратами на бурение глубоких геотермальных скважин геологоразведочные работы на термальные воды в условиях пластовых систем должны проводиться в несколько этапов и завершаться оценками эксплуатационных запасов (прогнозными, перспективными, промышленными). В каждом этапе (поиски, предварительная разведка, детальная разведка) оценка эксплуатационных запасов обычно проводится путем моделирования процессов разработки термоводоносных пластов и сводится к долгосрочному прогнозированию (обычно на 25 лет) режима геотермальных месторождений при эксплуатации. В зависимости от природных условий моделями водонапорной системы могут быть бесконечный, полуограниченный или замкнутый пласты, пласт-полоса и т. д. Упрощенная математическая модель водонапорной системы дает возможность реализовать задачи по оценке эксплуатационных запасов термальных вод с помощью аналитических методов.

При выборе расчетной модели пласта основное значение имеют боковые границы, через которые в ряде случаев происходит водообмен с земной поверхностью (кровлю и подошву пласта можно считать непроницаемыми). В областях выхода водоносных комплексов на дневную поверхность пористые породы, как правило, характеризуются повышенной проницаемостью. Здесь же происходит инфильтрация атмосферных осадков и дренаж русловых потоков в водоносные пласты. В данных условиях границы пластов можно во многих случаях рассматривать как контуры с постоянным давлением. Иногда внешние границы пластов в результате тектонических нарушений или фациальных изменений могут оказаться непроницаемыми, тогда их следует рассматривать как непроницаемые контуры. Схематизация гидродинамических условий проводится также с учетом геометрических размеров и фильтрационных свойств водонапорных комплексов. Необходимо учитывать и положение отдельных районов водонапорных систем по отношению к их внешним границам.

Количественно оценить влияние этих факторов на прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод можно путем анализа теоретических связей, применяемых при определении притока жидкости к скважинам в различных гидрогеологических условиях. Текущее пластовое давление на стенки скважины можно представить в виде функции

$$P_T = P_K - \Delta P = \frac{Q}{4\pi} \cdot \left(\frac{\mu}{kh} \right) \cdot R, \quad (1)$$

где P_T — текущее пластовое давление на стенке скважины; P_K — начальное пластовое давление; ΔP — депрессия на пласт; Q — дебит скважины; μ/kh — фильтрационное сопротивление; R — «функция скважины» или безразмерное гидравлическое сопротивление, зависящее от гидродинамической модели пласта, коэффициента пьезопроводности, периода разработки пласта и гидродинамического несовершенства скважины.

На рис. 1 приведены графики изменения функции «скважины» R для полуограниченных пластов в зависимости от характера граничных условий, расстояния участков отбора до границы пластов и периода разработки. Из графика видно, что характер границ существенно влияет на величину гидравлического сопротивления только при близком расположении водозабора к этим границам. Так, при расположении водозабора в 2,5 км от гидродинамической границы (время разработки 25 лет) гидравлическое сопротивление в полуограниченном пласте с непроницаемой границей будет почти в четыре раза больше, чем в пласте с постоянным давлением на контуре (кривые 1 и 2). При расстоянии l от участка отбора до границы пласта, равном 25 км, характер границ практически уже не влияет на величину безразмерного сопротивления (кривые 3 и 4), а величина R приближается по своему численному значению к безразмерному сопротивлению в условиях бесконечного пласта (кривая 5). Таким

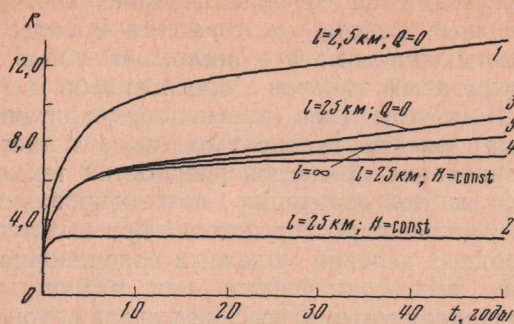


Рис. 1
Графики изменения «функции скважины» R в зависимости от времени, граничных условий и расстояний до границ пласта. Составил С. Л. Полевой, 1968 г.

образом, в полуограниченных пластах с постоянным давлением на контуре условия обеспеченности отборов лучше, чем в пластах с непроницаемой границей, причем вблизи границ их влияние усиливается. При удалении участков разработки от гидродинамической границы (в плане) на расстоянии более 25—30 км влиянием этой границы можно пренебречь и вести расчеты по зависимостям, характеризующим течение жидкости в бесконечном пласте.

Некоторые артезианские бассейны, имеющие небольшие размеры, можно схематизировать в виде пласта-полосы, а участки (блоки), изолированные от водонапорной системы, — как круговой пласт с непроницаемой границей. Последнюю схему целесообразно использовать при моделировании пластов с термальными водами в зонах гидродинамических анамний.

Другим важнейшим параметром оценки дебитов термальных вод и их устойчивости во времени являются фильтрационные свойства пласта, характеризующиеся комплексом μ/kh сантипуаз/д·см, который входит во все расчетные формулы, описывающие динамику пластового давления в зависимости от темпов отбора жидкости из пласта. Величины фильтрационных сопротивлений для гранулярных пластов с термальными водами колеблются в довольно широких пределах. При значениях фильтрационного сопротивления более 10^{-3} сантипуаз/д·см для получения термальных вод в количестве нескольких тысяч кубических метров в сутки депрессия пластового давления, как показывают расчеты по формулам гидродинамики, будет достигать нескольких десятков атмосфер. Наибольший интерес для практического использования термальных вод представляют пласты с фильтрационным сопротивлением порядка $5 \cdot 10^{-4}$ сантипуаз/д·см и ниже.

В качестве примеров крупных месторождений термальных вод, разведанных в последние годы в Восточном Предкавказье, могут служить Грозненское (Ханкальская долина), Махачкалинское и Тернаирское. Эти месторождения находятся на небольшом удалении от областей создания напора, а фильтрационные сопротивления по отдельным пластам составляют $1,2 \cdot 10^{-4}$ — $0,73 \cdot 10^{-4}$ сантипуаз/д·см.

Располагая данными о площадном распределении фильтрационных характеристик пластов с термальными водами и условиями на их границах, можно прогнозировать режимы работы скважин по любому району. С этой целью составляется схема гидродинамической зональности пластовой водонапорной системы (комплекса, горизонта). Такие специальные схемы должны отображать гидродинамические границы пластовых водонапорных систем (выходы пластов на дневную поверхность, зоны тектонических нарушений, области выклинивания песчаных фаций) и их характер (границы с постоянным давлением или непроницаемые, зоны гидродинамических аномалий). В зависимости от характера этих границ и протяженности водонапорной системы в пределах территории ее распространения можно выделить зоны, характеризующиеся определенными

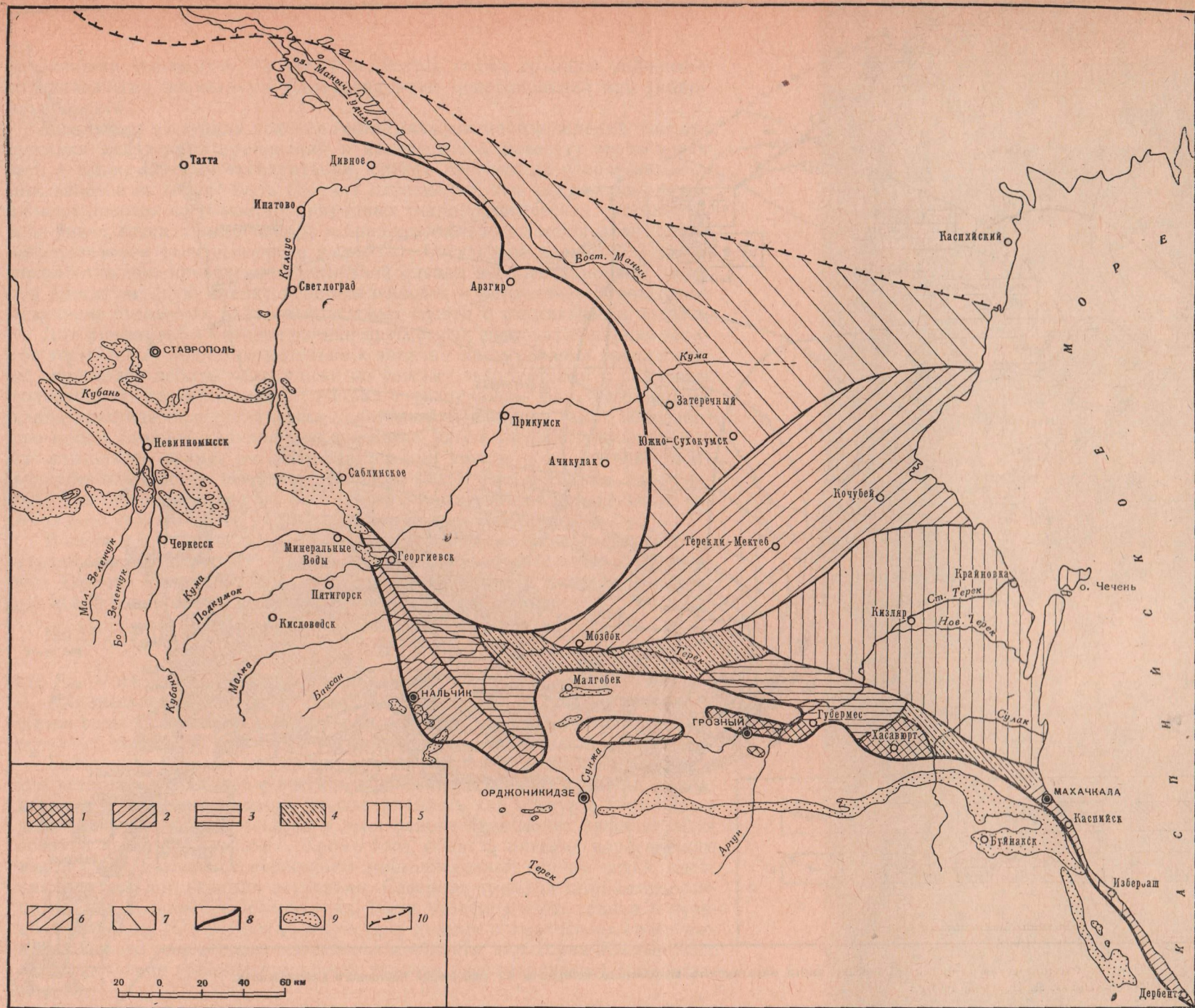


Рис. 2. Схематическая карта прогноза водообеспеченности караганского водоносного комплекса на территории Восточного Предкавказья.

(Составили С. Л. Полсвой, И. П. Ковшов, 1969)

1—7 — зоны водообеспеченности при фонтанной эксплуатации $1000 \text{ м}^3/\text{сутки}$: 1 — более 20; 2 — 20—15; 3 — 10—7,5; 4 — 7,5—5; 5 — 5—2,5; 6 — 2,5—1; 7 — менее 1; 8 — граница переливающихся вод караганского водоносного комплекса; 9 — выходы среднеиоценовых отложений на поверхность; 10 — северная граница распространения караганских отложений

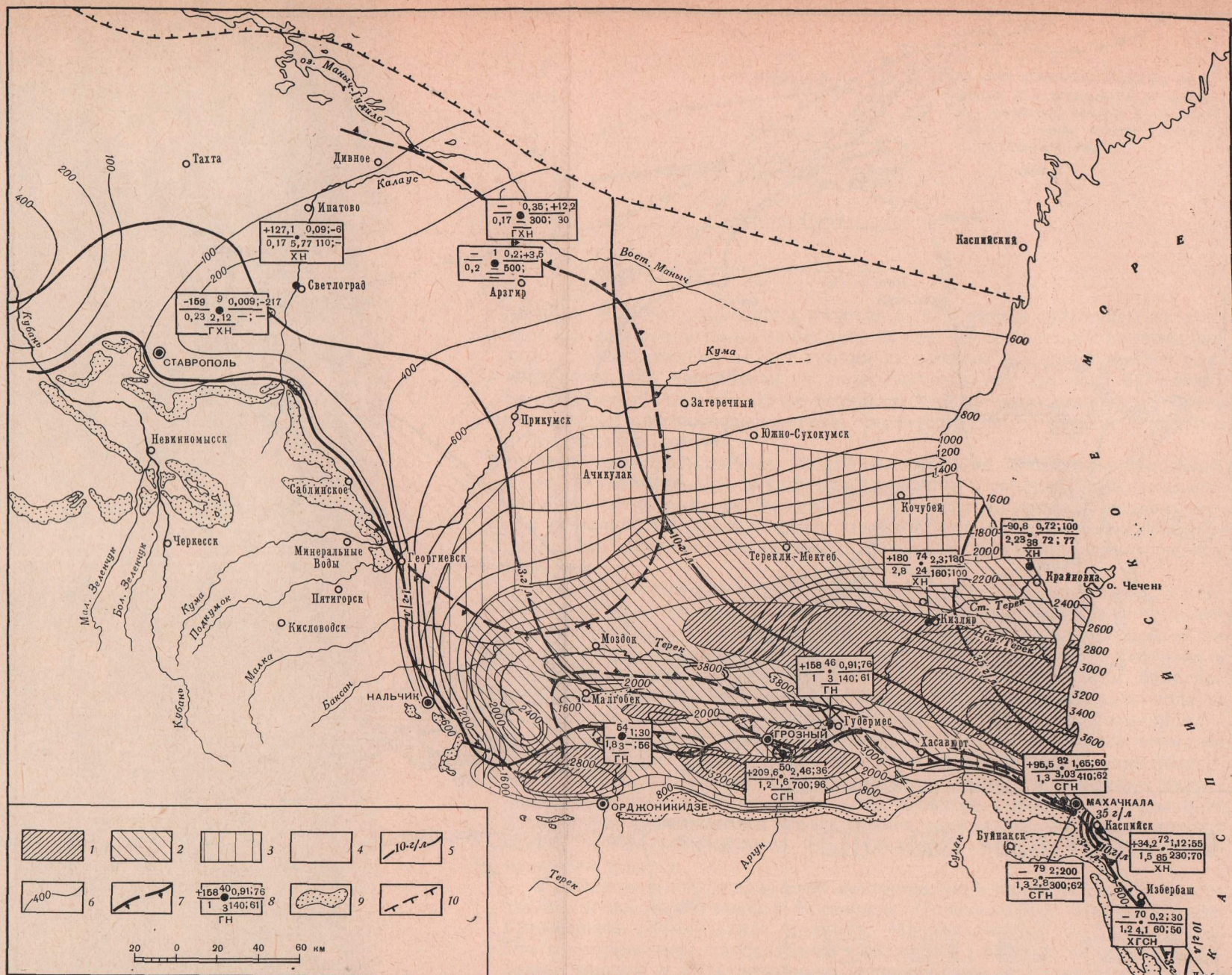


Рис. 3. Схематическая гидрогеотермическая карта караганского водоносного комплекса на территории Восточного Предкавказья. (Составил С. Л. Полевой, 1968 г.)

1-4 — температурные зоны, °С: 1 — более 100, 2 — 100-75, 3 — 75-50, 4 — менее 50; 5 — изолинии глубин залегания кровли караганского горизонта, м; 7 — граница переливающихся вод из отложений караганского горизонта, м; 8 — гидрогеотермические параметры по площадям (скважинам): цифра сверху — номер площади; дробь слева, числитель — приве-

денный напор, абс. отм., знаменатель — максимальная глубина вскрытия водоносного горизонта, тыс. м; дробь справа, числитель (слева — направо) — максимальный, дебит, тыс. м³/сутки, избыточный напор или глубина статического уровня (знак минус), м; знаменатель (слева — направо) — максимальная продуктивность скважин, м³/сутки. ат, максимальная температура на устье

скважин, °С; дробь снизу, числитель — общая минерализация термальных вод, г/л; знаменатель — состав вод по преобладающим ионам (С — сульфаты, Г — гидрокарбонаты, Х — хлориды, Н — натрий); 9 — выходы среднемиоценовых отложений на поверхность; 10 — северная граница распространения караганского водоносного комплекса

граничными условиями. На схему наносятся также границы районов с определенными значениями фильтрационных сопротивлений или гидропроводности.

Между тем на стадии поисков геотермальных месторождений, при отсутствии конкретных требований к количеству и качеству термальных вод, а также режиму эксплуатации, оценка прогнозных эксплуатационных запасов не может быть сделана однозначно, так как величина этих запасов зависит не только от природных гидрогеологических условий, но и от числа, сетки, темпов отбора и продолжительности эксплуатации термоводозаборов (искусственные факторы). Отсутствие данных о системе разработки при проведении прогнозной оценки эксплуатационных запасов вносит в такую оценку неопределенность и затрудняет объективное сравнение отдельных районов пластовых систем с термальными водами.

Для унификации методов оценки прогнозных эксплуатационных запасов термальных вод применительно к задачам картирования предлагается определять дебиты однотипных по режиму эксплуатации и размерам водозаборов, размещенных в районах с различными фильтрационными характеристиками и граничными условиями. В качестве таких водозаборов может служить укрупненная скважина, дебит которой, рассчитанный на длительное время, рассматривается как своего рода «коэффициент водообеспеченности» (Полевой, Ковшов, 1968). Эта методика применялась для оценки прогнозных эксплуатационных запасов караганского водоносного комплекса на территории Восточного Предкавказья.

В связи с тем, что в настоящее время рациональным способом эксплуатации термоводоносных пластов является фонтанный, оценка прогнозных запасов была проведена для случая разработки пластов фонтанирующими скважинами в течение 25 лет, т. е. при условии:

$$\lim_{t \rightarrow 25 \text{ лет}} \Delta P < P_{\text{ст}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{ст}}$ — статическое избыточное давление.

Для выявления зоны, в пределах которой можно получать переливающиеся воды из отложений караганского водоносного комплекса, была составлена схематическая карта распределения избыточных давлений.

Граничные условия на внешних контурах комплекса были заданы в соответствии с гидродинамическими условиями. Южная граница, совпадающая с областью питания, рассматривалась как контур с постоянным давлением ($P = \text{const}$), так как в этом районе происходит инфильтрация осадков в данный комплекс. Кроме того, область питания караганского водоносного комплекса пересекают многочисленные горные речки, здесь также часто встречаются источники. Северная граница комплекса, совпадающая с линией выклинивания, была математически задана с нулевым расходом ($Q = 0$); ввиду отсутствия данных о физических свойствах караганского водоносного комплекса в области акватории Каспийского моря восточная граница комплекса условно рассматривалась как бесконечная.

В соответствии с геометрическими размерами рассматриваемой системы ($300 \times 200 \text{ км}$) и условиями на ее границах в караганском водоносном комплексе на территории Восточного Предкавказья можно выделить три гидродинамические зоны: полуограниченного пласта с постоянным давлением, полусограниченного пласта с непроницаемой границей и бесконечного пласта.

Фильтрационные свойства рассматриваемого комплекса были охарактеризованы на схематической карте гидропроводности.

Путем совмещения карт избыточных напоров, гидродинамической зональности и гидропроводности выделены районы, характеризующиеся определенными гидродинамическими параметрами (фильтрационными

Т а б л и ц а

Гидрогеотермическая характеристика караганского водоносного комплекса
(Восточное Предкавказье)

Зона	Район	Коэффициент водообеспеченности (фонтанная эксплуатация), тыс. м ³ /сутки	Общая минерализация, г/л	Температура в кровле горизонта, °С	Глубина залегания кровли горизонта, м	Использование термальных вод.
Высокоперспективная	1	Более 20	1—10	60—110	600—3600	Теплофикация и горячее водоснабжение городов, бальнеология, теплофикация сельского хозяйства
	2	15—20	1—10	50—100	800—3200	
	3	7,5—10	3—10	60—110	200—3200	
	4	5—7,5	3—10	50—110	2000—3800	
Перспективная	5	2,5—5	10—42	60—110	1600—3600	Теплофикация (ограниченная) городов, сельского хозяйства; бальнеология
	6	1—2,5	10—42	30—100	800—2200	
	7	1—2,5	5—10	80—100	1800—2200	
Малоперспективная	8	От 0 до 1	1—10	20—30	200—400	Ограниченное применение в сельском хозяйстве
	9	От 0 до 1	10—30	30—100	400—1400	
	10	0	1—10	60—120	800—3200	
	11	0	5—50	20—80	200—1200	

сопротивлениями, избыточными давлениями, граничными условиями). Дальнейшая задача сводилась к определению дебита укрупненной скважины¹ по уравнению притока (1) с учетом гидродинамических особенностей отдельных районов и с соблюдением условия (2). В результате была получена схематическая карта прогноза водообеспеченности по караганскому водоносному комплексу для случая фонтанной разработки пластов (рис. 2).

Качественная характеристика караганского водоносного комплекса приведена на схематической гидрогеотермической карте (рис. 3).

Для комплексной (количественной и качественной) характеристики отдельных районов рассматриваемого комплекса на основе указанных выше карт была составлена схема гидрогеотермического районирования караганского водоносного комплекса. На этой схеме выделены три зоны — высокоперспективная, перспективная и малоперспективная; в пределах зон выделены районы (таблица).

Предложенная методика специального районирования пластовых систем, основанная на их комплексном изучении с последующей дифференциацией на зоны с определенными гидрогеотермическими показателями, может способствовать более точному проведению геологоразведочных работ на термальные воды в соответствии с требованиями к их количеству и качеству.

Литература

- Бочевер Ф. М., Веригин Н. Н. Методическое пособие по расчетам эксплуатационных запасов подземных вод для водоснабжения. М., Госстройиздат, 1961.
 Полевой С. Л., Ковшов И. П. Оценка прогнозных эксплуатационных запасов термальных вод в условиях водонапорных систем.— Геология и разведка, 1968, № 10.
 Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. Изд-во АН СССР, 1963.

¹ Радиус укрупненной скважины был принят равным 1000 м.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД (на примере Восточного Предкавказья)

А. А. ШПАК

Государственный проектно-исследовательский институт «Востокгазпрогаз»

Главная задача разведки месторождений подземных термальных вод — установление их промышленной ценности — может быть успешно решена только на основе оценки эксплуатационных запасов вод и их теплоэнергетического потенциала. Методика разведки и оценки запасов должна учитывать, с одной стороны, накопленный опыт геологоразведочных работ на подземные воды, нефть и газ, а с другой — специфические особенности, присущие только термальным водам и их месторождениям. Эти особенности могут быть общими для всех месторождений термальных вод, вне зависимости от их генетического типа и структурно-литологической приуроченности.

К числу наиболее общих особенностей месторождений термальных вод относятся:

1. Зависимость режима разработки месторождений термальных вод, используемых для целей теплофикации, от режима потребления тепла.

2. Зависимость свойств термальных вод в стволе скважины от режима ее эксплуатации.

Зависимость режима разработки термоводоносных горизонтов от режима потребления тепла. Первая особенность обусловлена в основном невозможностью накопления термальных вод в процессе добычи для их использования в будущем.

Оценка эксплуатационных запасов подземных вод производится обычно для заданного режима их эксплуатации (Инструкция ГКЗ..., 1962), т. е. применительно к рассматриваемому случаю с учетом неравномерного потребления тепла в течение года.

Одним из распространенных является случай двухступенчатого изменения потребности в разрезе года, когда максимум потребления тепла падает на зимние месяцы. Схематически такой режим потребления, а следовательно, и эксплуатации термоводозабора (скважины) представлен на рис. 1, где Q_{\min} и Q_{\max} — соответственно производительность скважины в летнее и зимнее время, t — период работы скважины с дебитом Q_{\max} .

В связи с изложенным интересно выполнить сравнительный гидродинамический анализ работы термоводозаборов или отдельных скважин, эксплуатирующихся с периодически изменяющимся дебитом и постоянным. Такое сравнение правомочно при условии равенства понижения уровней воды на конец расчетного времени t_p в скважинах, эксплуатируемых различными способами.

Основными характеристиками геотермальной скважины, эксплуатируемой с периодически изменяющимся дебитом, кроме отмеченных выше Q_{\min} , Q_{\max} и t , являются:

а) усредненный дебит скважины $Q_{\text{ср}}$:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\min}(365 - t) + Q_{\max} \cdot t}{365}; \quad (1)$$

б) коэффициент увеличения дебита скважины в периоды пиковых тепловых нагрузок α :

$$\alpha = \frac{Q_{\max}}{Q}, \quad (2)$$

где Q — постоянный дебит скважины;

в) коэффициент сезонной неравномерности эксплуатации скважины (потребления тепла):

$$\beta = \frac{Q_{\min}}{Q_{\max}}; \quad (3)$$

г) усредненная относительная производительность скважины:

$$\mu = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q}. \quad (4)$$

Исходя из равенства понижения уровней S и сопоставляя зависимость $S=f(Q)$ для скважин, эксплуатируемых с постоянным и скачкообразно изменяющимся дебитами (1), получено следующее выражение для коэффициента увеличения дебита:

$$\alpha = \frac{R(t_p)}{R_{\text{пер}}} \cdot \frac{(km)_1}{(km)_2}, \quad (5)$$

где $R(t_p)$, $R_{\text{пер}}$ — гидравлические сопротивления, формирующиеся в пласте за время t_p при постоянном и периодически изменяющемся отборах жидкости (соответственно); $(km)_1$, $(km)_2$ — усредненная водопроницаемость пород в пределах условной области влияния, формирующейся при постоянном и периодически изменяющемся отборах (соответственно).

Гидравлические сопротивления $R(t_p)$ определяются по известным формулам подземной гидродинамики для различных расчетных гидрогеологических схем (Боचेвер, 1968; Боचेвер, Веригин, 1961).

Выражение для $R_{\text{пер}}$ получено путем преобразования приближенной формулы, отражающей зависимость между понижением уровня и ступенчато изменяющимся дебитом скважины:

$$R_{\text{пер}} = \beta R(t_p) + \frac{t}{365} (1 - \beta) [R(t_p) - R(365)] + (1 - \beta) R(t), \quad (6)$$

где $R(365)$ и $R(t)$ — гидравлические сопротивления, формирующиеся в пласте за время (соответственно) 365 суток и t .

Формула (6) пригодна для определения гидравлических сопротивлений при оценке запасов вод в горизонтах с любыми граничными условиями, которые учитываются входящими в нее частными сопротивлениями $R(t_p)$, $R(365)$, $R(t)$. При выборе формул для определения этих сопротивлений следует иметь в виду, что при эксплуатации скважин в ограниченных пластах в первый период разработки, характеризуемый временем t_1 , внешние их границы практически не оказывают влияния на характер изменения пластовых давлений (Боचेвер, Веригин, 1961; Щелкачев, 1959). Следовательно, например, при $t_1 > 365$ суток, $R(365)$ и $R(t)$ определяются по формулам для «неограниченного» пласта.

Влияние отношения водопроницаемостей на величину коэффициента увеличения дебита α в формуле (5) может быть оценено для следующих двух случаев:

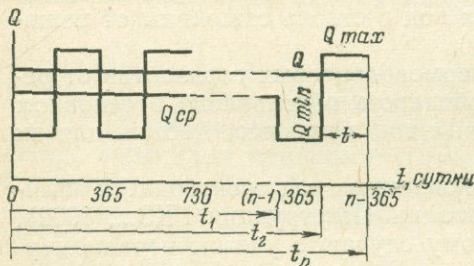


Рис. 1. График изменения дебита скважин

а) при $0 < \beta < 1$ ($0 < Q_{\min} < Q_{\max}$) условный радиус влияния скважин, оцениваемый по расходу и понижению уровня (Бочев, 1968; Щелкачев, 1959), примерно равен радиусу влияния скважин, эксплуатируемых с постоянным дебитом ($\beta = 1$), т. е. $(km)_1 \approx (km)_2$;

б) при сезонной эксплуатации термоводозабора ($\beta = 0, t \leq \frac{365}{2}$) в неограниченном пласте условный радиус его влияния меньше, чем при постоянном отборе вод ($\beta = 1$).

В ограниченных пластах указанное соотношение условных радиусов соблюдается при $t < t$.

Учитывая, что водозаборные сооружения размещаются, как правило, на участках с повышенной водопроницаемостью пород, при отмеченных условиях вполне реален вариант $(km)_1 > (km)_2$.

Так как $(km)_1 \geq (km)_2$ и $R(t_D) \geq R_{\text{пер}}, \alpha \geq 1$. Усредненная относительная производительность представляет собой отношение эксплуатационных запасов термальных вод двух идентичных термоводозаборов или скважин, эксплуатируемых при сравниваемых режимах ($0 \leq \beta < 1$ и $\beta = 1$). Используя введенные характеристики, эта величина может быть определена следующим выражением:

$$\mu = \alpha \left[\beta + \frac{t}{365} (1 - \beta) \right]. \quad (7)$$

Следует отметить, что при условии равенства эксплуатационных затрат на добычу вод при сравниваемых режимах разработки величина, обратная μ , представляет собой сравнительную себестоимость 1 м³ термальной воды, добытой при $0 \leq \beta < 1$. Указанное условие соблюдается при фонтанной эксплуатации скважин.

При определении производительности термоводозабора по теплу и себестоимости 1 Гкал в принципе следует учитывать изменение теплосодержания воды при изменении дебита скважин. Однако, как показывают опытные данные и расчеты, при рассматриваемом диапазоне изменения дебитов изменение теплосодержания воды практически не влияет на оцениваемые величины.

Рассмотрим влияние периодически изменяющегося режима эксплуатации термальных скважин на результаты оценки запасов на примере месторождений Восточного Предкавказья. Большинство месторождений этого региона приурочено к горизонтам караган-чокракского комплекса.

При оценке эксплуатационных запасов вод отдельных месторождений наиболее реальны расчетные схемы «неограниченного», полуограниченного и полособразного пластов. Первой схеме соответствует расположение эксплуатационных скважин на значительном (50—60 км) удалении от внешних границ водонапорной системы (Кизлярский участок), второй схеме — влияние на динамику снижения уровней в скважинах одной границы, чаще всего контура выхода пород в области питания при отсутствии ярко выраженной области разгрузки (Махачкала, Тернаир). Третья схема характерна для месторождений Терско-Сунженской области, где наблюдаются четко выраженные, почти взаимно параллельные границы пластов: южная — область питания (Черные горы) и северная, к которой приурочены многочисленные выходы термальных источников в Терской и Сунженской антиклинальных зонах. Результаты расчетов коэффициентов увеличения дебитов α и усредненной относительной производительности μ для неограниченного пласта, характеризуемого коэффициентом пьезопроводности $a = 10^6$ м²/сутки, для термоводоносных горизонтов свиты Б (чокрак) Махачкалинского

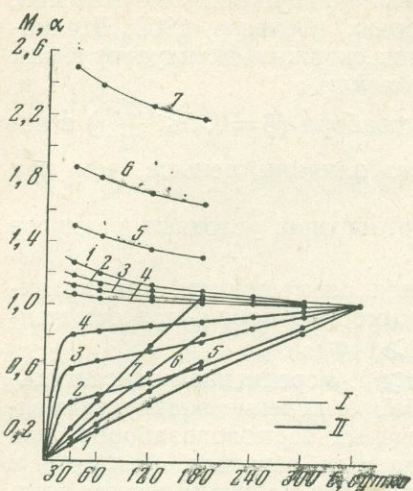


Рис. 2. Зависимости α (I) и μ (II) от времени t для «неограниченного» пласта

1, 2, 3, 4 — однородный пласт, $\beta=0$; 0,25; 0,50; 0,75 (соответственно); 5, 6, 7 — $\beta=0$; $(km)_1 : (km)_2=1,2; 1,5; 2,0$ (соответственно)

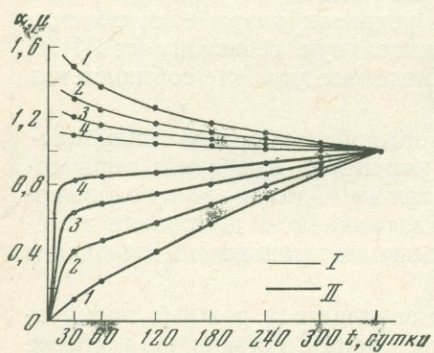


Рис. 3. Зависимости α (I) и μ (II) от времени t для Махачкалинского месторождения

1, 2, 3, 4 — то же, что и на рис. 2

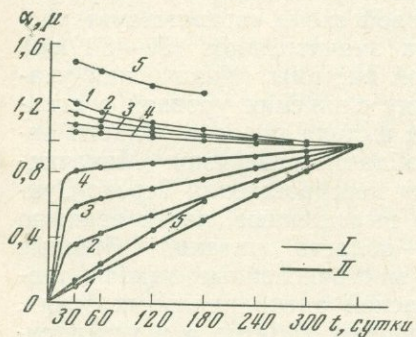


Рис. 4. Зависимости α (I) и μ (II) от времени t для Ханкальского месторождения
1, 2, 3, 4 — то же, что и на рис. 2; 5 — $\beta=0$; $(km)_1 : (km)_2=1,24$

месторождения ($a=10^6$ м²/сутки) и XIII пласта (караган) Ханкальского месторождения ($a=4 \cdot 10^5$ м²/сутки) представлены в виде графиков α , $\mu = f(t)$ на рис. 2, 3, 4.

Анализ выведенных формул и расчеты показывают, что при режиме периодического изменения дебита скважины ($0 \leq \beta < 1$), заложенной в однородном или хаотически неоднородном (1) пласте, коэффициент увеличения дебита всегда больше единицы и для рассмотренных условий составляет 1,05—1,50 в зависимости от типа расчетной схемы, продолжительности периодов пиковых тепловых нагрузок t , коэффициента неравномерности потребления тепла β и коэффициента пьезопроводности горизонта. Усредненная производительность μ в этих условиях всегда меньше единицы. Следовательно, эксплуатационные запасы термальных вод однородного или хаотически неоднородного пласта, рассчитанные с учетом периодического изменения дебитов скважин, будут всегда меньше эксплуатационных запасов вод равноценного термоводозабора, эксплуатируемого с постоянным дебитом. Так, например, в условиях «неограниченного» пласта для $t=120-180$ суток при $\beta=0-0,25$ коэффициенты увеличения дебита равны 1,07—1,13, т. е. в этом случае дебиты скважин в периоды пиковых нагрузок могут быть увеличены на 7—13% по сравнению с режимом эксплуатации их при постоянном дебите. Усредненная относительная производительность составит для этого случая лишь 0,37—0,62, т. е. сравнительная себестоимость 1 м³ воды при данном режиме эксплуатации будет в 2,7—1,6 раза выше, чем при постоянном дебите скважин.

Для случая «упорядоченной» (1) плановой неоднородности пласта, характеризуемой $(km)_1 > (km)_2$, и сезонной эксплуатации скважин ($\beta=0$, $t \leq \frac{365}{2}$) рассматриваемые показатели оценки запасов могут быть существенно улучшены. В частности, уже для случая $(km)_1 : (km)_2=2$ и $t=120-180$ суток дебиты скважин в «неограниченном» пласте Q_{\max} могут быть увеличены в 2,18—2,26 раза, а усредненная производительность μ достигает значений 0,74—1,05.

Аналогичные результаты получены для Махачкалинского и Ханкальского месторождений.

Зависимость свойств термальных вод в стволе скважины от режима ее эксплуатации. Задача оценки эксплуатационных запасов подземных термальных вод заключается в определении суммарной производительности термоводозабора $Q_{\text{сум}}$ и каждой скважины Q_i для заданных условий к режиму разработки месторождения или же в определении величины понижения уровней (давлений) при заданных $Q_{\text{сум}}$ и Q_i .

Применительно к гидрогеологическим условиям третичной водонапорной системы Восточного Предкавказья эти задачи могут быть успешно решены гидродинамическими методами в сочетании с широким использованием различного рода эмпирических зависимостей, основанных непосредственно на данных термогидродинамических исследований скважин. Однако в связи с непостоянством физических свойств воды в стволе скважины при ее работе (плотность, вязкость) решение первой из указанных задач — определение $Q_{\text{сум}}$ и Q_i по величине максимально допустимого понижения уровня $S_{\text{доп}}$ — практически невозможно без применения ЭВМ. Объясняется это тем, что $S_{\text{доп}}$ для геотермальных скважин, характеризующихся в статическом состоянии значительным перепадом пластовой и устьевой температур, оказывается величиной переменной, связанной нелинейной зависимостью с искомым дебитом. Это очевидно из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{доп}} &= \frac{10(P_{\text{пл}} - P_{\text{уст доп}})}{\gamma_{\text{ср}}} - H_{\text{скв}} - \Delta h_{\text{тр}}; \\ S_{\text{доп}} &= \left(\frac{10P_{\text{пл}}}{\gamma_{\text{ср}}} + H_{\text{дин доп}} \right) - H_{\text{скв}} - \Delta h_{\text{тр}}, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление; $H_{\text{скв}}$ — глубина скважины; $\Delta h_{\text{тр}}$ — потери напора на трение при движении воды в обсадной колонне или водоподъемных трубах; $\gamma_{\text{ср}}$ — средняя плотность воды в стволе эксплуатирующейся скважины; $P_{\text{уст доп}}$, $H_{\text{дин доп}}$ — минимальное избыточное давление и максимальная глубина залегания динамического уровня в конце расчетного времени (соответственно для фонтанной и насосной эксплуатации).

Величины $P_{\text{уст доп}}$ и $H_{\text{дин доп}}$ должны быть обоснованы для каждого месторождения соответствующими технико-экономическими расчетами.

В формуле (8) $\gamma_{\text{ср}}$ является функцией средней температуры воды в стволе скважины, которая в свою очередь связана нелинейной зависимостью с глубиной, диаметром, дебитом скважины, временем ее эксплуатации, пластовой температурой, теплофизическими свойствами воды и пород, окружающих ствол (7). Величина потерь напора на трение также является функцией дебита и вязкости воды.

С другой стороны, понижение уровня в любой точке пласта S_p , вызванное эксплуатацией термоводозабора, может быть определено по основным расчетным зависимостям подземной гидродинамики (Бочев, 1968; Бочев, Веригин, 1961):

$$S_p = \frac{1}{4\pi k m} \left[Q_0 (R_0 + \xi_0) + \sum_{i=1}^n Q_i R_i \right], \quad (9)$$

где km — усредненная водопроницаемость пород; Q_0 — дебит расчетной скважины; Q_i — дебиты скважин, имеющих номер i и взаимодействующих с расчетной; R_0 , R_i — составляющие общего гидравлического сопротивления, определяемые для каждой расчетной гидрогеологической схемы в зависимости от радиуса скважин, расстояний между ними, их положения относительно границ пласта, времени эксплуатации, коэффи-

циента пьезопроводности и пр.; ξ_0 — дополнительное гидравлическое сопротивление, обусловленное несовершенством скважины.

Исходя из условия $S_p \leq S_{\text{доп}}$, задача по определению $Q_{\text{сум}}$ и Q_i сводится в принципе к решению на ЭВМ системы нелинейных уравнений типа:

$$S_{\text{доп}} - S_p = 0. \quad (10)$$

Очевидно, что решить эту систему практически трудно. Кроме того, полученный результат может содержать существенную ошибку, источником которой служит неточность определения усредненных теплофизических свойств пород, окружающих скважину.

Поэтому практически оценку запасов проще выполнить, сведя ее к решению второй из ранее перечисленных задач: определению величины понижения уровней S_p для заданных дебитов Q_i и $Q_{\text{сум}}$. Задача решается методом подбора. Задавшись рядом дебитов Q_i , производится расчет по формуле (9) соответствующих им понижений $S_{i, p}$. Далее, используя промысловые зависимости потерь температуры в стволе скважины от дебита $\Delta T = f(Q)$ для конкретных групп скважин, рассчитывают по формуле (8) величины $S_{i, \text{доп}}$, соответствующие заданному ряду дебитов. В заключение из дебитов выбираются те их значения, которые создают в конце расчетного времени понижения, наиболее удовлетворяющие условию $S_p \leq S_{\text{доп}}$. Использование графиков $\Delta T = f(Q)$, полученных в процессе сравнительно кратковременных исследований скважин, для расчета эксплуатационных запасов вод вполне возможно, так как опыт термогидродинамических исследований скважин и теоретическое рассмотрение этого вопроса (Чекалюк, 1965а, б) показывают, что при пуске скважины практически стационарное распределение температур по стволу устанавливается почти одновременно с установлением дебита.

Кроме охарактеризованных общих особенностей месторождений термальных вод при оценке запасов, должны учитываться также и частные, определяемые спецификой гидрогеологических условий того или иного геотермального района. Так, например, в Терско-Сунженской нефтеносной области, где ближайшие перспективы использования термальных вод связаны с караган-чокракским водоносным комплексом, эта специфика обусловлена наличием в сводовых частях антиклинальных структур Передовых хребтов нефтяных залежей, гидравлически связанных с термоводоносными горизонтами комплекса.

Разработка этих залежей привела к снижению дебитов, а в ряде случаев к полному исчезновению термоминеральных источников, на базе которых функционируют (Серноводск-Кавказский) или функционировали раньше (Горячеводск) (Николаев, 1963; Сергиенко, 1968; Сухарев, 1966). В настоящее время нефтяные залежи в значительной степени обводнены и отборы жидкости из них, начиная с 1956—1957 гг., сокращены. В ряде случаев залежи довырабатываются с применением вторичных методов по поддержанию пластового давления, а также в них производится сброс вод, добываемых попутно с нефтью. Все это послужило причиной медленного восстановления пластовых давлений в перспективных термоводоносных горизонтах.

В связи с этим при оценке запасов вод необходимо учитывать следующие факторы: взаимовлияние разработки термоводоносных горизонтов и нефтяных залежей и влияние отборов термальных вод на режимы естественных термоминеральных источников.

Задача расчета термоводозаборов, с учетом перечисленных факторов, принципиально решается на основе теории источников-стоков в сочетании с методом наложения фильтрационных течений. В большинстве случаев группы эксплуатационных нефтяных, нагнетательных и сбросовых скважин могут рассматриваться как единичные укрупненные колод-

цы, расстояние от которых до расчетных точек должно исчисляться от «центра тяжести по расходам». В этом случае уже при удалении расчетной точки на расстояние, равное максимальному размеру участка размещения скважин, ошибки в результатах расчета не превышают 3—5%.

Кроме того, при составлении кондиционных требований к оценке запасов необходимо предусматривать режимы разработки термоводоносных горизонтов, исключая или же ограничивающие влияние отборов термальных вод на режимы естественных источников. Этому условию удовлетворяют следующие режимы разработки: сезонная эксплуатация горизонтов, с которыми связаны источники ($\beta=0$; $t \leq \frac{365}{2}$ суток), и разработка горизонтов с обратной закачкой в них использованных вод.

Как показал приведенный выше анализ, периодически изменяющийся режим эксплуатации скважин обладает рядом недостатков. Разработка же горизонтов с обратной закачкой не только удовлетворяет поставленному условию, но и позволяет существенно увеличивать и регулировать размеры эксплуатационных запасов термальных вод (Сухарев, 1966).

С другой стороны, наличие данных о режиме разработки залежей рассматриваемого региона и влиянии ее на режимы естественных источников позволяет повысить достоверность подсчитываемых запасов термальных вод. Эта задача для Терско-Сунженской области ранее рассматривалась С. И. Сергиенко (1968). Нами на примере анализа разработки XIII пласта Октябрьского нефтяного месторождения произведен расчет на ЭВМ усредненных для восточной части области гидрогеологических параметров (коэффициентов водопроницаемости и пьезопроводности) и доказана правомерность схематизации гидрогеологических условий в виде «пласта-полосы» с разнородными границами.

Из изложенного следует, что при разработке методики оценки эксплуатационных запасов термальных вод должны учитываться их особенности, существенно влияющие на конечный результат оценки запасов.

Литература

- Бочевер Ф. М. Теория и практические методы гидрогеологических расчетов эксплуатационных запасов подземных вод. «Недра», 1968.
- Бочевер Ф. М., Веригин Н. Н. Методическое пособие по расчетам эксплуатационных запасов подземных вод для водоснабжения. М., Госстройиздат, 1961.
- Инструкция ГКЗ по применению классификации эксплуатационных запасов подземных вод. М., Госгеолтехиздат, 1962.
- Николаев В. М. Термальные воды Терско-Сунженской нефтеносной области.— В сб. «Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетич. использ.». Изд-во АН СССР, 1963.
- Сергиенко С. И. О проблеме надежности эксплуатации термальных вод.— Труды Научно-технического совещ. по гидрогеол. и инж. геол., вып. II, «Недра», 1968.
- Сухарев Г. М., Власова С. П., Тарануха Ю. К. К вопросу использования термальных вод и восстановления их ресурсов на примере гидродинамической системы юга Восточного Предкавказья.— Нефть и газ, 1966, № 4.
- Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. «Недра», 1965а.
- Чекалюк Э. Б. Термолифт.— Нефтяная и газовая пром. Киев, 1965, № 2.
- Щелкачев В. Н. Разработка нефтеносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫСОКОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА И ИХ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ

А. Г. АСКЕРОВ

Азербайджанский государственный университет

Апшеронский полуостров, являясь юго-восточным окончанием Большого Кавказа и крупным нефтяным районом, содержит в недрах большие запасы высокоминерализованных термальных вод с температурой 70—90°С, залегающих в отложениях продуктивной толщи (плиоцен) на глубинах 2500—3000 м и более.

Здесь выявлен крупный артезианский бассейн площадью 5 тыс. км², с общей мощностью осадочных отложений более 10 тыс. м.

Геотермическими и гидрогеологическими исследованиями установлена связь термальных условий со структурными особенностями нефтяных месторождений на глубинах от 100 до 5000 м.

Нами были учтены все ранние работы, проведенные по геотермическим исследованиям Апшерона, а с целью детализации были дополнительно замерены температуры в 600 скважинах с высокотермальными водами на нефтяных месторождениях полуострова.

Из 45 тыс. обследованных скважин (в 7 районах) с высокотермальной водой (температура более 40°С) оказались 5200 скважин. Геотермическая ступень увеличивается от сводовых участков к крыльям структур и с глубиной. Установлено также, что в сводовой части складки в Балаханах геотермическая ступень наименьшая и колеблется в пределах 8—12 м/град, что связано с наличием здесь грязевого вулкана Богбога. Такая же картина наблюдается на участке оз. Зых, вблизи грязевого вулкана на южном берегу озера и на площади Биби-Эйбат, где также имеется грязевой вулкан.

По отдельным горизонтам продуктивной толщи температура с глубиной изменяется незначительно. Так, на площади Балаханы — Сабунчи — Раманы (свита ПК) температуры на изливе 30—35°С, на глубине 2500 м температура всего 65—70°. Геотермическая ступень здесь 75—80 м/град, в то время как по району она не превышает 50—55 м/град.

На Сураханском месторождении геотермическая ступень изменяется от 40—50 м/град в верхних частях продуктивной толщи до 55—100 м/град в ее нижних частях.

На Карачухурском месторождении геотермическая ступень с глубиной возрастает: от 35—50 м/град в сураханской свите до 45—80 м/град в низах продуктивной толщи.

Геотермическая ступень резко увеличивается при переходе от сураханской и сабунчинской свит к балаханской свите. Здесь также, вероятно, сказываются литологические особенности пород. Тепло от нарушенных участков лучше распространяется по хорошо проницаемому пласту. Теплоотдача песков меньше, вследствие чего и температура сохраняется в большей степени. Неоднократные замеры показали, что температура пласта в простаивающей скважине и при ее опробовании бывает выше, так как конвекционные потоки сглаживают в скважине истинную температуру пласта.

Было также установлено, что с течением времени температура разрабатываемого участка возрастает. Это явление связано с окислитель-

ным процессом, проходящим в пласте при соприкосновении нефти с водой. Предполагать этот рост температуры за счет законтурных вод нельзя, так как движение контура незначительно (50—100 м в год) и особой разницы в температуре быть не может, имея в виду, что в присводовых нарушениях участков температура выше. Существование окислительного процесса показывает наличие сухих зон и пород с асфальтенами (Балаханы, Сабунчи, Сураханы), где температура относительно повышена и геотермическая ступень мала. Необходимо отметить, что в чисто нефтяных полях температура бывает выше за счет окислительных процессов и плохой отдачи тепла.

С окислительным процессом связано также появление в нефтяном газе при продолжительной эксплуатации и низких уровнях в пласте углекислого газа, особенно вблизи водонефтяного контакта и в местах увеличения удельного веса нефти. Наличие нарушения или жерла грязевого вулкана на разрабатываемой территории способствует также активному окислительному процессу.

Резюмируя описанные выше закономерности распространения высокотермальных вод, можно отметить, что их формирование часто связано с тектоническими подвижками. Зоны разломов изменили тепловой режим недр.

Выделение зон высокотермальных вод имеет не только большое теоретическое значение, а также помогает решить ряд практических задач. Образование залежей нефти и газа, их аккумуляция на определенных участках земной коры в известной степени связаны с температурным фактором. Выявление зон повышенной температуры важно для практического использования подземного тепла как дешевой энергии.

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ ГРУЗИИ

И. М. БУАЧИДЗЕ, Г. И. БУАЧИДЗЕ, М. П. ШАОРШАДЗЕ

Грузинский политехнический институт им. В. И. Ленина

Грузия одна из богатейших республик Советского Союза по проявлениям термальных вод. Здесь насчитывается около 50 групп выходов термальных вод с температурой 35—105°С и общим дебитом более 1000 л/сек. По химическому составу среди них встречаются самые разнообразные типы от пресных гидрокарбонатных до хлоридных рассолов; в газовом составе преобладает азот, но встречаются и углекислота и метан.

Территория Грузии делится на пять тектонических областей: 1) геантиклиналь Главного Кавказского хребта; 2) складчатая система южного склона Большого Кавказа; 3) Грузинская глыба; 4) Аджаро-Триалетская складчатая система; 5) Артвино-Сомхитская глыба.

Как в тектоническом отношении, так и фациально-литологическом перечисленные области резко различаются. Многообразны также и морфологические формы. Здесь встречаются как обширные долины с нулевыми отметками, так и высокогорные хребты (Главный Кавказский) со средними абсолютными отметками 3000—3500 м.

Многообразие геологического строения обуславливает сложную гидрогеологическую картину Грузии. По тектоническим признакам и гидродинамике выделяются пять гидрогеологических областей, совпадающих с главными геотектоническими единицами.

Внутри этих областей по геолого-структурному и гидрогеологическому признакам выделены 25 гидрогеологических районов. Характерно, что на Грузинской глыбе (межгорной впадине) распространены классические артезианские бассейны, с четко выраженными элементами (области питания, напора и разгрузки), а в складчатых системах — водонапорные системы, в которых отдельные элементы в плане перекрывают друг друга.

В гидрохимическом отношении выделенные области также разные. В складчатой системе южного склона распространены в основном углекислые воды с различной минерализацией. На Грузинской глыбе встречаются как метановые минерализованные хлоридные воды, так и азотные низкоминерализованные термы. Подобные термы вместе с углекислыми водами развиты в Аджаро-Триалетской складчатой системе.

Термальные воды совершенно не встречаются в области геосинклинали Главного хребта, выходят на трех участках складчатой системы южного склона Большого Кавказа, широко развиты на Грузинской глыбе и в складчатой системе Аджаро-Триалетии и отмечаются в нескольких пунктах Артвино-Сомхитской глыбы (таблица).

Грузинская глыба наиболее богата термальными водами и изучена лучше других гидрогеологических областей. Термальные воды широко распространены здесь в породах юрского, мелового и палеогенового возрастов.

Термальные воды из юрских образований получены лишь в самой северо-западной части Грузии (Бзыбский артезианский бассейн). Они приурочены к верхнеюрским отложениям (скв. 1, Гагра), порфиритовой свите байоса и лейасу (скв. 13, Бзыбь). Воды обеих скважин сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные с минерализацией до 2 г/л. Растворенные в них газы представлены почти полностью азотом атмосферного происхождения.

Наиболее водообильны и высокотермальные нижнемеловые карбонатные отложения. Они быстро погружаются с севера на юго-запад, образуя в Колхидской низменности мощный горизонт термальных вод, основная часть которых разгружается в Черноморской впадине, а меньшая — в гидрогеологических окнах и зонах разломов. Однообразный литологический состав нижнемеловых отложений и их высокие коллекторские свойства определяют однообразие химического состава термальных вод, как правило, низкоминерализованных (до 2, чаще до 1 г/л), что важно для их практического применения. В генетическом отношении эти воды — инфильтрационные с атмосферным азотом (по отношению Ar/N_2). Возраст системы «газ+вода» современный (по отношению He/Ar). Этот термальный горизонт развит на протяжении более 250 км от г. Кутаиси до Пиленково, на площади не менее 10 тыс. км². Область питания его расположена на южном склоне Кавказского хребта, где часто на отметках 1200—2000 м обнажаются сильнозакарстованные известняки нижнего мела. Здесь же малые и средние реки питают водоносный горизонт. Среднегодовое количество атмосферных осадков в области питания превышает 1100—1200 мм.

Водообильность нижнемелового термального горизонта высокая, так, например, дебит Цхалтубских термальных источников 270 л/сек. На этом месторождении сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридная вода (до 0,8 г/л) из нижнемеловых известняков поднимается по трещинам и попадает в четвертичные аллювиальные пески, где происходит обогащение ее эманацией радия (содержание радона в среднем 5—8 ед. Махе, в отдельных случаях до 200 ед. Махе), что обуславливает при температуре 34—35°С высокие бальнеологические свойства этих вод.

Следует отметить, что в северо-западной (Бзыбский район) и северной (Центрально-Мегрельская синклиналь) частях Колхидской

Таблица

Сводные данные о термальных водах Грузии

Наименование водопрооявления	Интервал водопрооявления, м	Геологический индекс	Температура, °С	Дебит, л/сек	Минерализация воды, г/л	Преобладающий состав сопутствующих газов
I. Южный склон Большого Кавказа						
Сванетская водонапорная система						
Ткварчельская группа источников и скважин						
Нижняя группа		I ₂ '	29—35	16,2	0,5	Азот
Верхняя группа		«	31—36	1,9	0,4	«
Скв. I-а верхней группы	300—305	«	39	8,5	0,3	«
Скв. 1	400	«	28	12,8	1,2	«
Штольня 8		«	35	17,4	0,4	«
Казбегско-Мтиулетская водонапорная система						
Торгвас-Абано	982—991	I ₁	36—37	2,5	0,5	Азот
Октомбери, скв. 7	982—991	«	27	5,2	8,0	Метан
II. Межгорный прогиб—Грузинская глыба						
Бзыбский артезианский бассейн						
Гагра, скв. 1	321—1153	Cr ₁	46	6,0	0,5	Азот
То же	1300—2310	I ₃	48	3,5	2,2	«
Пицунда, скв. 2	3185—3221	I ₃ —Cr ₁	95,5	0,2	42,5	«
Бзыбь, скв. 13	1225—1420	I ₂ '	34	0,8	2,0	«
Кодорский артезианский бассейн						
Приморская, скв. 1	586—592	Cr ₂ —Pg	23	2,7	5,0	Метан, азот
Сухуми, скв. 2	370—600	«	30	4,4	15,0	« «
Сухуми, скв. 4	1105—1106	Cr ₁	36	2,7	1,2	« «
Моква, скв. 3	2865—3300	«	105	100	1,07	Азот
Мегрельский артезианский бассейн						
Зугдиди, скв. 1	1930—2820	Cr ₁	91	30,5	0,65	Азот
Зугдиди, скв. 3	1600—1880	«	91	60,2	0,65	«
Цаиши, скв. 1	707—824	«	81	14,2	1,6	«
Цаиши, скв. 4	675—751	«	81	23,1	1,74	«
Цаиши, скв. 1 структурная	700—1000	«	85	18,5	1,2	«
Цаиши, скв. 7	707—828	«	82	17,0	1,6	Азот, метан
Менджи, скв. 2	1816—2057	«	55	44,0	2,1	Азот
Нокалакеви, скв. 2	665—781	«	80	11,4	1,9	«
Колхидский артезианский бассейн						
Кулеви, скв. 7	1269—1280	N ₂ 'm+pn	50	5,2	1,8	Азот, метан
Поти, скв. 17	1601—1604	N ₂	46	0,5	29,6	Метан
Чаладиди, скв. 1	2160—2732	Cr ₁	95	11,6	16,0	«
Чаладиди, скв. 3	2099—2161	«	90	5,2	17,6	«
Квалони, скв. 8	2690—2700	«	70	2,3	17,1	«
Хорга, скв. 21	3088—3100	«	85	4,8	19,3	«
Цхалтубский артезианский бассейн						
Цхалтубо, группа источников		Cr ₁	39	270	0,8	Азот
Аргветский артезианский бассейн						
Симонети, скв. 3	1370—1997	Cr ₂	44	10,2	1,3	Азот
Зестафони, скв. 2	769—906	Pg ₃ —N ₁	50	1,1	15,3	Метан
Свири, скв. 1	1231—1251	Cr ₁	62	0,6	8,0	Метан, азот

Т а б л и ц а (продолжение)

Наименование водопроявления	Интервал водопроявления, м	Геологический индекс	Температура, °С	Дебит, л/сек	Минерализация воды, г/л	Преобладающий состав сопутствующих газов
Карталинский артезианский бассейн						
Горис-Джвари, скв. 1	264—530	Pg ₂ ²	29	2,7	0,9	Метан
Марткопи, скв. 13	300—1000	N ₁ ²	28	17,4	35,1	«
Уджарма, скв. 16	2030—2050	Pg ₃ —N ₁	53	3,0	8,4	«
Иори-Ширакский артезианский бассейн						
Килакупра, скв. 7	2846—2891	N ₁ ³ S	65	10,3	35,9	Метан

III. Аджаро-Триалетская складчатая система

Аджаро-Имеретинская водонапорная система						
Махинджаури, эксплуатационная скв.	199—717	Pg ₂ ²	25	1,2	0,1	Азот
Томашети, группа источников		«	30	1,2	0,2	«
Санислиа, ист.		«	22	1,4	0,45	«
Бурнати, ист.		Pg ₂ ²	24	1,0	1,5	Азот
Чиргвети ист.		«	34	2,0	0,1	«
Сулори, ист.		«	35	0,5	0,5	«
Зекари, группа источников		«	36	3,2	0,1	«
Чокиани, ист.		«	30	6,0	1,12	«
Ахалцхский артезианский бассейн						
Цхалтбила, скв. 4	34—380	Pg ₂ ²	23	6,0	0,2	Азот
Цинубани (Ацкури), скв. 2	25—471	«	38	16,0	0,2	«
Ахалцихе, скв. 1	800—935	«	37	30,0	10,3	Углекислота
Абастумани, ист. Багатырь		«	48	12,5	0,5	Азот
Аспиндза, ист.		«	38	3,0	0,9	«
Аспиндза, скв. 8	361—365	«	42	10,0	1,5	«
Триалетская водонапорная система						
Цихис-джвари, скв. 19	55—300	Pg ₂ ²	32	12,1	0,1	Азот
Двири, скв. 14	702	«	29	2,7	0,3	«
Ликани, скв. 26	487—900	«	33	4,2	0,1	«
Ликани, скв. 2	800	Pg ₁ —Pg ₂	40	2,0	5,4	Углекислота
Садгери, скв. 10	51—653	Pg ₂ ²	33	2,4	0,5	Азот
Ахалдаба, скв. 16	354—385	«	32	6,0	0,2	«
Ташискари, скв. 7	800	«	34	2,0	0,2	«
Банисхеви, скв. 27	500	Cr ₂	27	5,0	0,7	Углекислота
Боржоми, скв. 35	400—500	Pg ₁ —Pg ₂ ¹	28	1,0	0,34	Азот
Квишети, скв. 28	900—1044	«	28	2,5	0,37	Метан
Рвели, скв. 39	1200	Cr ₂	26	12,0	0,9	«
Квибиси, скв. 38	1200	«	39	29,0	6,4	Углекислота
Закави, скв. 40	1000	Pg ₂ ²	30	0,5	1,2	Метан
Вашловини, скв. 25	1200	Cr ₂	41	12,5	7,2	Углекислота
Квибиси, скв. 47	1200	«	38	25,0	4,8	«
Квибиси, скв. 37	1200	«	36	7,4	7,0	«
Боржоми, скв. 4-а	400—960	«	32	0,5	6,9	«

Таблица (окончание)

Наименование водопроявления	Интервал водопроявления, м	Геологический индекс	Температура, °С	Дебит, л/сек	Минерализация воды, г/л	Преобладающий состав сопутствующих газов
Боржоми, скв. 1	194	Сг ₂	35	6,0	5,9	Углекислота
Боржоми, скв. 41-а	130	«	32	1,5	6,3	«
Боржоми, скв. 5	915—1200	«	37	1,0	6,6	»
Нониси, группа источников		Pg ₂ ²	28	2,3	0,2	Азот
Тбилисский артезианский бассейн						
Старые термы:						
Тбилиси, скв. 1	24—43		34	10,2	0,39	Азот
« скв. 2	35—75	«	42,5	1,5	0,42	«
« скв. 4	39—55	«	44	0,7	0,33	«
« скв. 6	40—140	«	29	1,2	0,93	«
« скв. 7	58—76	«	38	1,9	0,7	«
« скв. 8	40—80	«	46	5,4	0,3	«
« скв. 1	350—1000	«	48	4,0	0,3	«
Новые термы:						
Тбилиси, скв. 5	230—1300	Pg ₂ ²	44	23,8	4,7	Метан
» скв. 7	1485	Pg ₁ —Pg ₂ ¹	52	8,1	3,0	«
» скв. 3	500—1300	Pg ₂ ²	38	0,9	0,8	«
» скв. 8	250—968	«	50	5,8	0,39	«
IV. Арвино-Сомхитская глыба						
Накалакеви, скв. 7	151	Сг ₂	41	9,3	10,5	Углекислота
Накалакеви, скв. 9	50—340	«	38	12,3	8,5	«

низменности из-за глубокого погружения нижнемеловых осадков проявлений термальных вод не обнаружено.

В большей части нижнемеловых известняков широко развиты системы трещин и региональный карст, чем определяются высокие коллекторские свойства этих отложений. Здесь известно свыше десятка скважин с дебитом 10—15 л/сек, реже дебит доходит до 80—120 л/сек (Моква, скв. 3; Зугдиди, скв. 7). Суммарный дебит нижнемеловой термальной воды 650 л/сек, из них дебит высокоминерализованной хлоридной натриевой 25 л/сек.

Известняки нижнего мела разобщены от верхнемеловых отложений водо- и теплопроводящими глинистыми мергелями альба и апта мощностью от десятков до сотен метров, которые не только гидрогеологически разъединяют породы верхнего и нижнего мела, но и создают благоприятные условия для нарастания градиента температур в нижнем меле. Это тем более важно, что геологический разрез Колхидской низменности в основном слагают породы с повышенной теплопроводностью (дочетвертичные отложения), а величина теплового потока невысокая. Так как водоносный горизонт нижнего мела залегает на значительной глубине, то температура его кровли достаточно высокая (рис. 1).

Высокая фильтрационная способность этих пород обуславливает значительную величину конвективного переноса тепла, что создает термальные аномалии (Буачидзе, Шаоршадзе, 1967). Например, в Цаиши термальная вода с температурой 81°С получена с глубины 710 м, тогда как такая температура характерна для глубин 2000—2500 м. Конвективный

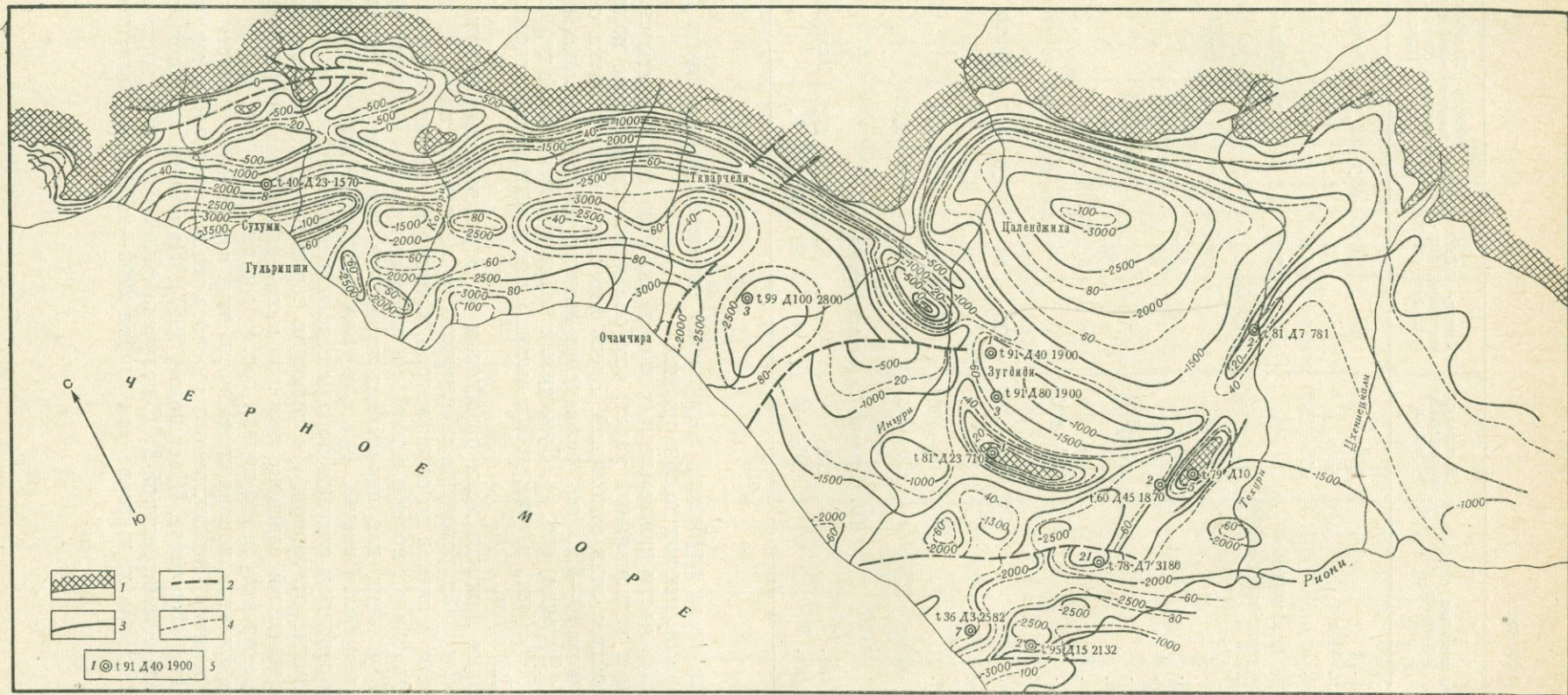


Рис. 1. Схематическая карта распределения температур по кровле термального водоносного горизонта нижнего мела.

1 — выход на поверхность отложений нижнего мела; 2 — дизъюнктивные нарушения; 3 — стратизогиписы кровли нижнего мела; 4 — изотермы по кровле термального водоносного горизонта нижнего мела; 5 — скважины, вскрывшие нижнемеловой термальный горизонт (t воды, °С), дебит л/сек, глубина водопроявления, м

тепловой поток здесь около $0,3 \cdot 10^{-6}$ кал/см²сек, что в несколько раз превышает среднее его значение для территории Грузии.

В южной части Колхидского артезианского бассейна гидрогеологическая картина резко изменяется. Здесь нижнемеловые отложения выполняют глубоко погруженную депрессию, осложненную брахиантиклинальными складками и отдельными экранирующими разрывами, что обуславливает застойный режим для вод этого горизонта. В таких структурах воды высокоминерализованные хлоридные натриевые. Газовый состав вод в основном метановый. Температура воды достигает 95°С; дебиты скважин небольшие, хотя в некоторых из них доходят до 10—12 л/сек.

Отложения верхнего мела — палеогена согласно перекрывают породы нижнего мела. Термальные воды, связанные с ними, известны лишь в периферийных частях Колхидской низменности (Сухуми, Чаладиди, Симонети). Слабая проницаемость пород и наличие тектонических ловушек обуславливают застойный режим подземных вод, в связи с чем они, как правило, высокоминерализованные хлоридные натриевые или натриево-кальциевые. Газовый состав их типичный для углеводородных ассоциаций биогенного происхождения с большим абсолютным возрастом. Общий расход термальных вод верхнего мела — палеогена 20—25 л/сек. Температура воды 23—44°С, однако в скв. 3 (Чаладиди) доходит до 90°С.

В районе г. Поти известна термальная вода с температурой 46—48°С и дебитом 1,4 л/сек, полученная из плиоценовых отложений. Вода слабо минерализованная хлоридная натриево-кальциевая.

В Восточной Грузии термальные воды 25—50°С вскрыты в отложениях майкопской серии и миоцена и связаны с нефтепроявлениями. Дебиты некоторых скважин превышают 10 л/сек (Норио, скв. 13; Кавтисхеви, скв. 11). Однако большинство скважин имеет меньшие дебиты. Вода типичная для нефтяных месторождений (минерализация $8 \div 80$ г/л; Cl/Na коэффициент редко выходит за пределы 0,95—1,05). Наличие в этих водах промышленных концентраций микрокомпонентов дает возможность использовать их комплексно.

Термальные воды водонапорных систем Аджаро-Триалетской складчатой зоны имеют несколько меньшие температуры по сравнению с водами предыдущей области, однако распределены они более равномерно. Чаще они приурочены к вулканогенным отложениям среднего эоцена, имеющим здесь широкое распространение; встречаются и в флишевых отложениях палеоцена — нижнего эоцена и в глубоко погруженных породах верхнего мела.

Термальные воды, приуроченные к карбонатным верхнемеловым отложениям, вскрыты лишь в Триалетской водонапорной системе, где они образуют известное Боржомское месторождение минеральных вод. Скважинами глубиной 1000—1200 м вскрываются гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией до 10 г/л и температурой до 40°С. Суммарный дебит термальной воды более 100 л/сек при дебите отдельных скважин до 20—25 л/сек.

К западу от Боржоми меловые отложения погружаются на большую глубину и становятся труднодоступными для бурения. К востоку они обнажаются на поверхности, а затем быстро погружаются на периклинальном окончании Аджаро-Триалетской складчатой системы. В районе Тбилиси в этих отложениях, по косвенным данным, могут быть развиты минерализованные воды со значительными температурами и дебитами.

Породы верхнего мела перекрываются слабо водопроводящими флишевыми отложениями палеоцена — нижнего эоцена. Циркуляция вод затруднена и является трещинной и трещинно-пластовой. Термальные воды этих отложений с минерализацией до 0,9 г/л, незначительным со-

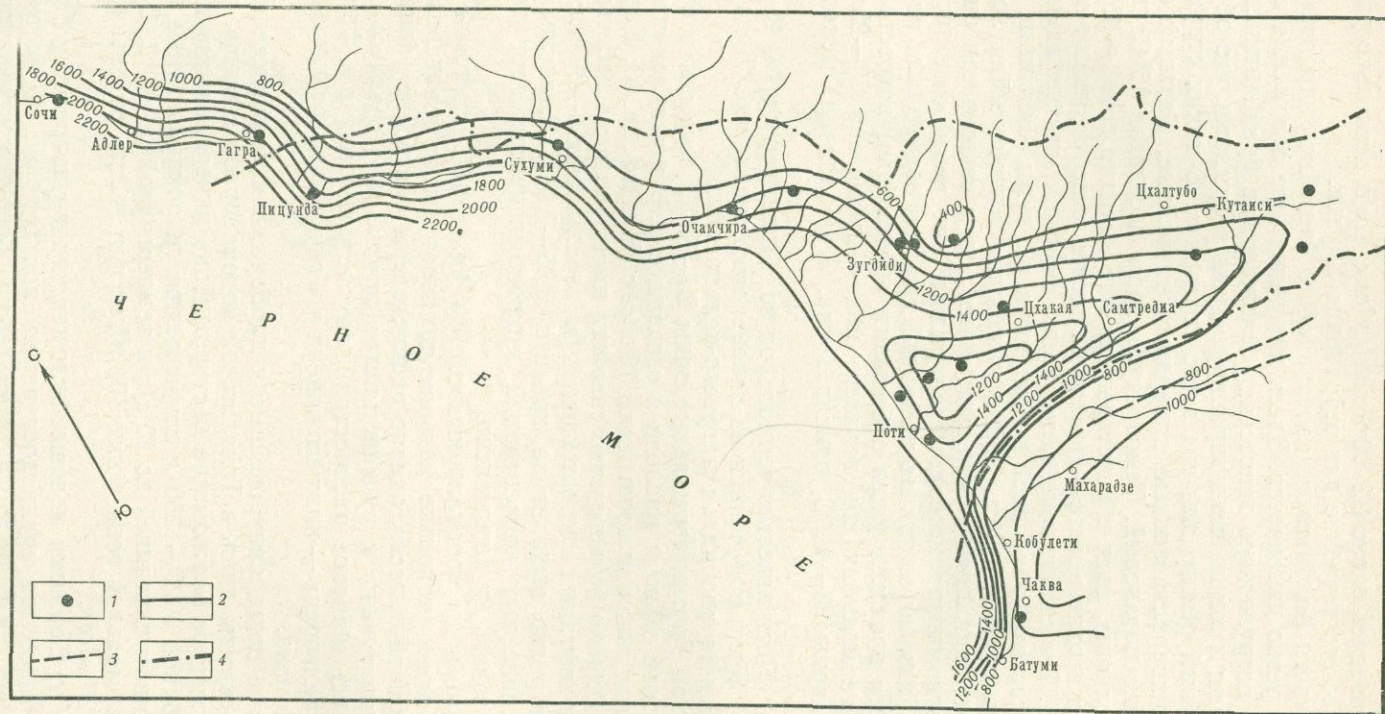


Рис. 2. Схематическая карта глубин залегания изотермической поверхности $+50^{\circ}\text{C}$:

- 1 — скважины, в которых произведены замеры температур; 3 — те же, предполагаемые;
- 2 — изолинии глубины залегания поверхности $+50^{\circ}\text{C}$; 4 — границы горных систем

держанием сульфатов и доминирующей ролью в солевом составе углекислого натрия. Температура вод флишевых отложений 27—40° С, суммарный дебит 4 л/сек.

Основной термальный водоносный комплекс области заключен в вулканогенных образованиях среднего эоцена, которые развиты повсеместно и характеризуются хорошими коллекторскими свойствами у водонапорных систем, развитых в этих отложениях, нет общей региональной области питания, чем и объясняется пестрота химического состава термальных вод, хотя все они низкоминерализованные (менее 1 г/л, а в центральной части области не выше 0,6 г/л). Возраст системы «газ+вода» современный, газовый состав полностью представлен атмосферным азотом. Температура термальных вод колеблется в пределах 30—45° С, доходя в Абастумани до 48° С. Дебит отдельных проявлений достигает 5—10 л/сек при суммарном дебите горизонта 210 л/сек.

В восточной части складчатой зоны термальные воды имеют специфические черты. В Тбилиси издавна известны термальные источники с температурой 30—44° С, здесь выделяются участок старых терм; где мелкими скважинами и источниками выводится термальная вода с дебитом около 25 л/сек и температурой 30—47° С, и участок новых терм, расположенный в долине Куры, на котором глубокие скважины имеют дебит около 39 л/сек и температуру 40—50° С.

Хотя воды обоих участков из пород среднего эоцена, состав их различен. Старые термы, выходящие в своде антиклинали, характеризуются пониженной минерализацией (0,3—0,7 г/л) и относятся к хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатному натриево-магнийскому типу. В новых термах, поступающих из зоны более затрудненной циркуляции, наблюдается повышение минерализации до 5—10 г/л. Тип воды хлоридный натриево-магниевый. Имеются различия и в газовом составе: если ведущий газовый компонент низкоминерализованных вод — азот, то в водах новых терм уже преобладает метан, соответственно увеличивается и возраст системы.

В гидрогеологической области Артвино-Сомхитской глыбы термальные воды известны только в Накалакеви в двух скважинах с суммарным дебитом 22 л/сек и температурой 38—41° С, которые приурочены к карбонатным отложениям верхнего мела. Эти воды гидрокарбонатные натриевые с присутствием хлоридов магния и кальция, минерализация их достигает 10—11 г/л.

Литература

Буачидзе Г. И., Шаоршадзе М. П. К вопросу определения скорости фильтрации при геотермических исследованиях.— Труды Науч.-исслед. лабор. гидрогеол. и инж.-геол. проблем, № 3. Тбилиси, 1967.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ГРУЗИИ

Г. В. НАНИТАШВИЛИ

Грузинский филиал Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института

Термальные воды Грузии для гигиенических и бальнеологических целей используются более 2000 лет. Само название грузинской столицы «Тбилиси» в переводе на русский язык обозначает «теплый».

С давних времен известны естественные выходы термальных источни-

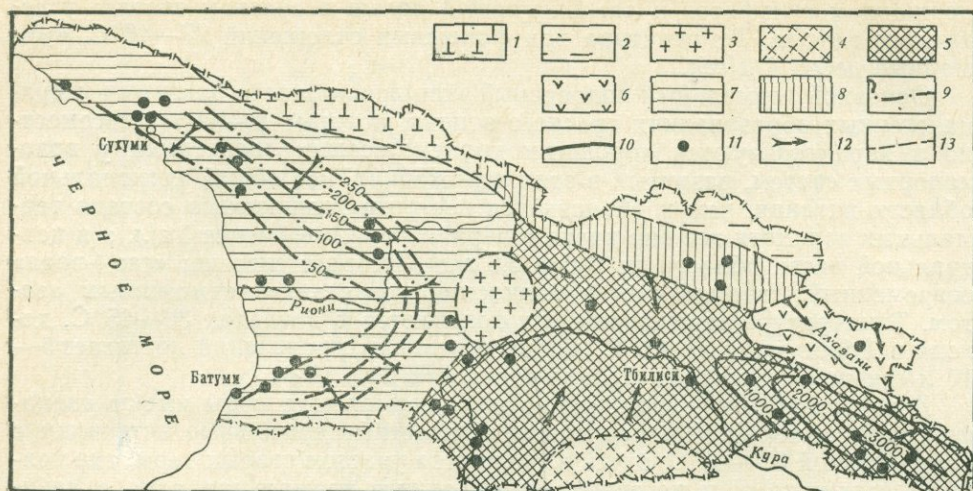


Рис. 1. Карта перспективности поисков на термальные воды Грузии

Бесперспективные площади (гидрогеологические массивы): 1 — Центральный Кавказ и прилегающие к нему южные районы; 2 — западное погружение аспидных сланцев; 3 — Дзирульская; 4 — Артино-Болнисская. Перспективные площади (межгорные артезианские бассейны): 5 — Картли-Южно-Кавказская; 6 — Алазанская; 7 — Западно-Грузинская; 8 — малоперспективная; 9 — гидроизоэпы термальных вод нижнего мела; 10 — гидроизоэпы термальных вод сарматских отложений; 11 — скважины; 12 — направление движения термальных вод; 13 — границы между гидрогеологическими структурами

ков, приуроченные к глубоким разломам, в последние годы благодаря проведению глубокого и сверхглубокого бурения разведочных скважин в основном на нефть, газ и термальные воды выявлены значительные ресурсы высокотермальных вод.

В дальнейшем для правильного ведения поисково-разведочных работ на термальные воды, а также для подсчета прогнозных и эксплуатационных запасов необходимо выделить естественные резервуары, где происходит накопление и сток термальных вод.

Геолого-геофизические, а также региональные гидрогеологические исследования, проводившиеся в последние годы в Грузии, дают возможность выделить естественные резервуары, с учетом глубинного строения, литолого-фациальных особенностей, гидрохимической, гидродинамической и геотермической зональности подземных вод.

Основные гидрогеологические структуры Грузии следующие (рис. 1). Гидрогеологические массивы:

- 1) геоантиклинория Главного Кавказского хребта и прилегающих к нему с юга районов;
- 2) западного погружения аспидных сланцев;
- 3) Дзирульского кристаллического массива;
- 4) Артино-Болнисской глыбы.

Межгорные артезианские бассейны:

- 1) Западно-Грузинский;
- 2) Картли-Южно-Кавказский;
- 3) Алазанский.

На южном склоне Большого Кавказа в зоне раскрытого залегания верхнеюрских и нижнемеловых флишевых отложений выделяется своеобразная гидрогеологическая единица, которая имеет большое сходство и с артезианским бассейном и с гидрогеологическим массивом. Нами эта зона именуется гидрогеологической областью промежуточного типа.

Основные водоносные комплексы приурочены к терригенным отложениям лейаса, верхнего байоса, бата, карбонатным отложениям нижнего мела, верхнего мела, палеогена и неогена.

В гидрогеологических массивах распространены подземные воды различного химического состава с минерализацией 0,1—5,0 г/л. В геотермическом отношении эти районы бесперспективны. Перспективными гидрогеологическими структурами, где в настоящее время на многих разведочных площадях получены термальные воды и где ожидаются богатые ресурсы их, являются межгорные артезианские бассейны.

В водоносных комплексах артезианских бассейнов выявлены воды с температурой 10—135° С и минерализацией 1—400 г/л. В каждом водонапорном комплексе четко прослеживается зональность вод как в вертикальном разрезе, так и по простиранию.

В термальных водоносных комплексах установлены в основном три гидрохимические, гидродинамические и геотермические зоны (рис. 2).

Первая зона (активного водообмена) охватывает складчатые районы Большого и Малого Кавказа, где водоносные комплексы выходят на поверхность и благодаря обильным атмосферным осадкам сильно промываются. Здесь распространены воды преимущественно гидрокарбонатного кальциевого и гидрокарбонатно-сульфатного натриевого составов с минерализацией до 1 г/л. Температура воды не превышает среднегодовую (6—10° С).

Вторая зона (затрудненного водообмена) охватывает Адлерскую, Очамчирскую, Мегрельскую депрессии и бортовые части Картлийской и Алазанской депрессий. В ней воды хлоридного натриевого и сульфатного натриевого составов с минерализацией от 1 до 12 г/л. По сравнению с другими гидродинамическими зонами эта зона очень водообильна. Например, скв. 3, пробуренная на площади Охурей (Восточная Абхазия) из барремских известняков с глубины 2800—3300 м, дает термальную воду с дебитом 7200 м³/сутки. Температура воды на устье скважины 105° С, на забое — +134° С. Состав воды хлоридный натриевый, минерализация 1,0 г/л.

Третья зона (зона весьма замедленного водообмена) территориально охватывает всю центральную часть межгорной впадины Грузии. На западе она уходит под Черное море, а в восточном направлении продолжается на территории Азербайджана. В данной зоне распространены воды исключительно хлоридного натриевого и хлоридного кальциевого составов. Воды, как правило, высокотермальные минерализованные и высокодебитные.

Среди термальных минерализованных вод Грузии особый интерес вызывают термальные хлоридные кальциевые рассолы, полученные из порфиритовой серии байоса. На северной периферии Межгорной впадины Грузии в ущелье р. Окуми из скв. 11 получен (из байосских отложений) рассол с минерализацией до 242 г/л. В воде содержатся йод — 14 мг/л, бром — 1000 мг/л и растворенное органическое вещество (фенолы, С_{орг} и др.). Хлориды кальция составляют 92% экв. Подобные воды встречаются также в Цхакаевском, Цхалтубском, Кутаисском, Джавском и Самтредском районах. Сверхкрепкие рассолы были получены с глубины 3200—3330 м из соленосных отложений верхней юры (скв. 41 у г. Очамчире). Минерализация их 342 г/л, состав воды хлоридный натриевый.

В вертикальном разрезе третьей гидрохимической зоны увеличивается минерализация и происходит смена составов вод. Но в ряде случаев имеются отложения, тесно связанные с фациально-литологическими особенностями водовмещающих пород.

Большую роль в формировании солевого и газового составов термальных вод играют тектонические нарушения; по ним происходит разгрузка глубоко циркулирующих подземных вод.

Рис. 2. Карта гидрохимической зональности термальных вод нижнемеловых отложений Западно-Грузинского межгорного артезианского бассейна

- 1 — площадь отсутствия нижнемеловых отложений;
- 2 — выходы на поверхность нижнемеловых отложений; распространение вод;
- 3 — воды гидрокарбонатного натриевого состава неглубокой циркуляции с минерализацией до 1 г/л и температурой 6—12° С;
- 4 — гидрокарбонатного - натриевого состава глубокой циркуляции с минерализацией от 1 до 5 г/л и температурой от 12 до 37° С;
- 5 — сульфатного натриевого состава с минерализацией 1—2 г/л и температурой 30—120° С;
- 6 — хлоридного натриевого состава с минерализацией 10—75 г/л и температурой 70—135° С;
- 7 — родники;
- 8 — скважины



Таковыми являются Орхевский, Горийский, Сахвларский и другие тектонические нарушения, по которым проводятся границы гидрохимических и гидродинамических зон.

Анализ гидрохимических, гидродинамических и геотермических закономерностей позволяет допустить, что на Квалонской структуре имеется очаг скрытой разгрузки нижнемеловых вод в верхнемеловые и мэотические отложения через тектонические нарушения (см. рис. 2).

Распределение пьезометрических уровней вод нижнемеловых отложений подсказывает, что, кроме основного стока от складчатого обрамления Колхиды в сторону Черного моря, имеются локальные участки, где наблюдаются отклонения от основного потока. Например, пьезометрический уровень нижнемеловых вод в Мегрельской депрессии находится на отметках 300—400 м, а у курорта Цхалтубо снижается до отметки 100 м. Это дает основание полагать, что термальные воды Цхалтубо мигрируют из Мегрельской депрессии.

На территории Межгорной впадины пластовое давление в основном соответствует гидростатическому. Кроме Южной Кахетии, где при бурении и опробовании разведочных скважин в верхнесарматских отложениях было зафиксировано аномально высокое пластовое давление, превышающее условный гидростатический напор в 2,5 раза. Причиной, создающей аномально высокое давление, следует считать геостатическое давление и давление флюидов, поступающих из глубины. Так, повышенное пластовое давление сарматских отложений в зоне их глубокого залегания создает условия для миграции термальных вод из центральной части депрессии к ее бортам — в сторону раскрытого залегания этих отложений.

Следовательно, можно предположить, что термальные высокоминерализованные воды источников в сарматских отложениях, в зоне раскрытого их залегания, в пределах Прииорского поднятия мигрировали из депрессии.

На основе геотермических исследований Межгорной впадины и смежных с ней районов удалось установить некоторые закономерности в распределении подземного тепла. В различных районах Грузии породы характеризуются различными величинами геотермической ступени (табл. 1).

Самая высокая температура 135° С отмечена в скв. 3 (Восточный Чаладици) на глубине 3620 м, где средняя геотермическая ступень в разрезе мезо-кайнозоя равна 32,5 м/град, мощность глинисто-песчанистых пород превышает 1800 м.

В западной части Колхидской впадины средняя геотермическая ступень, как видно из таблицы, варьирует в пределах от 30 до 55 м/град. Однако геотермические ступени, вычисленные по скважинам, пробуренным на складках Мегрелии, не превышают 12 м/град.

Одни исследователи считают, что такие аномальные величины геотермических ступеней связаны с глубинными разломами; другие полагают, что они обусловлены движениями перегретых подземных вод в нижнемеловых отложениях, которые в своде антиклинальных складок Мегрелии подогревают вмещающие породы. Мы присоединяемся к последнему мнению.

Инфильтрационные воды, продвигаясь от области питания (южные склоны Большого Кавказа) в сторону регионального базиса эрозии, в Мегрельской депрессии, где водоносные горизонты меловых отложений перекрываются мощными глинисто-песчанистыми отложениями, при нормальной геотермической ступени нагреваются до 100° С. При значительной скорости эти воды не успели остыть в ядрах складок. Такое предположение хорошо увязывается с геологическим строением района, а также с гидрохимической природой горячих вод.

Геотермическая характеристика Грузии, м/град

Район	Скважина	Средняя геотермическая ступень	Геотермическая ступень отложений	
			третичных	меловых и нижнепалеогеновых
Квемо-Симонети	5	33,8	20	67
Аджамети	1	23,2	19,6	80
Свири	2	30	29,1	32,25
Аргвети	6	50,7	42,8	60
Восточный Чаладиди	3	32,5	29,7	36
Гагра	1	61		61
Кулеви	7	47,2	41,2	66,6
Чаладиди	16	49,2	59,5	41,6
Супса	32	73,5	73,5	—

Термальные воды в Грузии содержатся почти во всех водоносных комплексах осадочного чехла, но для практического использования в настоящее время и в ближайшие 10—15 лет первостепенное значение имеют поиски и разведка термальных вод, приуроченных к нижнемеловым трещиноватым известнякам в пределах Западно-Грузинского межгорного артезианского бассейна; а также к терригенно-карбонатным и вулканогенным породам верхнего мела палеогена в Картли-Южно-Кахетинском артезианском бассейне и флишевым карбонатно-терригенным отложениям верхней юры и нижнего мела в пределах Алазанского артезианского бассейна. Эти первоочередные районы (по вышеотмеченным термальным горизонтам) приурочены ко второй гидрохимической зоне.

Как показывают результаты региональных исследований, имеются все предпосылки выявить в густонаселенных и промышленных районах республики большие ресурсы термальных вод.

Для получения экономического эффекта, по нашему мнению, в первую очередь необходимо восстановить и реконструировать ликвидированные скважины треста «Грузнефть». Поблизости от густонаселенных пунктов их имеется более 45. Из них в процессе опробования были получены горячие воды с дебитами от 500 до 10 000 м³/сутки. Из ликвидированных скважин, которые с успехом можно восстановить с минимальными затратами, можно назвать 12 глубоких скважин, пробуренных на четырех месторождениях термальных вод: Охурей-Очамчири (скважины 1 и 3), на побережье Черного моря — Квалони (8, 20, 21), Чаладиди-Кулеви (7, 2, 3, 4), центральная часть Колхидской низменности и Притбилисский район (1, 16, 17).

Термальные воды распространены на всей территории Межгорной впадины, но для их поисков и разведки самыми эффективными можно считать положительные структуры, где можно с минимальными затратами выявить ресурсы термальных вод. Для обеспечения крупных парниковых хозяйств у городов Тбилиси и Рустави надо пробурить скважины глубиной 2000—3000 м на северном крыле Норико-Хашминской и Гардабанской антиклиналей. От бурения сверхглубоких скважин целесообразно воздержаться, так как это потребует больших капиталовложений. Кроме того, известно, что в результате метаморфизации пород с глубокой коллекторские свойства ухудшаются, можно получить воды высокой

Таблица 2

Химический состав термальных вод Грузии

Район	Скважина	Глубина водоносного горизонта, м	Температура, °C		Дебит, м ³ /сутки	Na++K+	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	Br ⁻	I ⁻	Общая минерализация, г/л
			на забое	на устье											
Бзыбь	1	1700—2000	45	31	50—70	257,0	42,0	—	109,0	421,0	85,0	—	—	—	0,91
Меквена	1	—	—	35	4—5	1 263,0	1096,0	10,0	3 363,0	719,0	36,0	—	—	—	6,50
Ткварчели	Родник	—	—	35	400—500	300,0	33,0	4,0	276,0	209,0	183,0	—	—	—	1,00
Окуми	11	—	—	25	200—250	22 870,0	7200,0	74,2	162 840,0	11,5	36,6	—	800	15	256,0
Гагра	1	—	—	45	350	2,3	120,0	51,0	78,1	216,3	219,6	—	—	—	0,68
Сухуми	4	1200	—	40	500	299,2	48,0	34,7	184,6	406,3	280,6	—	—	—	1,18
Сухуми	1	1430—1700	—	40	350	297,2	111,6	23,8	259,1	619,6	280,6	—	—	—	1,69
Восточный Чаладиди	3	2258—2260	—	65	100	17 425,9	3720,0	239,8	33 228,0	1086,0	268,4	—	3,0	22,0	55,9
Западный Чаладиди	2	2504—2732	135	95	3000	4 337,3	1392,0	181,3	3 042,3	736,6	736,6	—	11,0	1,0	16,4
Чаладиди	16	2455—2447	—	40	150	20 575,8	2192,0	1,7	345 026	1332,4	152,5	30,0	3,8	4,9	58,79
Кулеви	7	2582—2481	—	38	100—250	2 035,6	1480,0	—	6 347,3	920,9	86,0	66,0	6,0	—	11,93
Квалони	17	3267—3259	95	65	35—50	4 632,0	2026,0	312,0	11 480,0	245,2	48,8	—	38,4	1,9	18,80
Квалони	18	3165—3164	—	60	70	8 114,4	3080,0	522,0	19 006,6	682,3	73,2	—	60,0	3,9	31,57
Квалони	21	3100—3098	—	85	1000	2 477,3	1280,0	200,3	6 028,2	736,4	170,8	—	3,0	—	10,89
Цаиши	1	780—800	—	82	300	346,4	280,0	14,6	291,1	630,8	183,0	9,00	—	—	1,65
Цаиши	4	—	—	82	400	161,2	256,0	45,1	2 130,0	630,0	158,6	—	—	—	1,46
Цаиши	Опорная	950	110	90,0	500	662,1	290,0	48,6	1 313,5	798,9	19,6	—	—	—	3,33
Накалакеви	2	775—780	—	78	250	74,0	248,0	38,0	39,0	650,0	46,4	—	—	—	18,74
Цхалтубо	2	—	—	37	—	50,0	124,0	38,0	109,0	2180	33,0	—	—	—	0,56
Цхалтубо	4	—	—	36	—	179,2	62,0	51,1	319,5	440,5	17,2	—	—	—	1,46
Охурей	3	2390—3300	120	100	12 000	81,6	220,0	48,0	40,7	84,0	170	—	—	—	1,00
Кведа-Симонети	5	1388—1392	—	44	150—200	281,3	106,0	51,1	390,5	181,0	427,0	—	—	—	1,43
Новый Афон	6	—	—	32	50—60	1 762,2	106,0	62,0	2 810,0	20 20	402,6	—	—	—	5,19
Накалакеви	Родник	—	—	33	507,7	15,6	70,6	8,4	10,6	25,9	250,1	—	—	—	0,38
Менджи	Родник	—	—	20	65—70	230,0	90,0	10,9	333,7	29,2	329,4	—	—	—	1,02
Менджи	10	—	—	20	—	1 957,5	108,0	34,9	3 124,4	119,0	108,7	—	—	—	5,7
Цаиши	17	—	—	31,6	—	783,6	44,0	15,8	1 830,0	66,2	318,2	—	—	—	3,12
Уджарма	16	2060—2955	—	65	200—270	3 026,5	30,0	6,0	3 443,5	53,4	2098,4	6,0	—	—	8,74
Квишхет	28	—	—	35	100—1500	117,9	4,0	3,0	106,5	40,3	73,2	18,0	—	—	0,34
Рвели	5	—	—	35	300—350	672,9	6,0	2,4	724,2	8,0	500,2	30,0	—	—	294
Боржоми	25	209—1485	—	30	—	169,9	10,0	2,4	14,1	13,5	158,6	144,0	—	—	0,53
Тбилиси	7	269—1485	—	30	—	715,3	344,0	1,7	1 669,5	119	48,8	12,0	1,6	7,6	280
Багда	5	2000—2005	—	70	28	22 100	568	97	34 080	13	—	—	9	5	59,0

и повышенной температуры, но дебиты скорее будут минимальные, минерализация значительная, что затруднит эксплуатацию.

В настоящее время в Грузинской ССР ведутся большие научно-исследовательские работы по комплексному использованию тепла термальных вод в народном хозяйстве. В г. Зугдиди более десятка промышленных и лечебных учреждений переведены на геотермальное водоснабжение. В Очамчирском районе (с. Охурей) строится крупное тепличное хозяйство (15 га).

В Тбилиси строится теплотрасса для подачи термальной воды в сеть теплового хозяйства города.

Восстановление ликвидированных скважин, а также проведение эксплуатационного бурения в ближайшие годы даст возможность увеличить эксплуатационные запасы термальных вод на 80 000 м³/сутки с температурой от 70 до 100°С.

Намечается использовать термальные воды в следующих отраслях народного хозяйства:

сельском и коммунальном хозяйстве, энергетике, химической промышленности и т. д.

Комплексное использование термальных вод в Грузии имеет большие перспективы. В табл. 2 приводится химический состав некоторых термальных вод Грузии.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ АРМЯНСКОЙ ССР И ПУТИ ИХ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

М. П. ХОДЖОЯН, Р. Б. ЯДОЯН

Управление геологии Совета Министров Армянской ССР

Имеющиеся в настоящее время данные о характере распределения температур в недрах Армянской ССР свидетельствуют о большом разнообразии термического режима в пределах находящихся здесь крупных геоструктурных зон. Для большей части тектонических элементов присущи условия, лишь незначительно отличающиеся от средних геотермических показателей Земли. Площади же, занятые термоаномалиями, располагаются в основном в Центральной складчатой зоне Армении и относительно невелики.

Выявленные закономерности распределения тепла и результаты гидрогеологических исследований позволили составить обзорную гидрогеотермическую карту Армянской ССР. Согласно этим данным, в пределах республики выделяются две различные в геотермическом отношении области:

с нормальным, местами повышенным геотермическим режимом (зона среднеальпийской складчатости);

с нормальным геотермическим режимом (зоны поздне- и раннеальпийской складчатости).

Первая область охватывает Центральный складчатый пояс Армении, вытянутый в северо-западном направлении от верховьев р. Ахурия на северо-западе до Ордубадского района на юго-востоке. В его стратиграфическом разрезе в основном участвуют образования верхнего мела и палеогена, залегающие с резким несогласием на различных горизонтах эопалеозойских и юрских образований. В северо-западной части развиты преимущественно вулканогенные и вулканогенно-осадочные фации, а в юго-восточной — нормально морские и вулканогенно-осадочные фации.

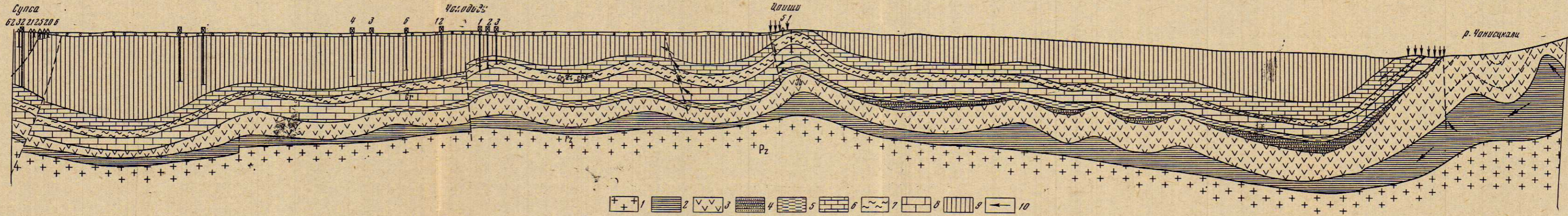


Рис. 3. Гидрогеологический профиль через Су́пса — Цаиши — Чанис-Цкали

- | | |
|--|---|
| 1 — доюрский кристаллический фундамент; | 7 — альб-сеноманские водоупорные отложения; |
| 2 — лейасовый водоносный комплекс; | 8 — верхнемеловой водоносный комплекс; |
| 3 — водоупорные отложения средней и верхней юры; | 9 — водоносные и водоупорные комплексы палеоген-неогеновых отложений; |
| 4 — водоносный комплекс юры; | 10 — направление движения термальных вод |
| 5 — водоупорные отложения верхней юры; | |
| 6 — нижнемеловой водоносный комплекс; | |

Среди них большое место занимают интрузивные породы разнообразного петрографического состава и возраста.

Особенностью рассматриваемой территории является наличие в ее водораздельной части многочисленных вулканических аппаратов, деятельность которых прекратилась сравнительно недавно. Породы, слагающие основу Центрального складчатого пояса, сильно уплотнены и интенсивно дислоцированы. Слоистость как фактор распределения подземных вод уступает здесь свое ведущее место трещиноватости, вследствие чего основное развитие получают трещинные воды коры выветривания и трещинно-жильные воды зон тектонических нарушений.

Согласно результатам геотермических исследований, на большей части пояса существует нормальный тепловой режим. Средние значения геотермической ступени для большинства складчатых структур горных районов до глубины 1000 м изменяются в интервале 40—60 м/град. Коэффициенты теплопроводности пород составляют кал/см·сек·град: для туфопесчаников (глубина 80—100 м) $4,72 \cdot 10^3$, порфиритов (глубина 20—120 м) $6,67 \cdot 10^{-3}$, метаморфических сланцев (глубина 800—1000 м) около $8 \cdot 10^{-3}$.

Распределение тепловых потоков (пункты Дилижан, Каджаран, Спитак, Азизбеков и др.) примерно приближается к среднему значению $1,5 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек, принимаемому сейчас для континентов. Их величина с учетом разброса составляет 1,2—1,8·10⁻⁶ кал/см²·сек.

Таким образом, если исходить из полученных средних показателей, то можно полагать, что в пределах основных прогибов Центрального горно-складчатого пояса (Севано-Ширакский, Ацванский, Айоцдзорский и другие синклиналии) термальные воды с температурой 100°С и более будут залегать на глубинах до 3000 м, при наличии водоносных коллекторов.

Этот прогноз не учитывает возможного влияния зон тектонических нарушений и магматических тел.

В пределах рассматриваемой области существуют участки, в которых действительная картина распределения естественного поля значительно усложняется под влиянием различных переносчиков тепла. К таковым в первую очередь относятся магматические породы, вулканические излияния, очаги интрузий и экструзий, выводящие в верхние слои земной коры огромные массы тепла, прогревающего окружающие породы и воды.

В настоящее время наиболее четко выявляются зоны термоаномалий, образующиеся в сфере воздействия молодых (позднетретичных) магматических очагов. Они характеризуются небольшими по размерам тепловыми максимумами, создающими интенсивные потоки тепла к поверхности Земли. Геотермические ступени на этих участках обычно не превышают 10 м/град и местами составляют 2—3 м/град. Величины тепловых потоков изменяются в пределах от 2 до $3 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек. Основными термоаномалиями Центрального пояса являются Тежсарская, Арзаканская, Джермукская, Баргушатская, Мегринская, Спитакская и др. Почти все эти зоны характеризуются естественными выходами многочисленных терм, как правило, углекислых, с умеренными температурами (37—64°С) и минерализацией (4—11 г/л), связанными обычно с крупными тектоническими разломами и развитием на глубине (от 40 до 500 м) разнообразных водонапорных трещинных систем.

Углекислые термы в движении значительно деформируют и смещают тепловые поля, создавая вторичные температурные аномалии, размеры и формы которых зависят от мощности, структуры потоков и прогреваемости вод. Так, большинство из известных в Армении положительных термоаномалий, вытягиваясь линейно на сотни и более метров вдоль зон тектонических нарушений, образуют различные по форме и размерам

гидротермические купола (Джермук, Анкаван, Саят-Нова, Бжни-Арзакан и др.). Известны также термоаномалии, вызываемые пластовой миграцией горячих водных потоков в пределах рыхлых образований малых внутритерригорных бассейнов, налегающих на вулканогенный субстрат Сисиан и др.).

В настоящее время детально изучены Анкаванская и Джермукская гидротермальные системы трещинно-жильных вод, динамические ресурсы которых составляют соответственно 30 и 15 л/сек при температуре вод 41 и 64° С.

Завершены поисково-разведочные работы на месторождениях Бжни-Арзакан и Саят-Нова, где выявлены термальные трещинно-жильные воды с температурой от 37 до 45° С и дебитами от 5 до 30 л/сек. Начаты поисковые работы на Спитакском участке, входящем в состав Налбандского прогиба.

Гидротермы рассматриваемого пояса используются в основном в бальнеологии (курорты Джермук и Анкаван) и пищевой промышленности (розлив минеральной воды «Джермук» и «Анкаван»).

В заключение следует отметить, что в вулканических районах Армении (Гегамский и Варденисский хребты), по имеющимся данным, отсутствуют зоны термоаномалий и выходы термальных вод. Температура углекислых источников здесь не превышает 20° С, что, по-видимому, связано с интенсивной циркуляцией мощных грунтовых потоков подлаговых вод с температурой до 5° С, которые срезают гидротермические купола, охлаждая восходящие глубинные термы, а также осуществляют максимальный теплооборот и вынос тепла, поступающего снизу. Учитывая все, можно ожидать наиболее яркое проявление интенсивных тепловых потоков именно в этих районах республики, но их выявление требует широкой постановки специальных исследований.

Вторая область охватывает территории Среднеараксинской межгорной впадины, а также северо-восточной части Антикавказя, соответствующий поясам поздней и раннеальпийской складчатости. Среднеараксинская впадина — типичная миогеосинклиналь, в геологическом строении которой принимают участие терригенные и карбонатные отложения палеозоя, флишевые, молассовые и соленосные отложения мезо-кайнозоя, озерно-речные и вулканогенные образования верхнего плиоцена и антропогена. Гранитоидные интрузии здесь отсутствуют, незначительно развиты малые интрузии и экструзии андезитов, дацитов, липаритов, абсидианов плиоценового возраста.

В пределах рассматриваемой впадины по геофизическим и общегеологическим данным выделяется ряд прогибов, заполненных мощными толщами осадков. К ним относятся Ереванский, Арташатский, Нижне-ахурянский, Ширакский и другие прогибы, разделенные соответствующими поднятиями. В гидрогеологическом отношении все они представляют собой систему межгорных артезианских бассейнов, содержащих горизонты порово-пластовых напорных термальных вод.

В настоящее время благодаря глубокому нефтепоисковому бурению по некоторым из этих бассейнов получен гидрогеотермический материал.

Ереванский артезианский бассейн, один из крупных в пределах впадины, имеет вытянутую форму и протягивается от Паракар-Енгиджинского погребенного горстового поднятия на юго-западе до западных отрогов Гегамского вулканического нагорья. В тектоническом отношении представляет собой грабен-синклиорий, ограниченный крупными разломами и выполненный комплексом кайнозойских отложений мощностью свыше 5000 м. Ниже следуют отложения палеоцена и верхнего мела, залегающие на породах эопалеозойского метаморфического фундамента.

Гидрогеология бассейна изучена недостаточно вследствие его незначительной разбуренности. Сведения о гидрогеотермическом режиме име-

ются лишь по юго-западному крылу бассейна (Разданская площадь бурения на нефть и газ). Здесь в интервале 800—2500 м выделяются три горизонта термальных вод: в песчано-глинистых отложениях миоцена, олигоцена и эоцена.

В комплексе миоценовых образований на глубинах 800—1000 м (пестроцветная толща) температура пластовых вод изменяется по вертикали от 40 до 43° С. Далее она закономерно возрастает до 46,8° — на глубине 1700 м в отложениях олигоцена (шорахбюрская толща) и до 70° С — на глубине 2400 м в отложениях эоцена. Геотермические ступени в указанных интервалах изменяются от 30 до 54 м/град (средняя ступень около 45 м/град). Коэффициенты теплопроводности пород составляют: для песчано-глинистых отложений сармата (глубина 950—2100 м) $4,4 \cdot 10^{-3}$ кал/см·сек·град, соленосной толщи (глубина 2160—2618 м) $8,05 \cdot 10^{-3}$ кал/см·сек·град, пестроцветной толщи (глубина 2618—2870 м) $4,75 \cdot 10^{-3}$ кал/см·сек·град.

Средняя плотность теплового потока на этой площади примерно $1,12 \cdot 10^{-6}$ кал/см·сек. Минерализация термальных вод изменяется от 20 до 50 г/л. Среди растворенных газов присутствуют углекислота (в водах пестроцветной толщи), азот и метан (в водах олигоцена и эоцена).

Динамические ресурсы гидротерм Ереванского бассейна вследствие недостаточного гидрогеологического опробования водоносных горизонтов не изучены. Однако, имея в виду быструю фациальную изменчивость отложений кайнозоя и высокий процент их глинистости, можно полагать, что они сравнительно невелики. Об этом отчасти свидетельствуют также низкие дебиты отдельных скважин, которые на самоизливе дают примерно 80 м³/сутки термальной воды. Наиболее благоприятными накоплениями высокотемпературных вод, по-видимому, следует считать карбонатные коллекторы верхнего мела, в которых на глубинах от 3500 до 4000 м могут содержаться термы с температурой 100° С и более, в количествах, достаточных для их практического использования. Этот вопрос требует специального исследования, в связи с чем в настоящее время составляется проект бурения глубокой гидротермальной поисковой скважины вблизи Еревана.

Нижнеахурянский артезианский бассейн, расположенный в северо-западной части впадины, выполнен образованиями мезо-кайнозоя общей мощностью более 5000 м. В настоящее время разбурен до глубины 3000 м. Средняя геотермическая ступень для прогиба изменяется в интервале 40—60 м/град. Величины тепловых потоков по скважинам составляют 0,6—0,8 кал/см²·сек.

Термальные воды выявлены здесь в отложениях миоцена и олигоцена. В миоценовом комплексе в интервале 750—2600 м залегает ряд горизонтов (мэотис, сармат и пестроцветная толща). Температура гидротерм в зависимости от глубины их залегания изменяется от 31—45° С (700—1000 м, сармат — мэотис) до 45—70° С (1000—2600 м, сармат — пестроцветная толща). Минерализация их в указанных интервалах колеблется от 35—60 г/л. Газовая составляющая представлена азотом и метаном, при недостаточных количествах углекислоты. Динамические ресурсы гидротерм миоценового комплекса не изучены. В олигоценых отложениях опробован водоносный горизонт на глубине 3000 м, откуда получен фонтан термальной воды с температурой 80—90° С, минерализацией 40 г/л и начальным дебитом 25 л/сек. Растворенные газы в ней — метан и азот.

В настоящее время дебит воды снизился до 4 л/сек, а также произошло ее значительное разбавление и охлаждение. Учитывая большую мощность осадочных образований, заполняющих рассматриваемый прогиб, можно полагать, что его глубокие горизонты весьма перспективны для поисков перегретых и парообразных вод.

Арташатский артезианский бассейн расположен южнее Паракар-Енгиджинского горстового поднятия и прослеживается с юго-востока на северо-запад. Мощность палеоген-неогеновых отложений составляет здесь примерно 2500 м, фундаментом для них служат песчано-глинистые флишoidные отложения дат-палеоцена.

Имеющиеся в настоящее время сведения о гидрогеотермических условиях бассейна весьма скудны. Согласно опробованию двух глубоких (около 2600 м) скважин на участках Зейва и Мхчян в толще палеоген-неогеновых отложений выделяются три водоносных горизонта — в отложениях миоцена, олигоцена и палеогена. Минерализация термальных вод в них колеблется от 40 до 50 г/л и более.

Достоверные термометрические данные имеются лишь по участку Зейва, где температура гидротерм от 31°С — на глубине 2070 м и до 43°С на 2600 м. Приближенная величина геотермической ступени около 60 м/град. В северных и северо-восточных районах Армянской ССР, а также в восточном Сюнике развиты в основном вулканогенные и карбонатные отложения юры и мела, прорванные многочисленными интрузиями. На этих площадях выходов термальных вод нет. Геотермические ступени, замеренные по отдельным скважинам (Кафан, Горис, Шамлуг), составляют до 40—50 м/град. Тепловые потоки по ним изменяются от 1,1 до 1,4 кал/см²сек. Температуры на глубинах до 300—400 м не превышают 16—10°С.

ВЫВОДЫ

1. Геотермические условия недр Армянской ССР характеризуются широким диапазоном интенсивности тепловых процессов.

2. В связи с проблемой использования глубинного тепла Земли на территории республики выделяются две основные категории тепловых ресурсов: ресурсы гидротермальных месторождений и магматических масс.

3. Гидротермальные месторождения представлены в основном водонапорными системами углекислых трещинно-жильных вод зон тектонических нарушений (участки термоаномалий), а также порово- и трещино-пластовых, главным образом азотно-метановых вод малых и средних артезианских бассейнов (участки с нормальным геотермическим режимом).

4. Прогнозные эксплуатационные ресурсы напорных трещинных систем составляют от 5—10 до 40 л/сек. Основное их использование — бальнеология и розлив.

Ресурсы гидротерм артезианских бассейнов не изучены и требуют постановки специальных гидрогеологических исследований.

Возможное их использование — теплофикация населенных пунктов и теплиц, а также как сырье для извлечения некоторых химических веществ.

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ КАЗАХСТАНА И ПУТИ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

У. М. АХМЕДСАФИН, В. С. ЖЕВАГО

Институт гидрогеологии и гидрофизики Академии наук Казахской ССР

Казахстан является одним из перспективных регионов развития высокотемпературных, главным образом пресных природных вод. Построенные нами геотермические карты Казахстана (площадь 2752 тыс. км²) позволили выявить интересные геотермические закономерности в распределении температуры в земной коре как по площади, так и на глубину. Проведено геотермическое районирование территории, выявлены районы глубокого охлаждения земной коры и районы неглубокого залегания водоносных пород с высокими потенциалами температур. Последние развиты во впадинах и прогибах, выполненных мезо-кайнозойскими отложениями.

В Казахстане до 70% территории занимают впадины и прогибы, представляющие обширные артезианские бассейны. В осадочной толще мезо-кайнозойских отложений содержатся несколько водоносных комплексов с термальной водой, имеющих различную площадь распространения, глубину залегания, мощность, водообильность, гидростатические напоры, а также различные условия питания, минерализацию, химический состав воды и температуру.

Крупными и глубокими впадинами, где вскрыты термальные воды с высокими температурами, являются Зайсанская, Балхашская, Илийская, Чуйская, Присырдарьинская, Прииртышская, Тургайская, Прикаспийская, Устюртская и Южномангышлакская. В этих впадинах и прогибах, среди отложений мезо-кайнозоя выделяются следующие комплексы с термальной водой: неогеновый, палеогеновый, верхнемеловой, нижнемеловой, юрский, триасовый и пермо-триасовый.

Термальные воды неогеновых отложений распространены в Илийской, Балхашской и Чуйской впадинах. Основная характеристика термальных вод этого комплекса иллюстрируется следующими данными (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика термальных вод неогеновых отложений

Впадина	Глубина залегания, м	Ожидаемый расход скважин, л/сек	Температура воды, °С	Минерализация, г/л	Преобладающий химический состав воды
Илийская	250—2900	5—20	20—100	До 3	Гидрокарбонатный натриевый и сульфатный натриевый
Балхашская	300—380	2—5	20—22	До 3	Сульфатный натриевый
Чуйская	250—600	10—20	20—35	До 1	Гидрокарбонатный натриевый

Термальные воды неогенового комплекса отличаются низкой минерализацией, сравнительно небольшой глубиной залегания и низкой температурой. В Илийской впадине более значительные глубины залегания и наиболее высокие температуры воды.

Термальные воды палеогеновых отложений развиты во всех впадинах и прогибах Казахстана (табл. 2).

Таблица 2

Характеристика термальных вод палеогенового водоносного комплекса

Впадина	Глубина залегания, м	Ожидаемый расход, л/сек	Температура воды, °С	Минерализация, г/л	Преобладающий химический состав воды
Зайсанская	300—1500	до 4	20—48	до 10	Сульфатно-хлоридный натриевый
Алакульская	250—1000	до 5	20—50	до 3	Гидрокарбонатный кальциево-натриевый
Балхашская	300—750	до 5	20—30	до 3	Сульфатный натриевый
Илийская	450—3500	до 10	20—110	10—54	Смешанный
Чуйская	250—900	до 10	20—55	до 3	Сульфатный натриевый
Прииртышская	200—600	до 5	20—35	1—10	Смешанный
Тургайский прогиб	250—550	1—3	20—30	1—35	Смешанный
Присырдарьинская	200—1500	5—10	20—70	0,5—30	Смешанный
Прикаспийская	300—1700	0,1—10	20—60	до 50	Хлоридный натриевый
Устюртская	200—500	до 5	20—30	10—30	Хлоридный натриевый
Южномангышлакская	150—600	до 3	20—35	3—35	Пестрый

Термальные воды палеогеновых отложений в большинстве впадин характеризуются сравнительно невысокими температурами, небольшими расходами скважин и сравнительно высокой минерализацией. Обращают на себя внимание высокие температуры подземных вод в Илийской и Присырдарьинской впадинах. Воды почти всюду напорны, и скважины самоизливают воду.

Термальные воды верхнемеловых отложений распространены во всех впадинах и прогибах, за исключением Алакульской и Зайсанской. Основные данные о термальных водах этого комплекса приводятся в табл. 3.

Термальные воды верхнемеловых отложений почти всюду пресные или

Таблица 3

Характеристика термальных вод верхнемеловых отложений

Впадина	Глубина залегания, м	Ожидаемый расход, л/сек	Температура воды, °С	Минерализация, г/л	Преобладающий химический состав воды
Балхашская	300—950	до 5	20—40	до 3	Сульфатно-хлоридный натриевый
Илийская	250—3800	20—100	20—130	до 1,5	Хлоридно-сульфатный натриевый
Чуйская	300—1350	2—120	20—70	до 1	Смешанный
Прииртышская	200—800	5—10	20—60	0,5—10	Различного состава от гидрокарбонатного до хлоридного натриевого
Тургайский прогиб	250—1000	1—5	20—45	3—20	Хлоридный натриевый
Северное Приаралье	200—500	5—30	20—30	1—10	То же
Присырдарьинская	200—2250	5—60	20—100	1—5	От гидрокарбонатносульфатного до хлоридного натриевого
Прикаспийская	500—1900	1—15	20—70	5—20	Хлоридный натриевый
Устюртская	200—2800	3—25	20—110	10—100	То же
Южномангышлакская	200—2400	2—40	20—115	5—35	» »

слабосоленоватые, за исключением западноказахстанских впадин. Они обладают высокой температурой и дебитами. Благодаря высоким напорам скважины почти всюду фонтанируют.

Термальные воды нижнемеловых отложений установлены в Присырдарьинской, Прииртышской, Прикаспийской впадинах, Тургайском прогибе и в Северном Приаралье (табл. 4).

Таблица 4

Характеристика термальных вод нижнемеловых отложений

Впадина	Глубина залегания, м	Ожидаемый расход, л/сек	Температура воды, °С	Минерализация, г/л	Преобладающий химический состав воды
Присырдарьинская	600—2700	5—40	25—90	0,5—10	Сульфатно-хлоридный натриевый
Прииртышская	250—450	10—20	20—75	0,5—10	Различного состава
Тургайский прогиб	250—1200	1—5	20—55	10—35	Хлоридный-натриевый
Северное Приаралье	200—1000	5—20	20—50	2—15	То же
Прикаспийская	20—2200	2—20	20—80	3—200	» »

Термальные воды нижнемеловых отложений в большинстве впадин (кроме Прикаспийской впадины и Тургайского прогиба) пресные, высокотемпературные с большой производительностью скважин. В Прикаспийской впадине и Тургайском прогибе высокотермальные воды сильно минерализованы.

Термальные воды юрских отложений распространены во всех впадинах, за исключением Зайсанской, Чуйской и Балхашской (табл. 5).

Таблица 5

Характеристика термальных вод юрских отложений

Впадина	Глубина залегания, м	Ожидаемый расход, л/сек	Температура воды, °С	Минерализация, г/л	Преобладающий химический состав воды
Алакульская	250—1400	1—5	20—55	до 1	Гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридный натриевый
Илийская	450—4000	20—40	20—150	до 1	Хлоридный натриевый
Прииртышская	1100—1550	1—5	65—80	до 10	То же
Тургайский прогиб	600—1600	1—5	45—75	10—35	» »
Северное Приаралье	600—1100	1—5	30—50	10—15	» »
Присырдарьинская	1250—3250	10—30	70—110	2—10	» »
Прикаспийская	500—2800	1—5	20—80	10—200	» »
Устюртская	200—4000	3—10	20—160	5—200	» »
Южномангышлакская	200—4000	До 15	20—150	10—150	» »

Термальные воды юрских отложений в большинстве впадин залегают на значительных глубинах, имеют высокую минерализацию (Западный Казахстан) и небольшую водоотдачу. Только в Илийской и Присырдарьинской впадинах они обладают высокой температурой, слабой минерализацией, а дебиты скважин достигают 30—40 л/сек. Скважины, вскрывающие эти воды, почти всюду фонтанируют или имеют значительный напор. В Алакульской впадине воды юрских отложений скважинами не вскрыты, и их характеристика дана по структурным особенностям, условиям питания и литологическому составу пород в обрамлении впа-

дины. Обращают на себя внимание соленые воды и рассолы среднеюрских отложений Южного Мангышлака, имеющие высокую температуру.

Триасовый водоносный комплекс термальных вод, вскрытый скважинами, развит в восточной части Илийской впадины. Глубина залегания его колеблется от 700 до 5000 м. Производительность скважин до 60 л/сек. Температура вод, в зависимости от глубины залегания, колеблется от 50 до 170° С. Общая минерализация не превышает 5 г/л. Химический состав воды сульфатно-хлоридный натриевый.

Пермо-триасовый водоносный комплекс слабо изучен только в Прикаспийской впадине. Основные данные, полученные по немногим скважинам, следующие: глубина залегания кровли водоносного комплекса от 500—600 до 2700 м, подошвы — 3600—4000 м и более в погруженной части впадины. Производительность скважин обычно не превышает 0,5 л/сек, но может достигать 3—5 л/сек. Температура воды в зависимости от глубины вскрытия достигает 20—120° С. Общая минерализация от 15 до 300 и реже до 456 г/л, состав хлоридный натриевый.

Исходя из приведенных данных, в Казахстане выделяют восемь артезианских бассейнов с наличием высокотемпературных подземных вод (50—100° С), которые найдут широкое применение во многих отраслях народного хозяйства; Прииртышский, Зайсанский, Илийский, Чуйский, Присырдарьинский, Прикаспийский, а также Тургайский и Южномангышлакский. В первых пяти из них наиболее перспективные для использования горизонты термальных вод заключены в меловых, отчасти в неоген-палеогеновых и реже юрских отложениях. Здесь термальные воды наиболее высокого теплового потенциала, с большими напорами воды над устьем скважины, имеющих значительную производительность, а также наименьшую минерализацию и азотный газовый состав. В Прикаспийской и Южномангышлакской впадинах и Тургайском прогибе наиболее перспективны для использования меловые, палеоген-неогеновые и среднеюрские отложения, в которых воды обладают большими напорами, и скважины часто самоизливают воду на поверхность земли. Здесь минерализация воды высокая (от 3 до 35 г/л и более), газовый состав азотно-метановый и метановый, с большим количеством сероводорода.

В настоящее время в ряде хозяйств Южного Казахстана высокотермальные воды уже нашли практическое применение для отопления, горячего водоснабжения и обогрева парниково-тепличных хозяйств. В частности, термальные воды используются в совхозе Капланбек для отопления, горячего водоснабжения и обогрева парниково-тепличного хозяйства; в колхозе Карла Маркса для отопления зданий и обогрева теплиц; в совхозе Ленинском для крупного теплично-парникового хозяйства и др.

РЕСУРСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД СРЕДНЕЙ АЗИИ, СХЕМА ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ПУТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Б. А. БЕДЕР

Среднеазиатский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья

В Средней Азии последнее десятилетие характеризуется значительной активизацией в изучении геотермальных вод.

Территория среднеазиатских республик располагает благоприятными условиями для формирования геотермальных вод, а именно: а) наличием

многочисленных крупных синклиналичных структур, заключающих артезианские бассейны; б) значительными мощностями осадочного чехла артезианских бассейнов и перемежающимися в их разрезе водоносными и водоупорными пластами; в) расположением областей питания водоносных горизонтов артезианских бассейнов нередко на больших высотных отметках со значительными величинами атмосферных осадков и хорошими условиями питания подземных напорных вод; г) глубокой циркуляцией артезианских вод, благоприятствующей прогреву их, а также наличием в ряде артезианских бассейнов глубинных водовыводящих дизъюнктивных нарушений, по которым высокотермальные напорные воды с больших глубин (в том числе из палеозойского основания) поднимаются в вышележащие водоносные горизонты; д) существенной разностью гипсометрических отметок областей питания и разгрузки, обеспечивающей значительные напоры и расходы артезианских самоизливающихся геотермальных вод; е) разнообразием минерализации геотермальных вод и содержании различных микроэлементов и газов в этих водах, что определяет различные аспекты использования геотермальных вод: в бальнеологии, как химическое сырье, для промышленного розлива, как источник тепла, как поисковый критерий на рудные и нерудные полезные ископаемые и, наконец, как возможный прогнозный показатель ожидаемых землетрясений по поведению радона в геотермальных водах.

Общая гидрогеологическая характеристика геотермальных вод Средней Азии и ее отдельных артезианских бассейнов дана в ряде работ, опубликованных за последние годы, в том числе в Трудах I и II Всесоюзных совещаний по геотермическим исследованиям в СССР, в сводках и обобщениях Лаборатории геотермии Геологического института АН СССР и в различных республиканских изданиях. Подсчитанные прогнозные ориентировочные ресурсы термальных вод среднеазиатских артезианских бассейнов представляются в величинах, приведенных в таблице. Кроме того, прогнозные суммарные ресурсы термальных вод среднеазиатских гидротермальных зон горно-складчатых областей (гидрогеологических массивов) — Копетдагской, Гиссарской, Алайской, Алатауской, Памирских (рисунок) — определяются величинами 25—35 тыс. м³/сутки (300—400 л/сек). Это преимущественно трещинные воды, приуроченные к крупным — региональным зонам разломов в породах палеозоя. Преобладающие температуры этих терм 40—75° С.

Однако экономическая нецелесообразность широкого использования геотермальных вод Средней Азии в качестве источника тепла вовсе не снижает большой народнохозяйственной их ценности. Воды многих месторождений могут служить комплексным полезным ископаемым: гидроминеральной базой для бальнеологических учреждений, для промышленного розлива минеральных столовых и лечебных вод, как минеральные промышленные воды.

Интересно примерное сравнение ценности 1 м³ ташкентской термоминеральной воды в различных видах ее использования. Если принять при существующих оптимальных расценках эффективную ценность 1 м³ термальной воды при использовании ее как источника тепла за единицу, то при использовании 1 м³ воды для ванн эта величина возрастает до 10—12, а при розливе того же 1 м³ в качестве минеральной столовой воды эффективная ценность достигает 100.

На базе ташкентских минеральных вод (Приташкентский артезианский бассейн) уже функционируют около десяти бальнеологических санаториев, стационаров, а также завод розлива ташкентской минеральной воды. Подсчитанные же запасы термальных вод всего для небольшой части Приташкентского артезианского бассейна выражаются в 5130 м³/сутки и позволяют более чем в 10 раз увеличить количество ванн в бальнеологических лечебницах и в 8—10 раз повысить мощность

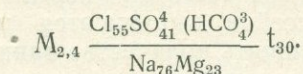
Прогнозные ориентировочные ресурсы геотермальных вод артезианских бассейнов Средней Азии

Бассейн или группа бассейнов	Наиболее перспективные водоносные комплексы	Преобладающие температуры воды, °С	Прогнозные ресурсы, м ³ /сутки
Ферганский	N (бактрийский и массагетский ярусы); Pg; Cг; I (?); трещинные воды Pz фундамента	30—80	55,000
Приташкентский	Cг; I (?); трещинные воды Pz фундамента	35—70	40,000
Группа Кызыл-умских и Устюртских	Cг; I (?); воды Pz фундамента	25—55	140,000
Группа Южно-Таджикских (Сурхандарьинский, Байсун-Сайробский, Душанбинский, Қафирниганский, Вахшский, Кулябский)	Pg; Cг; I; воды Pz фундамента	30—75	45,000
Зерафшанский, Қашқадарьинский и Дехканабадский	Pg; Cг; I; подъяюрские и воды Pz фундамента	28—90	50,000
Западно-Туркменский, Прикопетадский, Қарақумский и Қарабогаз-Мангышлакский	N; Pg; Cг; I	20—100	110,000
Группа Северо-Тяньшаньских (Чуйский, Алабуга-Нарынский, Аксайский, Қокомеренский, Тогуз-Тороуский, Терс-Таласский, Атбашинский и др.).	N; Pg; Cг; I; воды Pz фундамента	25—95	35,000

завода розлива или построить новые, тем более, что потребность в ташкентской минеральной столовой воде как в республике, так и за ее пределами, особенно в жаркий период года (V—X), исключительно велика, и продукция существующего завода розлива далеко не удовлетворяет этим нуждам. Даже если значительно увеличить потребление ташкентской термоминеральной воды, останется еще большой резерв ее запасов, который может быть направлен на различные бытовые нужды (плавательные бассейны, душевые, обогрев парников, теплиц и др.).

На бальнеологическом курорте Чартак (Ферганский артезианский бассейн) выявлены и эксплуатируются в качестве лечебных термоминеральные самоизливающиеся воды двух резко различных водоносных комплексов неогена: бактрийского (в отложениях пресных водных потоков аллювиально-пролювиального генезиса с хорошими условиями циркуляции и разгрузки) и массагетского (в отложениях внутриконтинентального солонowodного бассейна с весьма затрудненными условиями водообмена).

Вода бактрийского яруса неогена (скв. 32), глубина 500 м.



Вода массагетского яруса неогена (скв. 2), интервал 1200—2000 м

$$J_{0,026}Br_{0,016}M_{59} \frac{Cl_{99}}{Na_{54}Ca_{33}(Mg_{13})} t_{46}^{\circ}$$

Термальная вода из бактрия (скв. 32) используется лишь на 15—20% от общего расхода скважины (30 л/сек), а количество термальной йодо-бромной воды из отложений массагета может быть удвоено за счет рационального использования расходов существующих скважин и бурения новых.

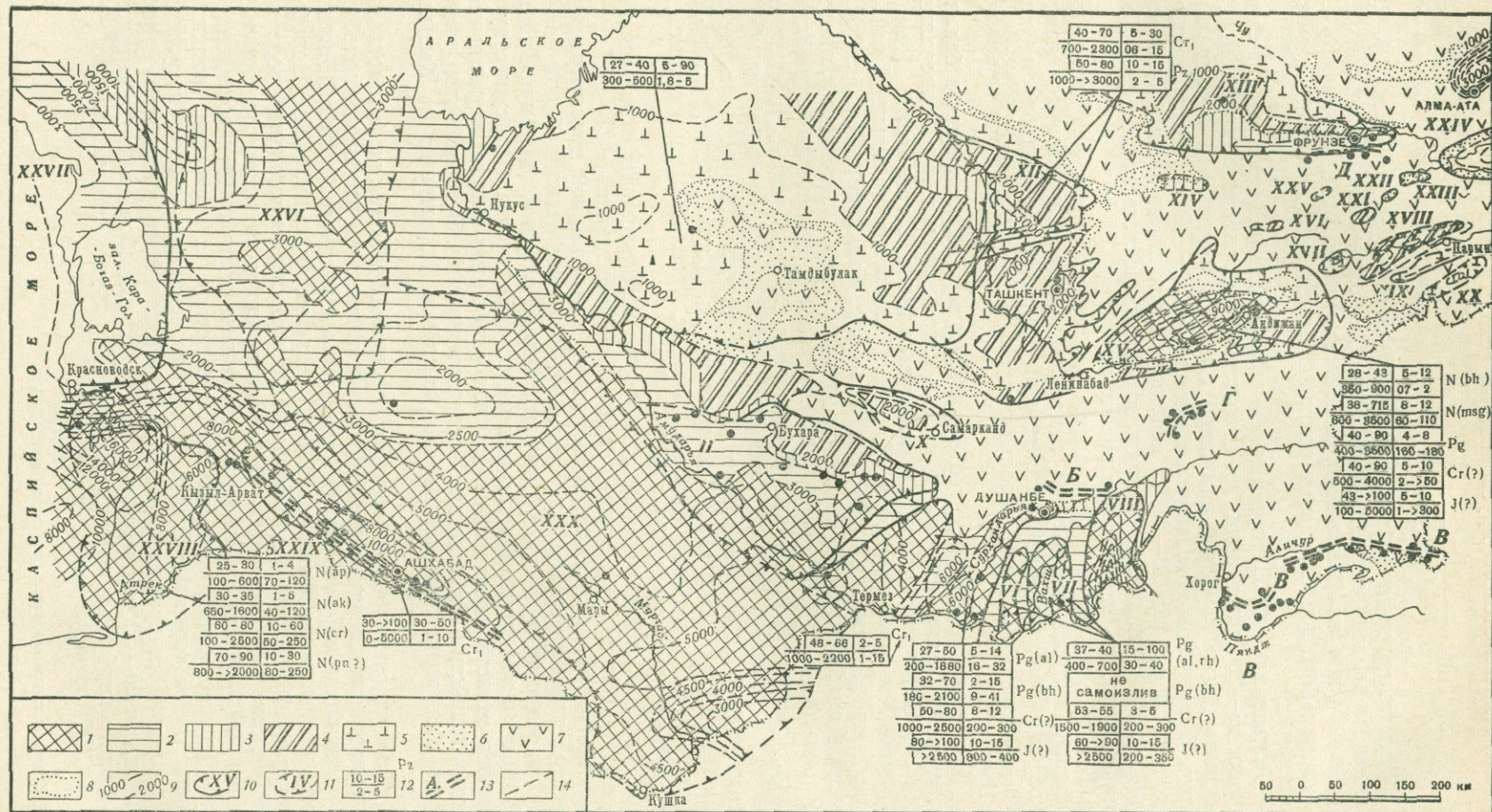
Термальная (43°С) пресная (0,7 г/л) самоизливающаяся с дебитом около 15—20 л/сек вода из отложений бактрийского яруса неогена вскрыта также глубокой скважиной близ ст. Ванновская (центральная часть Ферганской котловины) в интервале 700—800 м. Вода скважины лишь частично (на 20—25%) используется местной бальнеологической лечебницей «Кызылтепе» и заводом розлива. И лечебница и завод розлива могут быть значительно расширены.

В 1966 г. в районе г. Намангана (северная окраина Ферганской котловины) вскрыта термальная самоизливающаяся аналогичная чартакской йодо-бромная вода (массагетский ярус неогена) с дебитом около 800—900 м³/сутки. Вода используется в бальнеологической лечебнице г. Намангана.

Кроме названных выше геотермальных вод, используются в бальнеологических целях или ждут своего использования термоминеральные воды более 40 месторождений различных типов, в том числе: Чимион, Гуртепе, Капчигай, Андижан, Коканд, Палванташ, Учкызыл, Джайранхана и др. (Узбекская ССР); Джелал-Абад, Чангырташ-Текебель, Майлисай, Карабалты и Фрунзе (воды глубоких скважин), Джергалан и др. (Киргизская ССР); Шаамбары, Кызылтумшук, Кичикбель, Хаватаг, Ханака, Пушион, Лючоб и др. (Таджикская ССР); Арчман, Челекен, Ашхабад (Берзенги), Фирюза, Бахарден, Гяурс и др. (Туркменская ССР). Практически интересны также термальные воды гидротермальных зон Средней Азии: Обигарм, Ходжа-Обигарм, Гарм-Чашма, Иссык-Ата, Джетьюгуз, Аксу, Алтын-Арасан, Кызылсу, Арасан-Булак и многие другие с температурами до 80—95°С.

Достойна упоминания еще одна форма использования субтермальных и термальных вод. Глубинные слегка минерализованные (2—5 г/л) воды многих сотен скважин, пробуренных на обширной территории Кызылкумского артезианского бассейна, с суммарным дебитом в несколько десятков тысяч кубических метров в сутки (преимущественно из мела и зон разломов палеозойского фундамента) по существу являются единственным источником водоснабжения важной отрасли сельского хозяйства Узбекистана — каракулеводства. Эти же воды используют для водоснабжения и мелкооазисного орошения в Кызылкумах.

Следует остановиться на таком важном вопросе как возможность прогнозирования ожидаемых сейсмических толчков на основании колебаний в содержании термальных вод даже малых количеств радона. Ташкентские геофизики (Мавашев, 1967; Мавашев, Уломов, 1967; Воробьев, Закиров, 1968), наблюдая за поведением радона в термальной воде при ташкентского артезианского бассейна в период ташкентского землетрясения 1966—1967 гг., установили, что подземным толчком в зоне эпицентра предшествовало аномальное повышение содержания радона в ташкентской термальной воде, что дало основание высказать суждение о возможности прогнозирования землетрясений по росту концентрации радона за 20—50 часов до толчков. Необходим сбор данных о поведении радона в глубинных геотермальных водах других сейсмоактивных районов СССР и зарубежных стран.



27-40	5-90
700-2300	06-16
50-80	10-16
300-600	1,6-6

40-70	5-30
700-2300	06-16
50-80	10-16
1000-3000	2-5

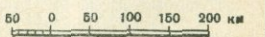
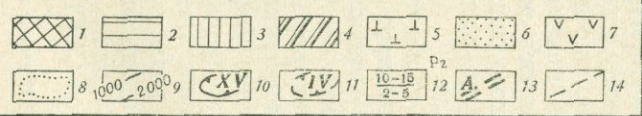
28-43	5-12	N (bh)
350-900	07-2	N (msg)
38-715	6-12	Pg
600-3800	60-110	Cr(?)
40-90	4-8	J(?)
400-9500	180-180	
40-90	5-10	
500-4000	2-30	
43-1000	5-10	
100-6000	1-900	

25-30	1-4	N(ap)
100-600	70-120	N(ak)
30-35	1-6	N(cr)
650-1600	40-120	N(рп?)
180-80	10-60	
100-2600	60-250	
70-90	10-30	
800-2000	80-250	

48-68	2-5	Cr1
1000-2200	1-15	

27-50	5-14	Pg(al)
200-1880	18-32	Pg(bh)
32-70	2-15	Cr(?)
190-2100	9-41	J(?)
150-80	8-12	
1000-2600	200-300	
80-100	10-16	
>2600	1800-400	

37-40	15-100	Pg(al, rh)
400-700	30-40	Pg(bh)
не	самозалив	Cr(?)
53-55	3-6	J(?)
1500-1900	200-300	
60-90	10-16	
>2600	200-350	



Средняя Азия обоснованно рассматривается как перспективная гидрогеохимическая провинция термоминеральных промышленных вод. Термальные воды этого региона представляют большую практическую ценность не только как бальнеологические ресурсы или как объекты промышленного розлива минеральных столовых вод, но и как ценное промышленное сырье для йодо-бромной и других отраслей химической промышленности. Такие воды обычно приурочены к зонам затрудненного водообмена артезианских, часто нефтегазоносных бассейнов. Здесь функционирует с 1934 г. Челекенский йодо-бромный завод и строится аналогичный Боядаг-Небитдагский (оба в Туркмении). В республиках Средней Азии имеется ряд перспективных месторождений термальных вод, содержащих промышленные запасы кондиционного гидроминерального сырья, ожидающих детальной разведки и последующего их промышленного использования: а) термальные, чаще самоизливающиеся йодоносные воды массагетского яруса неогена (а также пород палеогена и мезозойских отложений) Ферганского артезианского бассейна, вскрытые на значительной площади центральной части котловины; б) йодо-бромные воды палеогена, мела и юры артезианских бассейнов Южно-Таджикской депрессии; в) йодо-бромные рассолы верхней и средней юры и подъюрской толщи Кашкадарьинского и Дехканабадского артезианских бассейнов; г) йодо-бромные воды неогена Западно-Туркменского артезианского бассейна. Ресурсы термальных промышленных йодо-бромных вод Средней Азии могут существенно расширить гидроминеральную базу химической промышленности нашей страны.

Несколько слов о гидроминеральном промышленном сырье. В Средней Азии в глубинных подземных водах (глубже 4—4,5 км) отмечается резкое уменьшение содержания йода почти до его исчезновения под воздействием высоких температур и давлений. Это обуславливается геохимическими особенностями йода — его исключительно высокой подвижностью и летучестью. На сохранение йода в подземных водах влияет также степень гидрогеологической закрытости структуры. Закрытые структуры более благоприятны для сохранения и накопления йода. В отличие от йода содержание брома, бора, лития, стронция в подзем-

Карта-схема распространения термальных вод Средней Азии.

Составил Б. А. Бедер при участии П. Д. Грудского

П л о щ а д и:

1 — с температурой на кровле палеозойского фундамента более 100° С;

2 — то же, от 80 до 100°;

3 — то же, от 60 до 80° С;

4 — то же, от 40 до 60°;

5 — то же, от 30 до 40°;

6 — то же, от 20 до 30°;

7 — то же, менее 20° (площади с выходами пород палеозоя на дневную поверхность или неглубоким их залеганием);

8 — границы выделенных площадей;

9 — изогипсы кровли палеозойского фундамента

Артезианские бассейны:

10 — выявленные границы бассейна;

11 — предполагаемые границы бассейна,

1—XXX — порядковые номера артезианских бассейнов: — I — группа Кызылкумских, II — Кашкадарьинский, III — Дехканабадский, IV — Байсун-Сайробский, V — Сурхандарьинский, VI — Кафирниганский, VII — Вахшский, VIII — Кулябский, IX — Душанбинский, X — Зерафшанский, XI — Приташкентский, XII — Чимкентский, XIII — Чуйский, XIV — Терс-Таласский, XV —

Ферганский, XVI — Кетмень-Тюбинский, XVII — Тогузторуский, XVIII — Алабуга-Нарынский, XIX — Атбашинский, XX — Аксайский, XXI — Кокмеренский, XXII — Джумгольский, XXIII — Кочкорский, XXIV — Иссык-Кульский, XXV — Самырский, XXVI — группа Устюртских, XXVII — Карабогаз-Мангышлакский, XXVIII — Западно-Туркменский, XXIX — Прикопетдагский, XXX — Каракумский

Колонки-светофоры к артезианским бассейнам (на глубину):

12 — в числителе справа — дебиты скважин при самоизливе, л/сек, в числителе слева — температура воды на поверхности, в знаменателе справа — величина общей минерализации воды, г/л, в знаменателе слева — глубина залегания кровли водоносного горизонта, м. Справа у колонки — светофора индекс геологического возраста водовмещающего горизонта;

13 — региональные гидротермальные зоны: А — Копетдагская; Б — Южно-Гиссарская; В — Памирские; Г — Алайская; Д — Алатауская;

14 — тектонические нарушения (крупные)

ных водах с глубиной (свыше 3,5—4,5 км) не только не уменьшается, но нередко увеличивается, особенно при увеличении общей минерализации.

Рациональное комплексное использование термальных вод в Средней Азии может дать значительный экономический эффект и будет иметь большое народнохозяйственное значение.

Литература

- Воробьев Е. Л., Закиров Д. М.* К методике измерения содержания радона в Ташкентской минеральной воде с целью прогнозирования землетрясения.— *Узб. геол. журнал*, 1968, № 5.
- Мавашев Б. З.* Аномалии радиоактивности Ташкентской минеральной воды в 1965—1966 гг.— *Докл. АН Узб. ССР*, 1967, № 5.
- Уломов В. И., Мавашев Б. З.* О предвестнике сильного тектонического землетрясения.— *Докл. АН СССР*, 1967, № 2.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КИРГИЗИИ, ИХ РЕСУРСЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

А. В. БЕЛЕВ, П. Г. ГРИГОРЕНКО, Е. И. ЛАГУТИН

Институт геологии АН Кирг.ССР, Фрунзенский политехнический институт

Закономерности формирования и пространственного распределения подземных вод Киргизии обусловлены главным образом особенностями структурных форм, созданных альпийскими и в особенности новейшими тектоническими движениями.

Выделяются два типа гидрогеологических структур (Григоренко, 1966): гидрогеологические массивы, отвечающие в рельефе новейшим складчато-глыбовым поднятиям (хребтам), в пределах которых нижний этаж выходит на поверхность, и артезианские бассейны, приуроченные к складчато-глыбовым прогибам (межгорным впадинам). Артезианские бассейны имеют сложное трехэтажное строение, нижний этаж служит фундаментом бассейнов.

Термальные воды развиты как в пределах гидрогеологических массивов, так и артезианских бассейнов. В первом случае они проявляют себя в виде довольно многочисленных источников, связанных с зонами альпийских разломов или более древних, но подновленных новейшими тектоническими движениями. Воды эти обычно трещинно-жильные. Источники, как правило, выходят в пониженных частях глубоких горных речных долин и ущелий.

Термальные воды артезианских бассейнов локализуются в наиболее погруженных их частях.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТРЕЩИННО-ЖИЛЬНОГО ТИПА

Некоторые из месторождений данного типа в настоящее время эксплуатируются на курортах Иссык-Ата, Жетыюгуз, Аксу.

Месторождение Иссык-Ата расположено на северном склоне Киргизского хребта и приурочено к субширотному Шукурторскому региональному тектоническому разлому, секущему метаморфические сланцы и песчаники нижнего ордовика, а также контактирующие с ними грани-

гоиды верхнего ордовика. Температура воды 49—55°С. В табл. 1 приводятся основные характеристики термальных вод, выведенных на поверхность разведочными и действующими скважинами, эксплуатирующимися в настоящее время.

Таблица 1

Характеристика термальных вод месторождения Иссык-Ата

Скважина	Дебит при изливле, л/сек	Напор при изливле, м	Температура, °С	Бром	Фтор	Кремнекислота	Химический состав
				мг/л			
1	3,0	0	54	0,85	7,0	42	$M_{0,27} \frac{SO_{42}^4 Cl_{25} HCO_{22}^3 F_{11}}{(Na+K)_{85} Ca_{13} Mg_2}$ рН 8,6
2	1,09	0,8	55	0,80	7,0	44	$M_{0,27} \frac{SO_{43}^4 Cl_{20} HCO_{20}^3 F_{11}}{(Na+K)_{84} Ca_{14} Mg_2}$ рН 8,9
3	3,0	3	53	1,4	7,5	52	$M_{0,27} \frac{SO_{41}^4 Cl_{28} HCO_{21}^3 F_{12}}{(Na+K)_{80} Ca_{18} Mg_2}$ рН 8,5
4-к	0,0	0,8	57	1,7	7,0	53	$M_{0,27} \frac{SO_{42}^4 Cl_{28} HCO_{20}^3 F_{12}}{(Na+K)_{82} Ca_{18}}$ рН 8,5
6-к	9,0	11	51	0,67	6,5	44	$M_{0,25} \frac{SO_{42}^4 Cl_{28} HCO_{20}^3 F_{10}}{(Na+K)_{76} Ca_{21} Mg_3}$ рН 8,6
7	3,2	1,2	49	0,85	5,8	44	$M_{0,25} \frac{SO_{48}^4 Cl_{18} HCO_{24}^3 F_{10}}{(Na+K)_{76} Ca_{22} Mg_2}$ рН 8,2

Термальные воды по составу пресные хлоридно-сульфатные натриевые используются для бальнеологических процедур и отопления жилых зданий и лечебных корпусов курорта. В газовом составе вод преобладает азот атмосферного происхождения (до 98%). Выходы термальных вод приурочены к правому борту долины Иссык-Ата, в месте пересечения широтного Шукурторского и субмеридионального Иссык-Атинского разломов; последний прослеживается в правом борту долины реки.

Некоторыми исследователями (Овчинников, 1964) выходы термальных вод и их формирование связывалось с субмеридиональным тектоническим нарушением. В целях выяснения условий распространения термальных вод, по простиранию субмеридионального разлома, соответственно в 3 и 5 км к северу от курорта были пробурены две скважины, которыми непосредственно из зоны дробления разлома выведены холодные пресные воды обычного гидрокарбонатного натриево-кальциевого состава, являющиеся для гидрогеологических массивов Тянь-Шаня фоновыми.

Складывается представление, что субмеридиональный разлом (Иссык-Атинский) закольматирован, заполнен дробленным материалом и соединениями, перешедшими в осадок при движении воды вверх по разлому.

Формирование термальных вод связано с Шукурторским разломом, который прослеживается по направлению, текущему рельефу в пределах абсолютных отметок 1700—3500 м. Таким образом создается перепад высот, обеспечивающий проникновение воды на большую глубину, ее прогрев и дренаж в глубоком эрозионном врезе.

Зона Шукурторского разлома охарактеризована скважинами 1,2,3-к, 6-к и 7. Во время проходки скважин, при пересечении указанной зоны,

фиксируются нарастание трещиноватости с глубиной и увеличение производительности скважин. Интервалы интенсивной трещиноватости устанавливаются на глубинах 100—157 м (скв. 3-к, 6-к). Ниже этого интервала прироста дебитов не происходит. Однако и в указанном интервале зона нарушения характеризуется чередованием участков пород повышенной трещиноватости с участками монолитных или слабо трещиноватых практически безводных пород.

Формирование химического состава терм происходит вследствие выщелачивания алюмосиликатов, содержащих хлориды натрия, и вступления последних в реакцию с углекислотой. Образующиеся соединения щелочных металлов гидролизуются с переходом в раствор кремнекислоты. Кислота слабая, поэтому при диссоциации концентрации водородных ионов уступает концентрации гидроксильных групп и вода приобретает щелочную реакцию.

Высокая температура обуславливает высокую растворимость силикатов и присутствие в воде больших количеств кремнекислоты. Содержащийся в воде кислород окисляет рассеянный в породах пирит, образуя свободную H_2SO_4 , которая вытесняет из раствора карбонаты, формируя сульфаты натрия.

По мере движения воды в глубинные зоны окислительная обстановка сменяется восстановительной, при этом сера восстанавливается до HS^- . При разгрузке терм происходит окисление, однако наличие в воде небольших количеств HS^- (3—4 мг/л), указывает на формирование терм в условиях переходной гидрохимической обстановки.

В процессе циркуляции вод в гранодиоритах и кристаллических сланцах происходит обогащение их фтором и совсем незначительно 0,03—0,8 мг/л) молибденом, алюминием, кремнием, стронцием, которые выщелачиваются из горных пород.

Термальные воды месторождения Иссык-Ата характеризуются избыточными напорами, устанавливающимися выше поверхности земли на 12—24 м; питание их происходит в основном за счет атмосферных осадков, выпадающих в приосевой части Киргизского хребта, на участке пересечения его Шукуртурским разломом.

Суммарная производительность самоизливающихся скважин 28 л/сек. По данным наблюдений, в зимний период отмечаются уменьшение дебитов скважин, содержания кремнекислоты и некоторое падение температур (на 1—2°С). Изменчивость производительности водозабора свидетельствует о тесной связи трещинно-жилных термальных вод с атмосферными осадками, таянием снежников и ледников. Уменьшение содержания в воде кремнекислоты при незначительных изменениях температур может быть объяснено более интенсивным поступлением в весенне-летний период атмосферной углекислоты и тем самым более интенсивным в этот период выщелачиванием силикатов и насыщением воды кремнекислотой.

Стационарными наблюдениями фиксируется замедление в наступлении максимумов расходов источников и скважин на 4—6 месяцев после выпадения максимального количества осадков. При максимуме осадков в мае-июне максимум расходов скважин наступает в августе-сентябре.

Обращает на себя внимание общее изменение гидравлических условий с момента начала эксплуатации скважин: за 10 лет эксплуатации пьезометрические уровни снизились в среднем на 2—5 м.

Месторождение Джетыгуз расположено на северном склоне хребта Терской-Алатау, обрамляющим с юга Иссык-Кульскую котловину. Джетыгузские высоко минерализованные термы поступают из глубоких зон фундамента Иссык-Кульского артезианского бассейна. Эти воды подтягиваются к очагам разгрузки по трещиноватой зоне, развитой в толще известняков карбона (Васильева, 1961). Наличие в отложениях карбона

каменной соли обуславливает их хлоридный кальциево-натриевый состав и высокую минерализацию. При разгрузке термальных вод по тектоническому нарушению, развитому параллельно долине р. Джетыогуз, происходит смешение высокоминерализованных вод с грунтовыми водами, разбавление и обогащение их кальцием вследствие катионного обмена. Высокий хлор-бромный коэффициент (до 1000) подтверждает связь терм с соленосными толщами карбона.

Обогащение терм радоном связано с процессами выщелачивания из гранитоидов палеозоя, подстилающих отложения карбона, радия. При смешении вод происходит выпадение карбонатов кальция с адсорбированным радием в непосредственной близости от очагов разгрузки — в верхних частях известняков карбона и в аллювии. При распаде радия образуется его эманация—радон, который насыщает термы.

Максимальное содержание радона наблюдается в скважинах, каптирующих термы в области смешения вод, где доступ радона из эманлирующих коллекторов наиболее доступен (скв. 1). В скв. 15, выводящей термальные воды из трещиноватой зоны гранитоидов, содержание радона имеет средние величины (100—200 ед. Махе), что, видимо, объясняется «одноразовым» поступлением радия и частичным распадом его в термах, без дополнительного насыщения эманлирующих коллекторов. Эти воды слабо минерализованные, с содержанием сульфатов до 26%.

Скважины, каптирующие воду в известняках карбона в некоторой отдаленности от очагов разгрузки (скв. 6), выводят термы с незначительным содержанием радона (20—31 ед. Махе). Объясняется это, видимо, недостаточной большой диффузией радона из радиеносных пород и отсутствием поступления его из эманлирующих коллекторов. Имеет место и диффузионная миграция радона в отложения карбона. В то же время термальные воды этих скважин имеют высокую минерализацию и хлоридный кальциево-натриевый состав (табл. 2).

Таблица 2

Характеристика термальных вод месторождения Джетыогуз

Скважина	Дебит при излияе, л/сек	Температура, °С	Радон, ед. Махе	Йод	Бром	Кремнекислота	Химический состав
				мг/л			
1-к	2,4	39	400	2,1	4,2	23	$M_{12,12} \frac{Cl_{95}SO_5^4}{(Na+K)_{50}Ca_{49}}$ pH 7,5
5	0,06	23,0	100	—	1,6	23	$M_{4,14} \frac{Cl_{85}SO_{14}^4}{Ca_{51}(Na+K)_{47}}$ pH 7,4
6	2,4	38	25	—	4,09	32,5	$M_{11,3} \frac{Cl_{94}SO_6^4}{Ca_{49}(Na+K)_{49}}$ pH 7,5
15	1,07	24	150	—	0,48	32,5	$M_{0,9} \frac{Cl_{66}SO_{26}^4}{(Na+K)_{50}Ca_{46}}$ pH 7,7

Ресурсы термальных вод месторождения, как показали работы последних лет, ограничены и определяются величинами, приведенными в табл. 2.

В составе микрокомпонентов термальных вод присутствуют элементы: медь, никель, свинец, цинк, алюминий и др. Величины их составляют десятые и сотые доли миллиграмма. Исключение составляет

содержание фтора в водах трещиноватых зон гранитоидов, где его содержание достигает 2 мг/л (скв. 15). В термальных водах содержатся органические вещества типа гуминов, фенолов, битумов, жирных кислот, углерода в незначительных количествах.

В режиме термальных вод наблюдается зависимость дебитов и температуры от времен года. Наиболее четко реагируют скважины, расположенные в непосредственной близости от очагов разгрузки. В летний период дебиты скважин увеличиваются до 1—1,2 л/сек.

В зависимости от увеличения дебитов, вследствие интенсивности потока пресных холодных вод в весенне-летний период, наблюдаются падение температуры на 1—1,5°С и уменьшение содержания радона. Величина колебания радона в скв. 1 достигает 150 ед. Махе. Испытывает колебания и минерализация; она уменьшается в летний период. Начиная с ноября, этот процесс направлен в обратную сторону.

Термальные воды используются для приема ванн и в качестве лечебно-питьевых вод.

Месторождение Аксу расположено на северном склоне хребта Терской-Алатау. Приурочено оно к региональному Аксуйскому разлому.

Механизм формирования химического и газового составов аналогичен азотным термам Иссык-Ата, описанным выше. В настоящее время термальные воды месторождения выводятся тремя скважинами. Суммарная производительность водозабора при самоизливе составляет 18 л/сек. Состав вод хлоридно-сульфатный натриевый, минерализация не превышает 0,4 г/л, температура 56—57°С. Содержание кремниевой кислоты 50—53 мг/л, фтора 10—13 мг/л, кроме этого, отмечаются незначительные содержания микрокомпонентов, брома, молибдена и др. Газовый состав на 98% представлен азотом.

Используются воды для бальнеологических процедур, теплофикации лечебных корпусов и жилых зданий санатория.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ТИПА

Джалал-Абадские термальные воды приурочены к юго-западному склону Ферганского хребта, связаны с зоной тектонического нарушения, развитого в палеозое и прослеживающегося в верхнеюрских отложениях Джалал-Абадской антиклинали.

В табл. 3 приводятся основные характеристики термальных вод скважин, эксплуатирующихся в настоящее время.

Таблица 3

Характеристика термальных вод Джалал-Абада

Скважина	Дебит при изливе, л/сек	Температура, °С	Бром	Фтор	Кремнекислота	Химический состав
1-к	9,0	43,5	2,4	10	40	$M_{1,5} \frac{SO_{55}^4 HCO_{24}^3 Cl_{21}}{(Na+K)_{50} Ca_{36} Mg_{14}}$ pH 7
3-к	3,26	39,2	1,5	7,5	35	$M_{1,3} \frac{SO_{54}^4 HCO_{28}^3 Cl_{18}}{Ca_{48} (N+K)_{32} Mg_{20}}$ pH 7
4-к	3,76	29	1,7	5,7	35	$M_{1,24} \frac{SO_{37}^4 HCO_{32}^3 Cl_{31}}{Ca_{98} (Na+K)_{37} Mg_{25}}$ pH 7
6-к	4,83	32,6	1,5	6,5	35	$M_{1,2} \frac{SO_{43}^4 HCO_{30}^3 Cl_{27}}{Ca_{43} (Na+K)_{37} Mg_{20}}$ pH 7

В воде в незначительных количествах содержатся (в мг/л): железо 0,32, титан 0,03, водород 0,2, алюминий 0,36 и следы других.

Выходы термальных вод приурочены, вероятно, к зоне тектонического нарушения, развитого в верхнеюрских отложениях. Формирование термальных вод связано с наличием в палеозойских отложениях тектонического разрывного нарушения. Атмосферные осадки из области питания погружаются вместе с породами палеозоя по тектоническому разлому на значительные глубины, за счет геотермического нагрева приобретают значительные температуры. Вода, взаимодействуя с породами палеозоя (сланцы, известняки), которые сильно метаморфизованы, обогащается кремнекислотой, сульфатами и солями натрия и кальция. Так как породы состоят из малорастворимых минералов, то на этом этапе формирования образуются азотные термы трещинно-жильного типа.

Однако, разгружаясь в районе Джалал-Абадской антиклинали в вышележащие выдержанные слои гравелитов, песчаников и алевролитов юры, термальные воды растекаются, приобретая характер пластовых.

Основной водоносный горизонт вскрыт всеми скважинами на глубинах 105—158 м. Он протягивается вдоль предполагаемого тектонического нарушения. Кровля водоносного горизонта сложена глинами, что благоприятствует созданию напоров (до 13 м выше поверхности земли). В области разгрузки воды смешиваются с грунтовыми водами юрских отложений. Вследствие некоторой засоленности отложений юры грунтовые воды имеют повышенную минерализацию (1,7—5 г/л), обогащены сульфатами и хлоридами, т. е. состав мало отличается от поступающих термальных вод палеозоя. Происходит процесс смешения вод с дополнительным насыщением сульфатами, хлоридами и гидрокарбонатами, кальцием и натрием. Процесс смешения приводит к образованию терм с минерализацией 1,3—1,5 г/л. При этом в скважинах, удаленных от термоподводящей зоны, температура вод понижается. Гидрохимический режим месторождения постоянный.

Совершенно отличного генезиса и состава термальные воды на месторождении Джалал-Абад вывела из меловых отложений скв. 5-к, пробуренная в южной части месторождения, в месте надвига юрских пород на меловые. Воды пластовые, приурочены к области замедленной циркуляции. Засоленность меловых отложений обуславливает хлоридный натриевый их состав и значительную минерализацию. Режим термальных вод, в силу их формирования на больших глубинах, практически не зависит от климатических факторов (табл. 4).

Таблица 4

Характеристика минерализованных термальных вод скв. 5-к Джалал-Абад

Дебит при изливле, л/сек	Напор при изливле, м	Температура, °С	Химический состав
2,34	7,5	44	$M_{7,66} \frac{Cl_{88}SO_{14}^4}{(Na+K)_{88}Ca_{12}} \text{ рН } 7,4$

Термальные воды месторождения Джалал-Абад используются для лечебных процедур и хозяйственно-питьевых нужд.

Джергаланское месторождение расположено в восточной части Иссык-Кульского артезианского бассейна. Воды выведены глубокой скважиной из отложений неогена с глубины 1200—1400 м.

Приток термальной воды осуществляется, видимо, из палеозойского фундамента, в котором развиты тектонические нарушения разрывного

характера. Разгружаясь в отложения неогена, трещинно-жильные воды приобретают характер пластовых. По составу они идентичны водам Аксу и Иссык-Ата. Вероятно, и механизм формирования их в пределах тектонического нарушения одинаков. Однако в процессе циркуляции в мезо-кайнозойских песчано-глинистых отложениях они метаморфизируются, теряют кремнекислоту, фтор и увеличивают минерализацию.

Дебит скважины 18 л/сек, температура воды 45°С. Состав воды хлоридно-сульфатный натриевый. Минерализация 0,95 г/л, рН около 8,5. Содержание кремнекислоты 25 мг/л, фтора 5,4—6,0 мг/л. Микрокомпоненты йод, бром, молибден присутствуют в незначительных количествах. В газовом составе преобладает азот (99,5%).

Перечисленные месторождения термальных вод служат гидроминеральной базой одноименных курортов и санаториев. Эксплуатация месторождений производится скважинами, оборудованными измерительной и распределительной аппаратурой. Термальные воды используются для бальнеологии, а на курортах Джергалан, Аксу, Иссык-Ата и для теплофикации; используются воды с температурой не ниже 45°С. При этом температура отработанных вод не опускается ниже 40—30°С. Целесообразно принять меры и использовать термальные воды, идущие ныне на сток, в тепличном хозяйстве.

Большое значение для наиболее полного и рационального использования термальных вод имеет техническое состояние водозаборов и режим эксплуатации. Техническое состояние скважин и распределительных сетей должно исключать потери воды. Эксплуатация вод должна вестись в соответствии с необходимым водопотреблением, при этом следует контролировать параметры гидрохимического и гидродинамического режимов.

На курортах Джалал-Абад, Иссык-Ата, Джетьюгуз произведены работы по улучшению технического состояния водозаборов.

Следует учесть, что месторождения, как правило, приурочены к зонам тектонической трещиноватости, вследствие чего скважины при эксплуатации взаимодействуют. Поэтому проводившиеся нами попытки увеличения суммарного количества термальных вод за счет дополнительных скважин успехов не давали (Иссык-Ата).

Совершенно иначе обстоит дело с месторождениями термальных вод пластового типа. Здесь увеличение производительности водозаборов может быть осуществлено дополнительным количеством скважин. Как показал опыт, скважины мало взаимодействуют, если расположены на оптимальных расстояниях одна от другой. Следует предусматривать возможность строительства ярусных водозаборов. В отличие от месторождений трещинно-жильного типа пластовые месторождения позволяют осуществлять прирост запасов за счет естественных ресурсов.

Изучение крупных и типичных месторождений термальных вод говорит о том, что они, как правило, связаны с тектоническими разрывными нарушениями. Наиболее благоприятны разломы древнего заложения (каледонские, герцинские), подновлявшиеся в более поздние циклы проявления орогенеза.

Дальнейшие поиски и разведка термальных вод должны увязываться с анализом тектонического строения и геологического развития определенного района, изучения характера и генезиса трещиноватости с различием трещин сжатия и растяжения. Последние в описываемом районе предопределяют возможность наличия в этих зонах термальных вод.

Перспективными для практического использования являются, в частности, известные субтермальные источники на северном склоне Киргизского хребта (Аламединские, Карабалтинские и др.), приуроченные к зонам разломов. Это слабо минерализованные, азотные, щелочные и кремнистые воды.

Перспективными для формирования термальных вод представляются также глубоко погруженные части артезианских бассейнов, где мощность среднего структурно-гидрогеологического этажа нередко достигает 2500—4000 м (Чуйский, Ферганский, Иссык-Кульский и др.). Наиболее благоприятными нужно считать, по-видимому, те площади и участки, которые находятся в контакте с зонами глубинных артезианских бассейнов, так как из этих зон могут поступать в средний этаж высокотемпературные воды фундамента.

Литература

- Белев А. В. Существующее использование минеральных вод на курортах Киргизии и пути его дальнейшего улучшения.— Сб. научных работ Научно-исслед. ин-та курортологии и физиотерапии, 1970.
- Овчинников А. М. Минеральные воды. Госгеотехиздат, 1964.
- Васильева В. Н. Минеральные воды курорта Джетыюгуз; условия их выхода и формирования. Автореф. канд. дисс. М., 1961.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ УЗБЕКИСТАНА

Т. Б. ГРЕБЕНЩИКОВА, Г. В. КУЛИКОВ, Л. Х. САФАЕВА

Узбекский гидрогеологический трест Министерства геологии Узбекской ССР

За последние 10—15 лет на территории Узбекистана был выявлен ряд артезианских бассейнов, содержащих термальные воды (Бедер, 1958). В соответствии с геотермическими и гидрогеологическими условиями основные площади распространения и запасы термальных вод сосредоточены в артезианских бассейнах, сложенных мезо-кайнозойскими отложениями платформенного типа и занимающими около 70% территории Узбекистана. Это Сырдарьинский, Амударьинский, Ферганский артезианские бассейны и группа малых артезианских бассейнов Центрально-Кызылкумской зоны поднятий.

В осадочном чехле мезо-кайнозоя, охватывающем в Узбекистане стратиграфический интервал от юры до неогеновых отложений, выделяется несколько водоносных горизонтов и комплексов, имеющих различную площадь распространения, мощность и водообильность водовмещающих пород. Наиболее водообильные комплексы термальных вод в меловых и неогеновых отложениях (Ферганский артезианский бассейн).

Породы мезо-кайнозоя обнажаются в горах Тянь-Шаня, где находятся области создания напорных водоносных горизонтов. Далее на запад и восток (Фергана) они погружаются и содержат напорные воды. На глубине 1000 м в водопроницаемых пластах повсеместно распространены термальные воды с температурой более 40°С.

Наиболее обширные зоны опресненных вод наблюдаются в верхних этажах артезианских бассейнов, с глубиной минерализация возрастает до 400—500 г/л.

Геотермическая зональность артезианских бассейнов обусловлена геолого-структурным и тектоническим строением, а также историей развития региона. Увеличение температур по водоносным комплексам наблюдается к западу от отрогов Тянь-Шаня и к центру бассейнов (Ферганская межгорная впадина и центральные Кызылкумы).

Анализ изменения температур воды, замеренных в многочисленных скважинах, показывает, что различные районы Узбекистана характеризуются различными значениями среднего геотермического градиента, которые свидетельствуют о неодинаковом темпе нарастания температуры с глубиной. Приведем значения среднего геотермического градиента по артезианским бассейнам (*в град/100 м*): Кызылкумский — 3,55; Сырдарьинский — 4,5; Ферганский — 2,05—3,2; Амударьинский — 2,3—3,8.

Несмотря на повсеместное распространение термальных вод, как показали наши исследования, запасы их ограничены, и не все районы равноценны для практического использования этих вод. В платформенных условиях, где водоносные комплексы распространены на больших площадях, они в то же время пространственно неоднородны (изменяются эффективные мощности водовмещающих пластов, температуры, проницаемости и т. д.).

Коэффициенты фильтрации различных комплексов изменяются в широких пределах, что свидетельствует о резкой изменчивости фильтрационных свойств водовмещающих пород по площади.

Картирование термальных вод в масштабе 1:500 000 по перспективным районам и проведенные в связи с этой работой региональные гидрогеотермические исследования последних лет, а также результаты глубокого бурения дали возможность выявить основные показатели термальных вод.

Таковыми показателями являются геотермические условия, позволяющие вскрывать воды с высокой температурой на относительно небольших глубинах (в среднем от 1000—1500 и до 2000 м, реже 2500 м), возможности самоизлива, минерализация (не более 35 г/л), достаточно высокие коэффициенты водопроницаемости, а также наличие потребителя для их использования (город, поселок, объект). Все это отражено на картах отдельных районов, в частности, на прилагаемой карте термальных вод альб-сеноманского водоносного комплекса Амударьинского артезианского бассейна (рис. 1).

Под месторождениями термальных вод подразумевается не вся площадь распространения артезианских бассейнов с температурой свыше 20°С, а только те районы, где целесообразно использовать их с хорошими технико-экономическими показателями.

Современная изученность некоторых бассейнов Узбекистана позволяет оконтурить месторождения термальных вод, перспективные для использования (рис. 2). Таковыми месторождениями являются: Ташкентское, Бухаро-Каршинское, Карагатинское, Мынбулакское, Ванновское, Приаральское и др. Все они приурочены к меловым отложениям и только Ванновское — к неогеновым.

Рассматриваемые месторождения относятся к типу месторождений платформенных областей, предгорных прогибов и межгорных впадин, в основном пластового типа, геотермический градиент которых превышает 3°С/100 м; скважины вскрывают самоизливающиеся воды с минерализацией, не превышающей 10—15 г/л. Как правило, эти месторождения приурочены к зонам тектонических нарушений.

По месторождениям проведена оценка прогнозных эксплуатационных запасов термальных вод и технико-экономический анализ эффективности их использования. Приведем краткую характеристику месторождений термальных вод Узбекистана.

Ташкентское месторождение термальных вод расположено в пределах Ташкента и его окрестностей, приурочено к наиболее погруженной части Приташкентской впадины. Геологический разрез его представлен толщей четвертичных, мезо-кайнозойских и палеозойских пород, выраженных в основном терригенными осадками.

Термальные воды залегают в песчаных разностях верхнемеловых отложений сеноманского яруса. Областью питания сеноманского водоносного горизонта являются контактные зоны, в которых размытые меловые пески и песчаники трансгрессивно налегают на палеозойские отложения. Локальные очаги питания — области выходов водосодержащих пород на поверхность (их площадь очень мала и не превышает 50—60 км²) и зоны разломов складчатого фундамента. Наиболее водообилён сеноманский горизонт, скважины из которого фонтанируют с дебитами 6,0—7,0 л/сек. Температура воды 47—70°С. Воды по типу гидрокарбонатно-сульфатные натриевые с минерализацией до 1 г/л. Преобладающий газ — азот.

Ташкентские воды эксплуатируются с 1954 г. и используются в основном в лечебных целях (курорт «Ташминвод», Физиотерапевтическая клиника им. Семашко) и для розлива (Завод минеральных вод).

Эксплуатационные запасы Ташкентского месторождения термальных вод, утвержденные в Государственной комиссии запасов, составляют, по данным В. О. Валейшо и А. В. Гребенникова, 59 л/сек, при коэффициенте фильтрации 0,39 м/сутки.

Региональные прогнозные эксплуатационные запасы, рассчитанные нами для Ташкентского месторождения при условии сработки пьезометрического уровня на 100 м ниже поверхности земли, составляют 580 л/сек. При расчете приняты средние гидрогеологические параметры, полученные по результатам опытного опробования: S — понижение 180 м, kt — водопроницаемость 15 м²/сутки, a — пьезопроводность 10⁵ м²/сутки.

Бухаро-Каршинское месторождение термальных вод располагается между городами Бухара и Карши. Оно приурочено к Рометанскому прогибу в зоне Бухарского регионального разлома.

На территории месторождения вскрыты мезо-кайнозойские отложения, представленные переслаиванием песчаников и глин. Здесь выделяются несколько водоносных комплексов, наиболее перспективным из которых является меловой, залегающий на глубине 300—1800 м.

Воды меловых отложений напорные, пьезометрические уровни устанавливаются чаще всего выше поверхности земли на 20—70 м. Дебиты скважин изменяются от 0,2 до 8 л/сек. Температура пластовых вод в районах Карши, Бухары соответственно составляет 50—60° и 60—65°С. Химический состав вод меловых отложений изменяется от хлоридных натриевых до сульфатно-хлоридных натриевых, минерализация от 1 до 35 г/л.

В настоящее время на месторождении сохранилось около 15 скважин, работающих на фонтанном режиме.

В табл. 1 приводятся прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод перспективных комплексов Бухаро-Каршинского месторождения с исходными параметрами.

Таблица 1

Прогнозные запасы термальных вод Бухаро-Каршинского месторождения

Возраст водоносного комплекса	Площадь, м ²	Коэффициент водопроницаемости, м ² /сутки	Понижение, м	Коэффициент пьезопроводности, м ² /сутки	Время, сутки	Прогнозные эксплуатационные запасы	
						м ³ /сутки	л/сек
Cr_2^{t-Sn}	1000 · 10 ⁶	70	110	10 ⁵	10 ⁴	3,29 · 10 ⁴	381
$Cr_2^{m} + Cr_1^{al}$	30000 · 10 ⁶	104	110	10 ⁵	10 ⁴	34,4 · 10 ⁴	3980
Cr_1^{nc+art}	14260 · 10 ⁶	59	100	10 ⁵	10 ⁴	8,41 · 10 ⁴	970

Данные табл. 1 свидетельствуют о возможности практического использования термальных вод в различных целях. Они используются местным населением, как воды лечебные (Кара-Чукур, Рометак, Южный Мубарек и др.).

Карагатинское месторождение термальных вод одно из наиболее значительных не только в Карагатинском бассейне, но и в пределах всего региона Центральных Кызылкумов. Приурочено оно к центральной обширной Карагатинской впадине, выполненной толщей терригенных осадков мезо-кайнозоя (Бурак, 1968). Отличительная особенность геологического разреза впадины — отсутствие нижнемеловых и юрских отложений. На палеозое непосредственно залегают отложения верхнего мела и палеогена.

Месторождение термальных вод приурочено к сенон-туронским терригенным отложениям, мощность которых 120 м. Глубины залегания водоносного горизонта на участке водозабора 340—420 м.

Областью питания водоносного комплекса являются зоны, в которых обнаженные верхнемеловые пески и песчаники контактируют в окраинных частях синклиналей с палеозойскими породами.

Наибольшая водообильность отмечается в центральной части впадины, где дебиты фонтанирующих скважин достигают 20—50 л/сек, а коэффициенты фильтрации изменяются от 1 до 3 м/сутки. Температура воды 44—55°С. Воды сульфатно-хлоридные натриевые с минерализацией 2—3 г/л. Преобладающий газ — азот.

Воды месторождения эксплуатируются с 1965 г. и используются в основном для орошения.

Эксплуатационные запасы месторождения термальных вод оцениваются суммарным дебитом 17 самоизливающихся скважин, составляющим 191,4 л/сек.

Прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод Карагатинского месторождения, рассчитанные при средних значениях коэффициента водопроницаемости 800 м²/сутки, понижении 120 м, коэффициента пьезопроводности 10⁶ м²/сутки, составляют 1809 л/сек.

Значительные запасы термальных вод, неглубокое их залегание, большие напоры и низкая минерализация, а также наличие потребителей, возникающих в связи с разведкой и освоением полезных ископаемых, ориентируют на дальнейшее изучение и использование термальных вод в бальнеологических и хозяйственных целях.

Мынбулакское месторождение термальных вод занимает значительную часть Мынбулакского артезианского бассейна. Связано оно с турон-сенонскими отложениями. Глубина залегания кровли водоносного комплекса в центре месторождения 370 м, к периферии она уменьшается до 50—100 м. Воды напорные, на северной границе описываемой территории самоизливаются.

Воды слабосоленоватые, с минерализацией 1—3 г/л, сульфатно-хлоридные натриевые и кальциево-натриевые. Дебиты скважин 3—7 л/сек при понижении уровня воды на 13 и 10 м.

Прогнозные эксплуатационные запасы месторождения составляют 4460 л/сек при следующих исходных параметрах: коэффициент водопроницаемости 820 м²/сутки, понижение 110 м, коэффициент пьезопроводности 10⁵ м²/сутки.

Возможности использования вод этого месторождения те же, что и Карагатинского.

Ванновское месторождение термальных вод находится в южной части Ферганского артезианского бассейна, в 14 км от ст. Кызыл-Тепе. По своему структурному положению месторождение приурочено к локальной асимметричной антиклинальной складке.

В вертикальном разрезе отложений, слагающих бассейн, выделяются

несколько водоносных горизонтов артезианских вод. Верхний из комплекса термальных вод приурочен к пластам песков и песчаников среди глин и алевролитов бактрийского яруса неогена на глубине 700—1500 м. Температура воды изменяется от 30 до 45°С. Вода слабо минерализованная, около 1 г/л, гидрокарбонатно-сульфатная натриевая, с расходом около 12 л/сек.

Подсчитанные прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод бактрийского водоносного комплекса при понижении уровня воды на 100 м ниже поверхности земли составляют 760 л/сек (при средних значениях коэффициента водопроницаемости 20 м²/сутки, понижении — 150 м).

Термальная вода этого горизонта используется как лечебная в бальнеологическом стационаре Кызыл-Тене, для бутылочного розлива в качестве столовой минеральной воды. Особое значение эти воды могут иметь в бытовом и коммунальном обслуживании.

Приаральское месторождение термальных вод расположено восточнее Аральского моря в северо-западных Кызылкумах, где много животноводческих совхозов и пастбищных центров. Эта территория признана бесперспективной на нефть, газ и промышленные воды, поэтому термальные воды приобретают здесь самостоятельное значение.

Термальные воды выявленных месторождений приурочены к прослоям песков и песчаников мела мощностью от 120 до 700 м. Неглубокое залегание делает их широко доступными для использования в народном хозяйстве.

В настоящее время с достаточной достоверностью изучены термальные воды верхнего мела (сеноман и турон-сенон). Гидрогеотермическая характеристика нижнемелового водоносного комплекса, полученная по немногочисленным скважинам, также позволила выделить их как перспективные для использования в практических целях.

Температуры вскрытых вод в зависимости от глубины соответственно изменяются от 30 до 65°С. Уровень их устанавливается выше поверхности земли на 15—20 м. Производительность скважин меловых водоносных горизонтов 3—30 л/сек, при соответствующем понижении уровня воды на 5—50 м. Воды верхнемелового водоносного комплекса слабо минерализованные (1—10 г/л). Состав вод хлоридный с повышенным содержанием сульфатов.

Прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод Приаральского месторождения с исходными параметрами приведены в табл. 2.

Таблица 2

Прогнозные запасы термальных вод Приаральского месторождения

Возраст водоносного комплекса	Площадь, м ²	Коэффициент водопроницаемости, м ² /сутки	Понижение, м	Коэффициент пьезопроводности, м ² /сутки	Время, сутки	Прогнозные эксплуатационные запасы	
						м ³ /сутки	л/сек
Сг ₂ ^t —Sn	12000·10 ⁶	900	115	10 ⁶	10 ⁴	12,42·10 ⁴	1438
Сг ₂ ^{cm}	14000·10 ⁶	900	115	10 ⁶	10 ⁴	4,83·10 ⁴	550
Сг ₁	27000·10 ⁶	400	105	10 ⁵	10 ⁴	113,4·10 ⁴	13120

Данные табл. 2 свидетельствуют о возможности широкого использования термальных вод мела в различных целях: обогрева теплично-парниковых хозяйств, животноводческих и птицеводческих ферм, а также в лечебных целях. На Приаральском месторождении имеется около 40 скважин, фонтанирующих термальными водами, и поэтому использование этих вод для теплофикации сельского хозяйства не требует

Таблица 3

Расчетные данные прогнозных запасов термальных вод водозаборов

Месторождение	Водозабор (площадь—25 км ²)	Возраст водоносного комплекса	Расстояние от соседнего водозабора до точки, в которой определено понижение, м	Коэффициент водопроводимости a , м ² /сутки	
I. Приаральское	Кемпыртюбе	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=25000$ $r_2=25000$	900	
	То же	$C_{r_2}^{cm}$	$r_2=25000$	300	
	Учтаган	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=25000$	780	
	»	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_2=20000$ $r_1=20000$	320	
	Чукуркак	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=25000$ $r_2=20000$ $r_3=27000$	900	
	»	$C_{r_2}^{cm}$	$r_3=27000$	300	
	Баймурат	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=27000$	575	
	»	$C_{r_2}^{cm}$	$r_1=27000$	300	
	II. Бухаро-Каршинское	Рометан	$C_{r_2}^{cm} + C_{r_1}^{al}$	$r_1=18000$	130
		»	$C_{r_1}^{nc-apt}$	$r_1=18000$	80
Бухара		$C_{r_2}^{cm} + C_{r_1}^{al}$	$r_1=18000$	130	
»		$C_{r_1}^{nc-apt}$	$r_1=18000$	120	
Ходжи-Хайрам		$C_{r_1}^{nc-apt}$	$r_1=12000$	120	
Мубарек		$C_{r_1}^{nc-apt}$	$r_1=12000$	150	
III. Ташкентское	Ташкент	$C_{r_2}^{cm}$	$r_1=12000$	30	
IV. Ваниновское	Ваниновский	$N_2 bct$	$r_1=12000$	20	
V. Мынбулакское	Мынбулак	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$\rho=20000$	820	
VI. Карагатинское	Артезианский	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=38000$ $\rho_1=50000$ $r_2=50000$ $\rho_2=60000$	645	
	40 лет Октября	$C_{r_2}^{t-Sn}$	$r_1=13000$ $\rho_1=23000$ $r_2=38000$ $\rho_2=45000$	900	
	Аксай	C_r^{t-Sn}	$r_1=13000$ $\rho_1=2300$ $r_2=50000$ $\rho_2=58000$	820	

капитальных затрат на бурение. В связи с освоением пустынных пространств Кызылкумов и наличием потребителя — новых совхозов и колхозов — использование термальных вод для нужд народного хозяйства — вопрос сегодняшнего дня.

На месторождениях были выделены эксплуатационные участки — водозаборы, по которым рассчитывались возможные расходы. В табл. 3 приводятся основные исходные данные и рассчитанные прогнозные эксплуатационные запасы по водозаборам.

На базе прогнозной оценки эксплуатационных запасов термальных вод как месторождений, так и отдельных водозаборов, были проведены

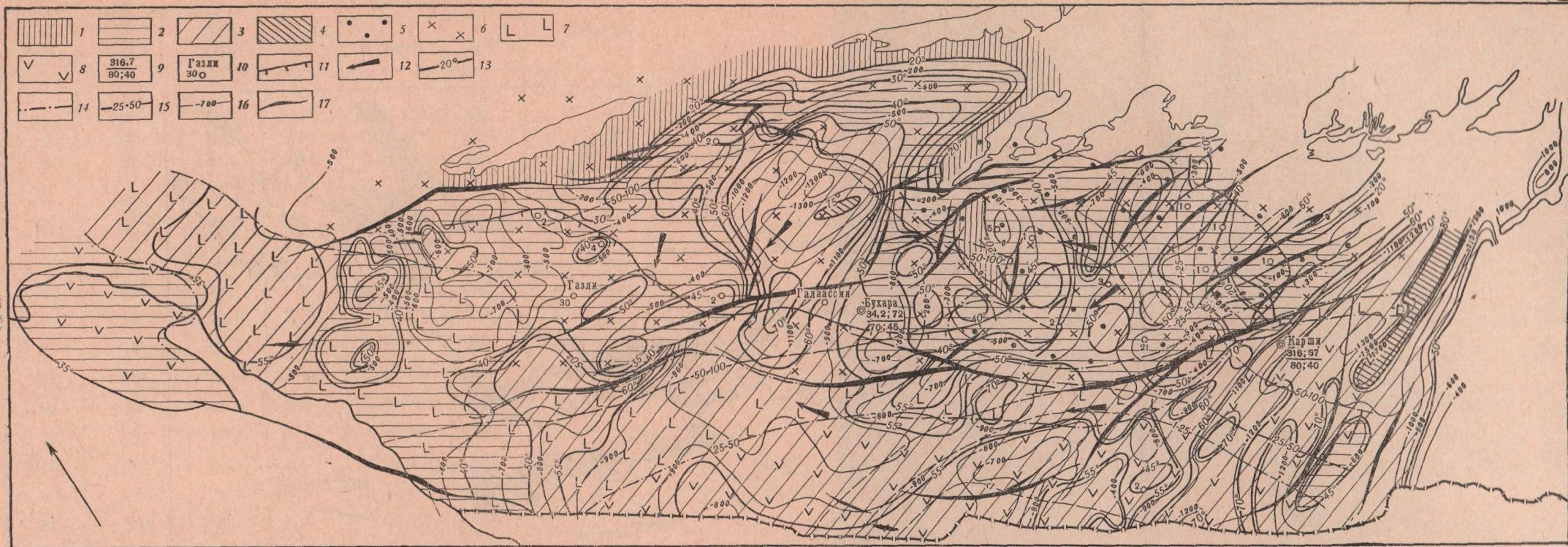


Рис. 1. Карта термальных вод альб-сенманского водоносного комплекса

Температурные зоны, °С: 1 — (0—20); 2 — (20—50); 3 — (50—75); 4 — (75—100). Минерализация, г/л: 5 — (1—3); 6 — (3—10); 7 — (10—35); 8 — более 35. Перспективные эксплуатационные запасы термальных вод: 9 — числитель — расчетный эксплуатацион-

ный дебит водозабора и возможный дебит скважины, знаменатель — температура, в °С и минерализация, г/л. 10 — скважина, ее номер и название структуры; 11 — контур площади распространения самонизляющихся термальных вод; 12 — региональное направление движения подземных вод; 13 —

изотермы; 14 — граница зон с различной минерализацией, г/л; 15 — стратонизотопы по кровле водоносного комплекса, м; 16 — граница зон с различной водопроводностью, м²/сутки; 17 — разломы

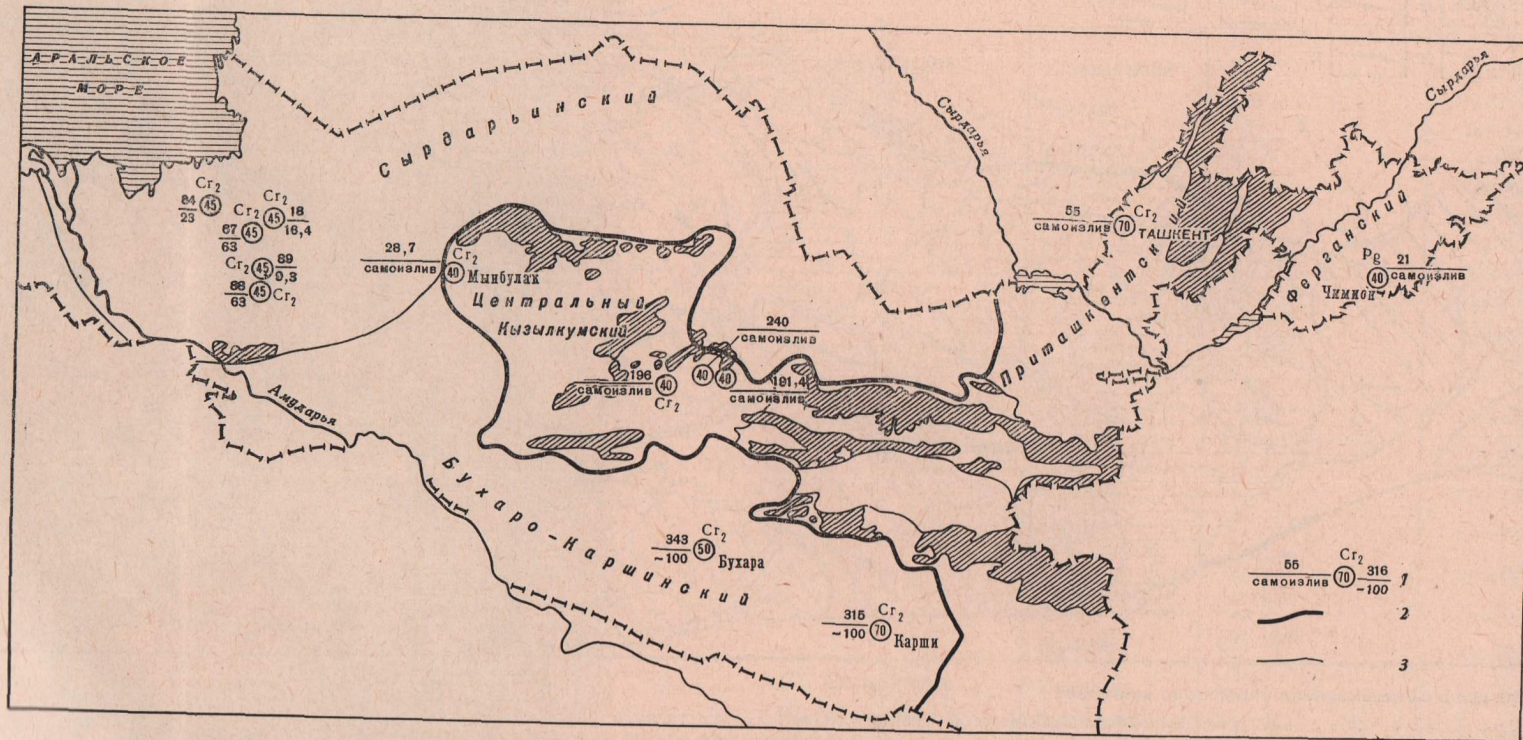


Рис. 2. Схема размещения месторождений термальных вод на территории Узбекистана

1 — месторождения термальных вод: слева — утвержденные запасы, справа — прогнозные (числитель — расход, л/сек, знаменатель — понижение, м), внутри круга — пластовая температура воды, °С, сверху —

стратиграфическая приуроченность месторождения; 2 — границы артезианских бассейнов платформенной области и орогена; 3 — границы артезианских бассейнов второго порядка

Понижение S , м за время —10°, сутки	Коэффициент пьезопровод- ности, $m^2/сутки$	Темпера- тура воды в кровле, °C	Минера- лизация, г/л	Прогнозные запасы		Примечание
				$m^3/сутки$	л/сек	
30	10^6	39,4	2,0	$2,87 \cdot 10^4$	332	
30	10^6	39,5	2,7	$0,96 \cdot 10^4$	118	
30	10^6	40,5	1,8— 2,0	$2,49 \cdot 10^4$	388	
25	10^6	40,8		$0,85 \cdot 10^4$	96,5	
50	10^6	38,0	2,7	$4,79 \cdot 10^4$	395	
50	10^6	35,0		$1,6 \cdot 10^4$	185	
40	10^6	36,0	2,0	$2,44 \cdot 10^4$	253	
35	10^6	36,0	2,94	$1,12 \cdot 10^4$	129	
85	10^6	68,0	3,58	$1,46 \cdot 10^4$	169	
90	10^5	65,0	8,9	$0,95 \cdot 10^4$	110	
85	10^5	60,0	4,5	$1,46 \cdot 10^4$	169	
100	10^5	72,0	8,0	$1,58 \cdot 10^4$	183	
80	10^5	68,0	4,0	$1,27 \cdot 10^4$	147	
80	10^5	70,0	4,0	$1,59 \cdot 10^4$	184	
200	10^5	75,0	1,0	$0,9 \cdot 10^4$	92	
150	10^5	65,0	1,0	$0,4 \cdot 10^4$	45	
105	10^5	35,0	2,0	$0,94 \cdot 10^4$	269	ρ —расстояние до границы пласта
71	10^6	42,0	3,0	$5,0256 \cdot 10^4$	579	l —расстояние до границы пласт $a=8000$ м
69	10^6	38,5	2,3	$4,7782 \cdot 10^4$	553	ρ —расстояние водозабора до вертикального отобра- жения других водозабо- ров 10 000 м
65	10^6	42,5	2,4	$4,5000 \cdot 10^4$	521	$l=10000$

технико-экономические расчеты эффективности использования этих вод. Такая оценка была проведена нами совместно с Б. Ф. Маврицким и Л. Ф. Полуботко на примере Ташкентского и Бухаро-Каршинского месторождений.

Для выбранных конкретных месторождений рассчитывалась стоимость $1 m^3$ термальной воды и $1 Gкал$ снимаемого тепла (на стадии добычи) в зависимости от различных гидрогеологических параметров. Экономический анализ показал, что использование тепла термальных вод в районах конкретных месторождений выгодно по сравнению с привозным каменным углем как замыкающим топливом для Узбекистана.

Необходимо отметить, что следует подвергать экономической оценке не только месторождения в целом, но и подкреплять эту оценку технико-экономическими расчетами конкретных водозаборов. Так, например, эксплуатация Ташкентского месторождения в целом казалась бы не рациональна, так как себестоимость $G_{\text{кал}}$ снимаемого тепла составила 7,15 руб. (в два раза больше действующего тарифа на тепло); между тем как по конкретному Ташкентскому водозабору себестоимость 1 $G_{\text{кал}}$ тепла существенно ниже (в 3 раза), чем по месторождению в целом.

Принудительная откачка термальной воды удорожает себестоимость 1 m^3 добытой воды и 1 $G_{\text{кал}}$ примерно на 12—20% по сравнению с эксплуатацией при самоизливе, но значительно увеличивает тепловой потенциал водозабора и экономически оправдана.

Сопоставление потребностей различных отраслей народного хозяйства в тепле с возможными запасами тепла в термальных водах показывает, что за счет использования термальных вод исследуемой территории нельзя рассчитывать покрыть эти потребности полностью.

Термальные воды рассматриваемых месторождений почти повсеместно являются и минеральными и, следовательно, могут найти широкое применение в местной курортно-санаторной сети. На базе этих вод уже работают лечебницы в Ташкенте, Мехасе, Джатысае и других пунктах. Есть все возможности организации бальнеологических лечебниц в Приаралье, Караул-Базаре, Газли, Рометане и других районах.

Литература

- Бедер Б. А. Воды артезианских бассейнов Узбекистана.— Узб. геол. журнал, 1958, № 6.
Бурак М. Т. Подземные воды Центральных и Юго-Западных Кызылкумов. Ташкент, Изд. ФАН Узб. ССР, 1968.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ ТАДЖИКСКОЙ ССР И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Н. М. ЧУРШИНА, В. Н. КРАТ

Институт геологии АН Таджикской ССР

Естественные выходы термальных вод характерны для горных районов Таджикистана — Гиссарского хребта и Памира. Глубокими нефтепоисковыми скважинами теплые и горячие воды вскрыты в межгорных долинах, представляющих собой артезианские бассейны — Ферганский, Душанбинский, Вахшский, Кафирниганский и Кулябский. Рассмотрим кратко их особенности. Выходы термальных источников распространены на южном склоне Гиссарского хребта, представляющего крыло сложно построенного антиклинория из различно дислоцированных осадочно-вулканогенных толщ и значительных массивов интрузивных пород (граниты, гранодиориты).

Ходжа-Обигарм находится на южном склоне Гиссарского хребта, в 57 км к северу от Душанбе. Трещинные воды каптированы скважинами, дающими самоизлив. Характеристика вод приводится в таблице. На их базе уже много лет функционирует курорт республиканского значения.

Месторождение Обигарм расположено на южном склоне Каратегинского хребта (отрог Гиссара), в 90 км к востоку от Душанбе. Водонос-

ные трещины вскрыты скважинами, давшими значительный приток высокотермальных вод, которые в течение длительного времени используются курортом Обигарм.

Месторождение Явроз находится на южном склоне Гиссарского хребта, в 45—50 км к северо-востоку от Душанбе. Трещинные самоизливающиеся воды выведены скважинами на поверхность. Воды Явроза с недавнего времени используются водолечебницей Министерства соцобеспечения.

Помимо указанных месторождений, выходы термальных вод отмечены также в других пунктах южного склона Гиссарского хребта (Тамдыкуль, Джиргиталь, Джавони и др.) (см. таблицу).

Суммарное количество воды указанных в таблице месторождений достигает 8745 м³/сутки. Используется в бальнеологических целях около половины этого количества. На курорте Ходжа-Обигарм небольшая часть термальных вод служит для обогрева здания столовой, а также для теплого душа.

На курорте Обигарм термальные воды будут дополнительно обогревать новые парники. Весьма заманчива перспектива использования горячих вод источника Джиргиталь в районном центре Джиргиталь на отопление, горячее водоснабжение и санитарные цели.

Запасы термальных вод Явроз могут обеспечить обогрев парников на территории водолечебницы для выращивания овощей.

Памир — высокогорная сложно построенная складчатая область Таджикистана, сложенная породами палеозоя и мезо-кайнозоя. Преобладают палеозойские осадочные, метаморфические и изверженные породы. Последние два комплекса пород слагают преимущественно южную и юго-западную части Памира. К этим районам приурочены выходы термальных источников — азотных (Койтезек, Яшилькуль, Иссык-Булак, Токуз-Булак, Джиланды и др.) и углекислых (Джартыгумбе, Бахлыр, Кызыл-Рабат, Ямчин, Дармай, Лянгар, Гарм-Чашма и др.).

Азотные термы находятся на высоте от 3500 до 3960 м, имеют температуру 40—70°С. Вода преимущественно гидрокарбонатно-сульфатная натриевая с минерализацией до 0,5 г/л, кремнистая, слегка сероводородная. Дебиты источников изменяются от 216 до 1300 м³/сутки.

Абсолютная высота выходов углекислых терм большого диапазона 2410—4180 м, температура воды 37—64°С, дебиты — 105—860 м³/сутки. Химический состав вод разнообразен. Общая минерализация несколько повышенная (1,2—3,4 г/л). Вода содержит углекислоту (500—770 мг/л) и кремнекислоту (72—160 мг/л).

Азотные термы выносят ежедневно 5700 м³ воды, углекислые — 4305 м³, что в сумме составляет более 10 000 м³. Из этого количества потребляется в бальнеологических целях только около 3 м³/сутки (водолечебницей Гарм-Чашма). Водами остальных источников лечатся местные жители без врачебного надзора.

При соответствующем каптаже термы Памира с успехом могут быть использованы в бальнеологических, теплофикационных и санитарно-хозяйственных целях. Но из-за труднодоступности этого района и его малонаселенности потребление термальных вод отодвигается на будущее.

Ферганский артезианский бассейн. К территории Таджикистана относится только западная часть названного бассейна. Сложен бассейн 3—5-километровой толщиной мезо-кайнозойских осадков, мультислойно вложенных в палеозойский фундамент, который обнажается в бортах бассейна в виде Кураминского и Туркестанского хребтов. Мезо-кайнозойская толща осадков смята в локальные складки второго порядка, среди которых выделяются 16 антиклиналей, перспективных на нефть и газ.

Таблица 1

Характеристика термальных вод южного склона Гиссарского хребта

Источник	Водоносные породы	Абсолютная, отметка выхода, м	Температура воды, °С	Дебит, м ³ /сутки
Тамдыкуль	Сланцы, метаморфизованные битуминозные известняки	2320	47—62	860
Джиргиталь	Зона разлома	2000	50—60	800
Ходжа-Обигарм (скважины)	Зона разлома в гранитах	1870	64—98	1210
Обигарм (скважины)	То же	1380	41—54	5350
Джавони	» »	—	43	130
Явроз (скважины)	» »	1100	38—42	345

Нефтегазодобывающими работами лучше изучена Раватская структура, в пределах которой вскрыты глубокие водоносные горизонты в песчаниках и известняках палеогена, мела и юры на глубинах от 2727 до 4132 м (Зияев, Мендиянов, 1968). Наибольший интерес представляют воды алайских известняков, изливающиеся в количестве 390 м³/сутки с глубины 3310—3395 м. Температура воды в пласте достигает 99°С. Вода представляет собой хлоридный натриевый рассол (132—140 г/л). Горизонт нефтегазоносный. Все остальные водоносные горизонты (сумаарский, риштанский, туркестанский, бухарский, меловой и юрский) малодебитные (0,5—12 м³/сутки), залегают на больших глубинах и как термальные воды практического значения не имеют.

Обособленно находятся воды Ховатага, выведенные на поверхность скважиной из известняков силура с глубины 1182 м. Здесь пластовые воды обладают большим напором. Температура воды на изливе 54°С, дебит скважины 864 м³/сутки. Химический состав воды хлоридный натриевый с минерализацией 4,1 г/л. Из растворенных в воде газов преобладают азот (68,6%) и углекислота (23,8%).

Ховатагские воды много лет используются водолечебницей. Несомненно виды их потребления должны быть расширены. При условии круглогодичного функционирования водолечебницы горячие воды могут использоваться для отопления производственных и жилых зданий водолечебницы зимой и охлаждения летом, для душевых павильонов и парниково-тепличного хозяйства.

Душанбинский артезианский бассейн расположен в Гиссарской долине и приурочен к глубокой асимметричной синклинали структуре, выполненной осадками мезо-кайнозойского возраста. Ложем мезо-кайнозойской толщи служит палеозойский фундамент, породы которого обнажаются на северном борту бассейна и слагают Гиссарский хребет. Мезо-кайнозой представлен всеми стратиграфическими подразделениями общей мощностью от 3000 м на северном борту до 5000—6000 м на южном, гофрированными по бортам и в центральной части бассейна. Всего здесь насчитывается 18 антиклинальных структур, из которых разведано только пять.

Гидрохимическая характеристика воды	Состав растворенных газов, объемные %				
	N ₂ + редкие	O ₂	CO ₂	H ₂ S	CH ₄
H ₂ SiO _{30,034} M _{0,58} $\frac{SO_4 46 HCO_3 38 (Cl 13)}{Na 90}$	Не анализировались				
H ₂ SiO _{30,131} M _{0,4} $\frac{HCO_3 48 Cl_{28} SO_4 24}{—}$	79	Нет	21	Нет	Нет
H ₂ SiO _{30,027} M _{0,8} $\frac{SO_4 55 Cl 39}{Na 68 Ca 26}$	100	Нет	Нет	Нет	Нет
H ₂ SiO _{30,043} M _{0,5} $\frac{SO_4 51 Cl 42}{Na 80 (Ca 17)}$	100	Нет	Нет	Нет	Нет
H ₂ SiO _{30,028} M _{2,2} $\frac{Cl 194}{Na 65 Ca 34}$	87,8	2,4	Нет	8,6	1,2

В Душанбинском бассейне выделено и охарактеризовано пять водоносных комплексов самоизливающихся термальных вод (неогеновый, палеогеновый, верхнемеловой, нижнемеловой и юрский), вскрытых на антиклинальных складках Южного и Северного Гумбулака, Андыгена, Лучеба (Комсомольская) и Шаамбары на глубинах от 250 до 3000 м.

Наибольшей водообильностью отличаются песчаники нижнемелового комплекса на площадях Андыген и Комсомольская. Залегают они в указанных структурах на глубинах соответственно 808—1320 и 1212—1410 м. Суточный дебит отдельных скважин изменяется от 121 до 1175 м³, температура воды при самоизливе от 40 до 64°С. Химический состав воды хлоридный натриевый, содержится бром; минерализация 3—30 г/л, реже 60—80 г/л. Из газовых компонентов присутствуют сероводород, азот, углекислота и метан.

Ориентировочные статические запасы нижнемеловых вод в целом по Душанбинскому бассейну оцениваются в 175 км³, неогеновых — 100 км³, палеогеновых — 36 км³, верхнемеловых — 74 км³ и юрских — в 200 км³.

Из всех разведанных водоносных комплексов данного бассейна используются только теплые и горячие (42°С) воды неогенового комплекса водолечебницей Шаамбары в количестве 22 м³/сутки.

В 1967 г. на Шаамбаринской площади (структуре) из песчаников неогена тремя скважинами получено 864 м³/сутки самоизливающихся вод с температурой на изливе 54°С. Глубина вскрытия 574—890 м. Вода сульфатно-хлоридная натриевая с минерализацией 10—14 г/л. Разведанные запасы горячих вод — база для будущего курорта Большие Шаамбары.

Уже на данной стадии разведанности термальные минеральные воды Душанбинского артезианского бассейна имеют большое народнохозяйственное значение как воды бальнеологические, теплофикационные (нижнемеловой водоносный комплекс) для отопления, теплохладоснабжения, бассейнов в городах Душанбе и Орджоникидзеабаде и теплично-парниковых хозяйств на площадях Комсомольская и Андыгенская.

Вахшский артезианский бассейн объединяет Яванскую и Вахшскую межгорные долины. Выполнен он толщей синклиналино залегающих

мезо-кайнозойских пород с обнажением на ее бортах спорадически меловых и повсеместно палеогеновых осадков. Мезо-кайнозойская толща осложнена серией (около 48) локальных антиклинальных складок, из которых Кызыл-Тумшук, Ак-Баш-Адыр, Кичик-Бель и др. разведаны глобоким бурением на нефть и газ; шесть структур (Джетымтау, Урта-Боз, Кызимчек, Карабура, Кародум, Чалтау) опробованы параметрическими скважинами и одна структура — Донгуз — находится в разведке.

Мезо-кайнозойская толща водоносна. Имеются сведения о водах палеогена (риштан, алый, бухара, акджар) и верхнего мела (сенон, турон, сеноман). Это напорные, нередко самоизливающиеся, высокоминерализованные и рассольные, теплые и горячие йодо-бромные воды промышленного значения. Из высокотермальных водоносных горизонтов заслуживают внимания воды туронского яруса верхнего мела, вскрываемые на глубине от 500 до 3000 м. Это йодо-бромные рассолы (105—312 г/л), изливающиеся из скважин с избыточным давлением от 31 до 130 атм. Температура воды в устье скважин 53—80°С (Донгуз — Кичик-Бель), дебиты 2000—8640 м³/сутки.

Горячие воды туронского водоносного горизонта могут быть использованы как для промышленной добычи йода и брома, так и в теплично-парниковом хозяйстве для круглогодичного выращивания лимонов и апельсинов. В настоящее время эти цитрусовые в Вахшской долине созревают только летом.

Кафирниганский артезианский бассейн приурочен к нижней части долины одноименной реки. В его пределах 17 антиклинальных структур, предназначенных под нефтегазовую разведку. Из них три (Бешкентская, Карасыргская, Ялгызканская) опробованы параметрическими скважинами и три (Ходжаказианская, Курганчинская, Чептуринская) находятся в разведке.

Гидрогеологические данные, собранные по скважинам, свидетельствуют о том, что с осадками палеогена, верхнего и нижнего мела связаны йодо-бромные теплые рассолы. Водоносные горизонты характеризуются малыми напорами, часто без самоизлива. Скважины, вскрывшие эти водоносные горизонты, низкодебитные, вода теплая (до 28°С).

Высокая йодо-бромная насыщенность вод Кафирниганского бассейна является промышленной. Но сами по себе воды не могут служить объектами для промышленной добычи йода и брома по причине низкодебитности. В то же время могут служить показателем для открытия в этом бассейне месторождений йодо-бромных вод в нижележащих юрских отложениях.

Кулябский артезианский бассейн приурочен к Яхсуйскому прогибу (Солун, 1958). В его границах выявлено 37 антиклинальных структур, подлежащих разведке на нефть и газ. На двух из них (Бешкентякской и Кызылсуйской) ведется бурение.

О глубоких горизонтах термальных минеральных вод Кулябского бассейна известно очень мало. На площади Кызылсу на глубине 978 м в отложениях бухарской свиты скважиной вскрыты йодо-бромные рассолы (110 г/л) хлоридного натриевого состава. Температура воды на устье скважины равна 50°С, дебиты скважин изменяются от 4000 до 6000 м³/сутки, избыточное давление превышает 45 атм.

Минеральные источники, проявление которых отмечено в горно-складчатом обрамлении бассейна и в некоторых антиклинальных структурах, служат одним из обнадеживающих признаков широкого распространения в этом районе напорных самоизливающихся горячих промышленных йодо-бромных вод.

Литература

- Зияев Ж., Мендиянов Р. Ю. Некоторые гидрохимические особенности Раватского газонефтяного месторождения.— Докл. АН Тадж. ССР, 1968, т. XI, № 9.
- Солун В. И. Тектоническое строение Яхсуйской депрессии.— Изв. отд. геол.-хим. и техн. наук АН Тадж. ССР, 1958, вып. 2 (26).

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ КОПЕТДАГА

А. В. КУДЕЛЬСКИЙ

Лаборатория геохимических проблем АН БССР

Копетдаг представляет собой северную окраинную область Туркмено-Хорасанской горной системы и в пределах Советского Союза граничит с нефтегазоносными бассейнами Западно-Туркменской впадины на западе и Предкопетдагского прогиба и Каракумской платформы на севере. Расположен он вдоль Копетдаг—Большебалханского шовного пояса глубинных разломов, которые во многом определили специфические черты его строения, гидрогеологических и геотермических условий (Кудельский, 1966а).

До настоящего времени наши знания о термальных водах Копетдага ограничивались сведениями о температуре воды источников Арчман (28°С) и Коу (36—38°С), выходящих в пределах «термальной зоны» (по П. И. Калугину). В последние годы, в связи с производством значительных объемов буровых работ, получены новые материалы, свидетельствующие, что Копетдаг представляет собой район широкого распространения термальных вод.

Выделяются две основные зоны термальных минеральных вод: Передовая и Внутрикопетдагская (рисунок). Передовая зона приурочена к

Схема распространения слаботермальных и термальных минеральных вод Копетдага

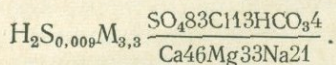
I — зоны термальных минеральных вод: I — Передовая; II — Внутрикопетдагская, III — Сумбарская; 2 — скважины, источники или группы источников слаботермальных и термальных вод с высоким содержанием йода



области сочленения горных сооружений Копетдага и Предкопетдагского прогиба и располагается над разломом глубинного заложения. Охватывает Копетдаг и передовые хребты Западного Копетдага, Арчманскую впадину, передовые хребты Центрального Копетдага с Ванновской (Ашхабад-Бахарденской) синклиналию, Гяуродаг и пограничные структуры Восточного Копетдага. В состав передовой зоны термальных вод входят также структуры, осложняющие южный борт Предкопетдагского прогиба.

В пределах Передовой зоны термальных вод выходят источники с температурой, превышающей среднегодовую температуру воздуха на

5—21°С (ист. Ходжа 20°, ист. Арчман 28°; оз. Коу 36—38°С). В некоторых кяризах (Клису), заложенных вблизи «термальной зоны», температура воды достигает 28°С. По химическому составу воды смешанные, часто сероводородные (5—15 мг/л), минерализация их не превышает 1,6—2,6 г/л. В 1966 г. в 3 км южнее Ашхабада (пос. Берзенги) в известняках мальм-неокома на глубинах 900—1600 м вскрыты слабо минерализованные самоизливающиеся (около 10—11 л/сек) воды с температурой 36,5—41°С на устье. Состав их характеризуется:



В настоящее время использование подземных вод Передовой зоны ограничено питьевым и хозяйственным водоснабжением. Минеральные воды западного погружения Гяуродагской антиклинали, района Коу и Казанджика (Иджири) используются местным населением для лечения кожных заболеваний, для бальнеолечения издавна применяются сероводородные воды курорта Арчман. Самоизливающиеся воды района Берзенги с 1967 г. используются в качестве столовой минеральной воды под названием «Ашхабад». Гидрогеологические условия этого района позволяют рассчитывать на получение с глубин до 4000 м самоизливающихся бессероводородных горячих (80—100°С) вод с минерализацией до 20—30 г/л, что особенно важно в связи с намечаемым строительством вблизи пос. Берзенги почечного санатория союзного значения. Возможность вскрытия здесь именно бессероводородных вод обусловлена зональностью Копетдага, в пределах которого сероводородные воды приурочены к верхним частям гидрогеохимического разреза (Кудельский, 1966б).

Внутрикопетдагская зона термальных минеральных вод выделяется автором в 80 км южнее Передовой в створе структур осадочного чехла Терс-Акан — Сеит-Кердери — Куйляр-Даната и Внутрикопетдагского глубинного разлома. В докембрийском основании, залегающем на глубинах 8—18 км, этот разлом фиксируется цепью интенсивных градиентов силы тяжести (Амурский и др., 1966) и представляет собой крупный взброс северо-западного простирания с амплитудой до 1500 м.

В пределах Внутрикопетдагской зоны обнаружены выходы подземных вод с температурой до 24—25°С (Сеит-Кердери). В результате бурения скважин на площади Терс-Акан на глубинах 280—400 м вскрыты самоизливающиеся слаботермальные и термальные воды с температурой на устье до 37—52°С (табл. 1). Расход скважин на самоизливе

Таблица 1

Термические показатели подземных вод Западного Копетдага

Площадь	Скважина	Глубина, м	Температура, °С	В интервалах глубин, вскрытых скважинами	
				Г, град/100 м	Г, м/град
В пределах Внутрикопетдагской зоны					
Сумбар	1185	192	31	7,3	13,6
Сумбар	1187	120	24	5,9	16,0
Терс-Акан	50-к	280	37,3	7,2	13,7
Терс-Акан	1-к	400	57,5	9,8	10,8
Сеит-Кердери	8	464	35	7,5	13,2
Вне пределов зоны					
Чандыр, Монжуклы	37-к	160	23,4	4,0	24,6
Аджи-Дере	89-к	309	25,5	2,8	34,8

10—55 л/сек, избыточное устьевое давление 5—6 атм. Воды йодные, хлоридные натриевые бессероводородные с минерализацией 9—10 г/л.

Подземные воды с повышенной температурой вскрыты также на площадях Сеит-Кердери (табл. 1), Куйляр, Чаалджа, Даната. Восточнее антиклинали Терс-Акан, на южном склоне хр. Исак, в ущ. Порхай скв. 1185 в песчаниках среднего — верхнего альба на глубине 192 м вскрыты самоизливающиеся (30—35 л/сек) слабо минерализованные (1—1,2 г/л) сероводородные (33 мг/л) воды с температурой 31°С. Воды с повышенной температурой (24°С) вскрыты также в ущ. Икдержик скв. 1187 (120 м).

В пределах Внутрикопетдагской зоны на территории Ирана П. И. Калугиним в районе Киштана обнаружен источник Роз-Чешма с температурой воды 60—65°С.

Подземные воды Внутрикопетдагской зоны в настоящее время почти не используются, за исключением сероводородных вод ущ. Порхай, применяемых местным населением для лечения кожных заболеваний. В будущем самоизливающиеся воды площади Терс-Акан можно использовать для обогрева парников и теплиц в зимний период, а при условии получения более горячих глубоких вод — для теплофикации близлежащих поселков. Если принять величину геотермической ступени даже в два раза большей, чем установлена в интервале 0—400 м (табл. 2), то уже на глубине 1500 м можно ожидать вскрытие подземных вод с температурой 70—80°С. Эта температура вполне достаточна для работы геотермальной энергетической фреоновой турбоустановки.

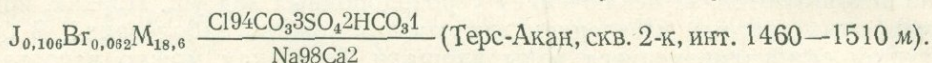
Таблица 2

Химический состав йодных вод Копетдага

Водопункт	Площадь	Возраст пород	Формула Курлова	Дата отбора пробы воды
Передовая зона				
Скв. 2, инт. 2730—2755 м	Баами-Кодж	Cr ₁ пс	$J_{0,031} Br_{0,207} M_{76} \frac{Cl_{197}SO_4^3}{Na_{86}Ca_{12}Mg_2}$	12.III.1967
Скв. 13, инт. 0—465	Западно- Беурминская	Cr ₂	$J_{0,059} Br_{0,176} M_{81,8} \frac{Cl_{100}}{Na_{78}Ca_{12}Mg_{10}}$	26.XI.1964
Скв. 6, инт. 50—200 м	Чули	Cr ₁ ар	$J_{0,084} Br_{0,058} M_{19} \frac{Cl_{177}SO_4^2 22HCO_3^1}{Na_{91}Ca_5Mg_4}$	26.IX.1964
Источник 451	Сеит-Кер- дери	Cr ₂ сп	$J_{0,262} Br_{0,064} M_{20} \frac{Cl_{195}HCO_3^5}{Na_{94}Ca_3Mg_3}$	12.IX.1964
Скв. 6. гл. 483 м		Cr ₂ см—сп	$J_{0,379} Br_{0,105} M_{28} \frac{Cl_{196}HCO_3^4}{Na_{93}Ca_4Mg_3}$	11.XI.1966
Внутрикопетдагская зона				
Скв. 9, гл. 557 м	Куйляр	Cr ₂ t—st ₁	$J_{0,462} Br_{0,102} M_{27,4} \frac{Cl_{199}HCO_3^1}{Na_{91}Ca_5Mg_4}$	25.V.1968
Скв. 1-к, гл. 400 м	Терс-Акан	Cr ₂ t—сп	$J_{0,050} Br_{0,025} M_{10} \frac{Cl_{193}HCO_3^7}{Na_{95}Ca_3Mg_2}$	20.VI.1965
Источник Сокули	Чаалджа	Pg	$J_{0,092} Br_{0,056} M_{16,3} \frac{Cl_{190}HCO_3^10}{Na_{99}Ca_1}$	27.IX.1964
Скв. 2	Даната	N ₂	$J_{0,222} Br_{0,036} M_{29,4} \frac{Cl_{199}HCO_3^1}{Na_{99}Ca_7Mg_3}$	17.III.1966

Во внутренних районах Копетдага, помимо Внутрикопетдагской зоны, выходы подземных вод с повышенной температурой имеют место также в зоне Сумбарского глубинного разлома (рисунок).

Кроме бальнеологического и теплоэнергетического использования подземные воды Копетдага представляют очень большой интерес как сырье для получения йода. Особого внимания в этом отношении заслуживают воды Внутрикопетдагской зоны. При относительно низкой минерализации, не превышающей 30 г/л, эти воды отличаются очень высоким содержанием йода, достигающим 462 мг/л. Что касается брома, то его концентрация не превышает 100—176 мг/л и, как правило, в 2—5 раз меньше концентрации йода. В составе анионов преобладает хлор (до 464 мг-экв), содержание гидрокарбонат-иона достигает 1,2—1,9 г/л (соответственно 19—31 мг-экв). Иногда наряду с гидрокарбонатами (или вместо) в подземных водах присутствует карбонат-ион, содержание его может достигать 64—82,7% от общего содержания углекислоты:



Во всех водопунктах, отличающихся высоким содержанием в воде йода, в составе растворенных и свободно выделяющихся газов отмечаются углеводороды. В некоторых случаях углеводороды представлены одним метаном, но чаще в газовом составе имеет место их полный ряд вплоть до гексана включительно. Содержание углеводородов в составе газов отдельных водопунктов колеблется от долей процента до 80—99 об.%. Количество растворенных в воде газов достигает 500—1300 см³/л.

В настоящее время в литературе известны концентрации йода в подземных водах до 450—550 мг/л (Крайнов, 1964; Смирнов, 1967; Collins, Egleson, 1967). Все они связаны с подземными водами, минерализация которых превышает 100—200 г/л. В ряду этих вод маломинерализованные слаботермальные и термальные йодные воды Копетдага являются уникальными и несомненно представляют интерес для широкого круга специалистов, занимающихся изучением геохимии галогенов, минеральных, термальных и промышленных вод.

Литература

- Амурский Г. И., Крымус В. Н., Шелегова И. Ф. О зонах разломов глубокого заложения Западного Копетдага.— В сб. «Тектоника Туркмении». «Наука», 1966.
- Крайнов С. Р. Гидрогеохимический метод поисков месторождений бора. «Недра», 1964.
- Кудельский А. В. Гидрогеология Западного Копетдага. Автореф. канд. дисс. М., 1966а.
- Кудельский А. В. Сероводород в подземных водах Западного Копетдага.— Изв. АН Туркм. ССР, серия физ.-тех., хим. и геол. наук, № 3, 1966б.
- Смирнов С. И. Рудоносный ли флюид был вскрыт глубокой скважиной в долине Империял, Южная Калифорния? — Бюлл. МОИП, отд. геол., т. XIII (3), 1967.
- Collins A. G., Egleson G. C. Iodide abundance in oilfield branes in Oklahoma.— Science, v. 156, N 3777, 934—35, 1967.

ПРОГНОЗНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ

Б. Ф. МАВРИЦКИЙ, Г. К. АНТОНЕНКО

Всесоюзный научно-исследовательский институт гидрогеологии
и инженерной геологии

Западно-Сибирский артезианский бассейн — крупнейший в мире бассейн термальных вод. Площадь их распространения 2 млн. км².

Основная масса термальных вод приурочена к водоносным комплексам мезозоя, среди которых по гидродинамическим, геотермическим и гидрогеохимическим показателям основными являются водоносные комплексы апт-сеномана и неокома. Юрский водоносный комплекс имеет плохие коллекторские свойства (проницаемость измеряется единицами и десятками миллидарси) и вследствие этого для эксплуатации не пригоден (Маврицкий, 1963).

Между неокомским и юрским водоносными комплексами залегает глинистая толща верхней юры мощностью до 200—300 м. В приуральской части бассейна эта глинистая толща замещается песчаными слоями и становится водоносной.

Между неокомским и апт-сеноманским водоносными комплексами такой выдержанной глинистой толщи нет. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс сложен неравномерно чередующимися алевритами, песками, песчаниками, алевролитами с прослойками глин.

Общая мощность комплекса измеряется от 100—150 м в периферийных частях бассейна до 800—1000 м в его центральных районах. Глубина залегания кровли колеблется от 150 до 1300 м, на юго-востоке, в южной части Чулымского района, отложения комплекса выходят на поверхность, перекрываясь только маломощными четвертичными образованиями.

На юге, в Иртышском районе, непосредственно над водоносным комплексом апт-сеномана, залегает водоносный песчаный горизонт отложений коньяк-сантона (ипатовская пачка), мощностью до 90—100 м, который имеет гидравлическую связь с апт-сеноманским комплексом (рис. 1).

Воды апт-сеномана имеют температуру на глубине пласта от 20 до 60° С, редко более. В Татарском, Омском и Купинском районах температура воды при самоизливе из верхних частей комплекса достигает 30—43° С. Напоры вод на большей части площади бассейна превышают поверхность земли на 20—40 м.

Водообильность водоносной толщи апт-сеномана различна и зависит от коллекторских свойств пород. По данным А. Г. Арье, дополненных нами, водопроницаемость водоносных пород комплекса изменяется от 10 до 220 м²/сутки.

К северу от областей питания к областям стока меняются химический и газовый составы термальных вод, от азотных пресных гидрокарбонатных натриевых с минерализацией до 1 г/л на юге (Колпашево, Купино, Ипатово и др.) до метановых соленых хлоридных натриевых с минерализацией до 10—15 г/л на севере (Викулово, Тара и др.). Соленые воды содержат бром в количестве 50—80 мг/л, йод — до 10—20 мг/л.

Смена химического состава вод прослеживается не только по площади, но и в вертикальном разрезе (см. рис. 3).

Неокомский водоносный комплекс (рис. 2) сложен переслаивающейся толщей алевролитов, песчаников, глин и аргиллитов общей мощностью

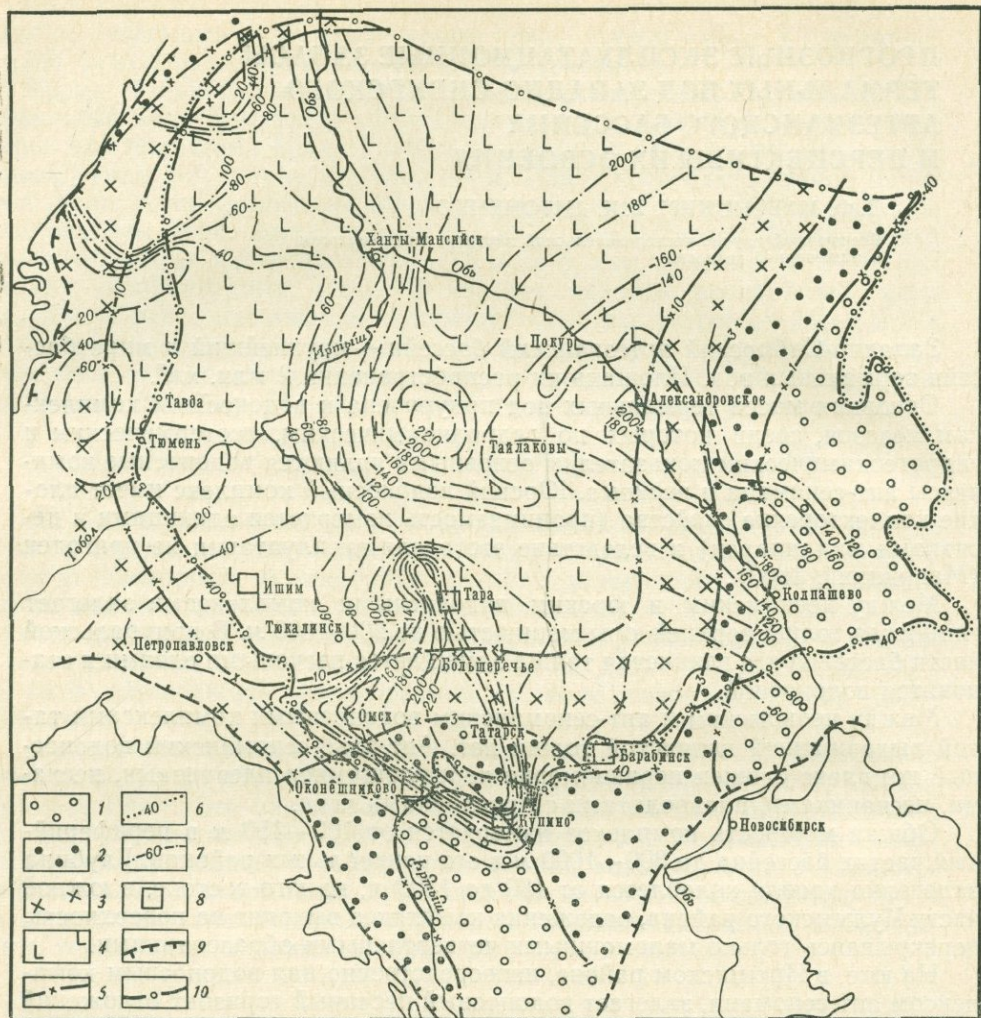


Рис. 1. Карта водопроницаемости и зон минерализации апт-сенманского водоносного комплекса
 Зоны минерализации, г/л: 1 — до 1; 2 — 1—3; 3 — 3—10; 4 — 10—20; 5 — границы зон минерализации; 6 — изотермы по подошве комплекса, °С; 7 — изолинии водопроницаемости, м²/сутки; 8 — местоположение расчетных водозаборов; 9 — границы водоносного комплекса; 10 — границы артезианского бассейна

от 200 до 1000 м, редко более. Глубина залегания комплекса изменяется от 200 м на периферии до 1800 м в центре бассейна.

Температура термальных вод в пластовых условиях 20—95°С. Наибольшие температуры (75—95°С) отмечены в Среднем Приобье и Иртыш-Тобольском междуречье. В ряде скважин при длительном самоизливе температура на устье достигает 65—70°С, редко более (Тобольск, Колпашево).

Коллекторские свойства пород непостоянны, что зависит от непостоянства литологического состава и мощности водовмещающих пород. По данным А. Г. Арье, с некоторыми нашими дополнениями, водопроницаемость пород комплекса колеблется от 10 до 80 м²/сутки.

Движение подземных вод в толще неокома происходит с юго-востока и юга в северном направлении. В этом же направлении изменяется химический и газовый составы подземных вод. Минерализация вод варьирует

от 0,3 г/л в окраинных частях бассейна до 15—20 г/л на большей центральной части бассейна, увеличиваясь в нижних частях комплекса (валанжин) Омского района до 25 г/л (рис. 3).

В табл. 1 приведены данные о качестве, напорах, температуре термальных вод и водопроницаемости апт-сеноманского и неокомского водоносных комплексов по ряду характерных пунктов.

На основе имеющихся данных о водопроницаемости и напорах были подсчитаны прогнозные запасы термальных вод апт-сеноманского и неокомского водоносных комплексов.

Таблица 1

Качественная характеристика термальных вод Западной Сибири по данным опробования в опорных пунктах

Местоположение скважины	Интервал опробования, м	Статический уровень от поверхности земли, м	Водопроницаемость с учетом общей мощности, м ² /сутки	Температура воды на устье; температура на глубине—знаменатель, °С	Минерализация, г/л	Состав воды и газов
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс						
Тюмень	1000—1003	+46	30	— 34	11,0	Метаново-азотный Хлоридный натриевый
Омск	1384—1389	+16	160	40 45	9,8	То же
Тара	1154—1158	+37	200	— 39	17,6	» »
То же	1516—1529	+29(?)	200	— 52	19,8	Метановый, хлоридный натриевый
Татарск	1072—1203	+12	250	35 —	2,5	Азотный, хлоридно-гидрокарбонатный натриевый
То же	1420—1430	+15	200	— 50	3,1	То же
» »	1638—1647	+18	200	— 60	4,7	Азотно-метановый, хлоридный натриевый
Барабинск	1251—1261	+6	90(?)	— 38	4,8	Азотно-метановый, хлоридный натриевый
Купино	790—1019	+13	220	35 —	1,2	Азотный, сульфатно-гидрокарбонатный натриевый
Колпашево	924—944	+83(?)	150	35 —	0,9	Азотный, гидрокарбонатный натриевый
Неокомский водоносный комплекс						
Заводоуковск	1087—1097	+33	20	43 47	18,0	Метаново-азотный, хлоридный натриевый
Омск	2102—2214	+20	20(?)	68 90	24,0	Метановый, хлоридный натриевый
Тара	1757—1767	+34	60	— 60	20,0	То же
Тобольск	1608—1783	+60	40—50	70 79	18,0	» »
Татарск	1851—1857	—	30	—	11,0	» »
Барабинск	1707—1763	—	30	—	19,0	» »
Колпашево	1808—1826	+49	60	68 85	3,0	Метаново-азотный, хлоридный натриевый

Для расчета принята была условная схема, при которой водоносный комплекс рассматривался в гидродинамическом отношении как единое целое и ограничен непроницаемыми контурами (Биндеман, Бочеввер, 1964). При такой схеме гидродинамические расчеты позволяют определить упругие запасы, которые можно получить при заданном понижении на конец заданного срока.

Расчеты производились по формуле площадной равномерной сработки уровня:

$$Q = 10^6 \frac{SkmF}{at} \text{ (м}^3\text{/сутки)},$$

где:

S — понижение, м; km — коэффициент водопроницаемости, $\text{м}^2\text{/сутки}$; F — площадь, км^2 ; a — коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2\text{/сутки}$, t — время, сутки.

Прогнозные запасы термальных вод подсчитывались в пределах площади, ограниченной сорокоградусной изотермой и изолинией глубины 2500 м. Для альб-сеноманского водоносного комплекса изотерма построена по подошве отложений, а для неокомского — по кровле. В связи с этим запасы, подсчитанные для альб-сеноманского водоносного комплекса, были уменьшены с учетом того, что примерно треть мощности водоносного комплекса находится выше изотермы 40° С.

При расчетах предварительно проводилось районирование территории в соответствии с изменением водопроницаемости и для каждого выделенного района значение водопроницаемости усреднялось. Величина допустимого понижения к концу предусматриваемого периода эксплуатации, принимаемого равным 10^4 м, везде принималась равной 100 м ниже поверхности земли. Такая величина понижения выбиралась главным образом с учетом существующего наиболее распространенного насосного оборудования (артезианские насосы).

В табл. 2 приведены общие прогнозные запасы термальных вод апт-сеноманского и неокомского водоносных комплексов.

Таблица 2

Общие прогнозные запасы термальных вод апт-сеноманского и неокомского водоносных комплексов Западно-Сибирского артезианского бассейна

Возраст водоносного комплекса	Площадь, тыс. км^2	Средняя величина водопроницаемости, $\text{м}^2\text{/сутки}$	Пьезопроводность, $\text{м}^2\text{/сутки}$	Время эксплуатации, сутки	Среднее понижение, м	Минерализация, г/л	Температура на изливе, С°	Прогнозные запасы	
								$\text{м}^3\text{/сутки}$	л/сек
Южная часть (до 58° с. ш.)									
Апт-сеноман	629,6	120	10^5	10^4	100	1—20	35—45	$7,6 \cdot 10^6$	87
Северная, часть (от 58° с. ш.)									
	464,4	140	10^5	10^4	100	1—20	35—50	$6,5 \cdot 10^6$	75
Южная часть									
Неоком	547,4	35	10^5	10^4	100	1—25	40—70	$1,9 \cdot 10^6$	2,2
Северная часть									
	225,6	40	10^5	10^4	100	5—20	40—70	$9,0 \cdot 10^5$	10

Кроме того, были подсчитаны по приведенной выше формуле прогнозные запасы термальных вод апт-сеноманского и неокомского водоносных комплексов по зонам с различной минерализацией для южных районов низменности. Результаты расчетов приведены в табл. 3. В северных райо-

Таблица 3

Прогнозные запасы термальных вод по зонам минерализации (для южных районов Западно-Сибирской низменности)

Водоносный комплекс	Зона минерализации, г/л	Прогнозные запасы по зонам, м ³ /сек	Температура на изливе, °С
Апт-сеноманский	до 1	4,6	35—40
	1—3	9,1	35—40
	3—10	18,0	40—45
	10—20	54,0	40—45
Неокомский	до 1	3,0	40—60
	1—3	2,4	40—60
	3—10	4,3	40—75
	10—25	26,6	40—75

нах в указанных водоносных комплексах заключены в основном термальные воды с минерализацией более 10 г/л.

Для определения перспектив того или иного района знание общих прогнозных запасов термальных вод еще недостаточно. Необходимо знать возможные запасы водозаборов, располагающихся в наиболее важных для будущего освоения пунктах (участках) и имеющих различные гидрогеологические и геотермические параметры.

В табл. 4 приведены данные о возможных расходах таких запасов. При расчетах принимался условный стандартный водозабор площадью 25 км², состоящий из пяти скважин. Величина пьезопроводности принималась равной 10⁵ м²/сутки, время 10⁴ суток, понижение 100 м.

Таблица 4

Прогнозные запасы термальных вод по отдельным водозаборам

Местоположение водозабора	Водопроницаемость, м ² /сутки	Ожидаемая температура на изливе, °С	Прогнозный расход водозабора, м ³ /сутки
Водоносный комплекс апт-сеномана			
Тара	200	35—40	2,5·10 ⁴
Оконешниково	160	40	2,0·10 ⁴
Колпашево	150	40	2,0·10 ⁴
Куйбышев (Барабинский)	90	35—40	1,15·10 ⁴
Ишим	50	35—40	0,6·10 ⁴
Купино	220	35—40	2,8·10 ⁴
Водоносный комплекс неокома			
Колпашево	60	65—70	1,0·10 ⁴
Тара	60	60—65	1,0·10 ⁴
Тобольск	50	65—70	0,8·10 ⁴

Расчет расхода водозабора производился по формуле «большого колодца».

$$Q = \frac{4\pi kmS}{\ln \frac{2,25at}{r_k^2}},$$

где:

Q — расход водозабора, $m^3/сутки$; km — водопроницаемость, $m^2/сутки$; S — понижение, m ; a — пьезопроводность, $m^2/сутки$; t — время предполагаемой эксплуатации водозабора, $сутки$; r_k — приведенный радиус «большого колодца», m .

Приведенный радиус «большого колодца» вычисляется по формуле

$$r_k = \alpha \sqrt[n]{F^{n-1}},$$

где:

α — параметр, зависящий от числа скважин (в нашем случае он равен 0,47); F — площадь водозабора, m^2 ; n — число скважин водозабора; r_k — приведенный радиус водозабора (в нашем случае равен 405 m).

Данные о качестве и тепловом потенциале термальных вод Западной Сибири показывают, что основными направлениями использования этих вод могут быть: 1) теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжение) жилых и общественных зданий; 2) теплоснабжение сельскохозяйственных объектов и особенно защищенного грунта (теплицы, парники); 3) технологические нужды (сушка, мойка шерсти и др.); 4) бальнеологические цели и 5) в отдельных районах извлечение ценных химических элементов (йод). Подчеркнем, что при непосредственном использовании термальных вод с минерализацией до 3 $г/л$ для горячего водоснабжения, а для технологических целей с минерализацией до 20—25 $г/л$ достигается значительная экономия водопроводной воды, предназначенной в основном для питьевых целей.

Для душей, ванн, плавательных бассейнов и хозяйственных нужд термальные воды Западной Сибири могут использоваться почти повсеместно. Первоочередными объектами освоения могли бы стать пункты, перечисленные в табл. 4.

Широкое освоение прогнозных запасов термальных вод может быть рекомендовано в южных районах Западно-Сибирской низменности, в пределах зон минерализации до 3 $г/л$ (см. рис. 1, 2).

Во всех районах освоения термальные воды имеют напоры, значительно превышающие поверхность земли, что позволяет использовать их как при самоизливе, так и при принудительной откачке насосами.

Потенциальные запасы тепла в термальных водах Западно-Сибирского артезианского бассейна, которые можно освоить, превышают 150 млн. $Гкал$ в год, что равноценно сжиганию около 25—30 млн. $тут$.

Как показали проработки ВСЕГИНГЕО, добыча 1 $Гкал$ тепла при расходах скважины от 15 $л/сек$ и выше не превосходит 2—3 руб., что ниже тарифов на отпускаемое тепло от ТЭЦ и районных котельных.

Поэтому широкое использование термальных вод в народном хозяйстве может дать значительный экономический эффект.

Литература

- Биндеман Н. Н., Бочеввер Ф. М. Региональная оценка эксплуатационных запасов пресных подземных вод.— Сов. геология, 1964, № 1.
Маврицкий Б. Ф. Западная Сибирь.— В кн. «Термальные воды СССР и их теплоэнергетическое использование». М., Изд-во АН СССР, 1963.

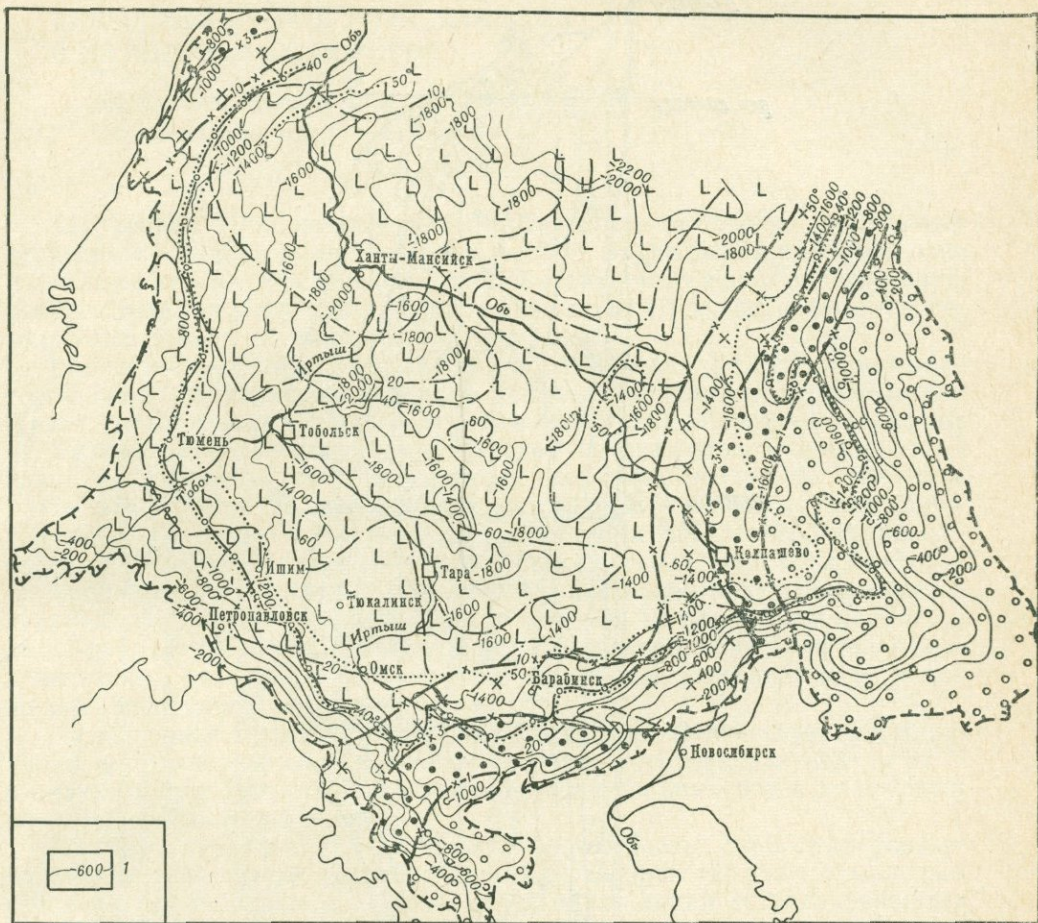


Рис. 2. Карта водопроводимости и зон минерализации неокомского водоносного комплекса

1 — стратонисогипсы, м; остальные обозначения те же, что на рис. 1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ПРИБАЙКАЛЯ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

И. С. ЛОМОНОСОВ, С. В. ЛЫСАК

Институт земной коры СО АН СССР

Территория Прибайкалья в геоструктурном отношении приурочена к активизированной области земной коры — Байкальской рифтовой зоне и является весьма перспективной для практического использования внутреннего тепла земных недр, которое выносится на дневную поверхность многочисленными термальными источниками.

Работами последних лет (Любимова, 1968, и др.) в Байкальской рифтовой зоне установлена глубинная тепловая аномалия, характеризующаяся повышенным тепловым потоком (рисунок). Непосредственно под оз. Байкал, расположенном в центральной части рифтовой зоны, средняя величина теплового потока достигает $3,2 \mu \text{ кал/см}^2 \cdot \text{сек}$, во впадинах байкальского типа $2,0 \mu \text{ кал/см}^2 \cdot \text{сек}$, на побережье Байкала, в пос. Лиственичном, $1,6 \mu \text{ кал/см}^2 \cdot \text{сек}$, тогда как на прилегающей территории Сибирской платформы тепловой поток редко превышает $1,0 \mu \text{ кал/см}^2 \cdot \text{сек}$.

Существование тепловой аномалии под Байкалом подтверждается результатами глубинного магнито-вариационного (Ваньян, Харин, 1967) и магнито-теллурического зондирования, обнаруживающих в рифтовой зоне повышенный разогрев и сравнительно неглубокое залегание зоны повышенной электрической проводимости.

Повышенный тепловой поток в Прибайкалье способствует формированию многочисленных термальных источников с температурой до 84°C и подтверждает существование бассейнов термальных вод в межгорных впадинах байкальского типа.

Наиболее широко в Прибайкалье распространены слабо минерализованные азотные термы (таблица), выходы которых тяготеют к молодым сейсмоактивным зонам и располагаются вдоль линий активизированных тектонических разломов. Температура воды в источниках часто превышает $35\text{—}40^\circ \text{C}$, иногда достигает $70\text{—}84^\circ \text{C}$ (Уш-Белдир — 84° , Могойский — 81° , Аллинский — 77°C и др.). Дебит источников обычно колеблется от 1 до 10 л/сек, хотя иногда превышает $20\text{—}50$ л/сек (Горячинск, Хакусы). Воды имеют сравнительно низкую минерализацию ($0,18\text{—}1$ г/л, редко $1,8\text{—}2,0$ г/л), а в их солевом составе сульфаты (реже гидрокарбонаты) натрия повсеместно и значительно преобладают над хлоридами.

Термальные воды обогащены кремнекислотой ($30\text{—}120$ мг/л), фтором ($20\text{—}28$ мг/л) и др.; некоторые содержат гидросульфид (до 30 мг/л), радон (до $6,5\text{—}9$ тмс/л).

Азотные термы Прибайкалья по своим лечебным свойствам близки к минеральным водам курортов Кульдур, Цхалтубо и др.

В районах недавно угасшей вулканической деятельности на северо-восточном и юго-западном флангах Байкальского рифта развиты углекислые термы. Их температура не превышает $35\text{—}43^\circ \text{C}$. Содержание солей в водах источников достигает $0,5\text{—}2$ г/л и более. Состав углекислых терм в основном гидрокарбонатный магниевый-кальциевый (Аршан — Тункинский, Шумак, Сыни и др.), реже натриевый (Травергиновый). Содержание углекислоты колеблется от 500 до 9000 мг/л. Воды углекислых терм Прибайкалья напоминают минеральную воду курортов Кисловодска, Пятигорска и др.

Схематическая карта распределения глубинного теплового потока по основным тектоническим структурам юга Восточной Сибири. Составила С. В. Лысак с использованием материалов Е. А. Любимовой и В. П. Солоненко

Районы пониженных величин тепловых потоков — менее $1 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$ (высота прямоугольника соответствует величине теплового потока в масштабе $0,5 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$ в 1 мм): 1 — замеренные величины тепловых потоков; 2 — ориентировочные величины тепловых потоков; 3 — краевые поднятия; 4 — прибайкальский краевой прогиб; 5 — прибайкальское сводовое поднятие; 6 — центральное поле амфитеатра; 7 — Саяно-Енисейская депрессия; 8 — Иркутский (мезозойский) наложенный краевой прогиб; 9 — погребенные выступы, своды и поднятия по глубоким горизонтам осадочного покрова: 1 — Тулунский, 2 — Иркутский, 3 — Казачинский, 4 — Усть-Кутский, 5 — зона Ангарских дислокаций; 10 — валы и поднятия по верхним горизонтам осадочного покрова: 6 — Божеханский, Жигаловский, Марковский, Миндейско-Литвинцевский; 11 — область широкого развития траппов.

Районы промежуточных величин тепловых потоков — от 1 до $1,5 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$ — положительные морфоструктуры эпи-

платформенного орогенического пояса: 12 — краевые щитовидные поднятия, 13 — глыбовые поднятия, 14 — сводово-блоковые поднятия, 15 — сбросово-сводовые поднятия, 16 — сводовые поднятия, 17 — междуваднинные кристаллические переемычки, 18 — Селенгино-Витимская зона волновых поднятий.

Районы преимущественно повышенных величин тепловых потоков — от 1,5 до $3 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$ — отрицательные морфоструктуры: 19 — Байкальская впадина (а — участки с резкой внутривпадинной тектонической дифференциацией фундамента, б — участки со слабой внутривпадинной дифференциацией фундамента, в — участки впадины, неустойчиво загруженные); 20 — реликты третичных прогибов в зоне байкальского рифта; 21 — загруженные впадины байкальского типа; 22 — эмбриональные впадины байкальского типа; 23 — впадины забайкальского типа.

Районы аномально повышенных величин тепловых потоков — более $3 \text{ мкал/см}^2\text{сек}$ — неотектонические раз-

рывные структуры (сейсмогенерирующие): 24 — новейшие разломы, 25 — месторождения термальных вод. Высота пика соответствует температуре воды в масштабе 10° в 1 мм . (Ал — Аллинское, Ам — Амнундинское, Б — Большереченское, БН — Баунтовское, Бс — Бусанское, Бст — Быстринское, Вэ — Верхнезаимское, Гс — Гусихинское, Гр — Гаргинское, Д — Давшинское, Дз — Дзелинское, Ж — Жемчужное, Зк — Золотоключевское, Зм — Змеиное, Ир — Ирканинское, Кб — Кулиноболотное, Кр — Корикейское, М — Могойское, Мк — Муяканское, Мс — Муйское, Нп — Ниловопустыньское, П — Питателевское, С — Сеюйское, Сз — Сухозагзинское, Т — Толстихинское, Ул — Улюнханское, Ум — Умхейское, Ур — Уринское, Ф — Фролинское, Х — Хакусское, Ш — Шумакское, Шр — Шуридинское); 26 — эпицентры сильных ($M > 4\frac{1}{4}$) землетрясений; 27 — потухшие четвертичные вулканы; 28 — границы Байкальской рифтовой зоны; 29 — граница Сибирской платформы

Метановые термы вскрыты скважинами в Тункинской и Баргузинской впадинах, а также на юго-восточном побережье оз. Байкал, в дельте р. Селенги. Горизонты термальных вод, газифицированных метаном, встречены на глубинах от 700—1000 до 2000 м и более.

По химическому составу метановые термы гидрокарбонатные натриевые, минерализация 1—1,5 г/л, и лишь в районе д. Исток (Байкальская впадина) с глубины 2700—2900 м выведены хлоридные натриевые метановые термы с минерализацией до 4 г/л.

В настоящее время термальные воды Прибайкалья используются лишь в бальнеологических целях.

Старейший курорт Восточной Сибири Горячинск в настоящее время имеет 300 коек. Здесь в лечебных целях используется азотная кремнистая термальная вода. Для ванн расходуется ежедневно не более 100 м³ воды, хотя запасы кремнистых терм этого месторождения утверждены в ГКЗ в количестве 1167 м³/сутки. В ближайшем будущем курорт будет расширяться до 500 мест, хотя утвержденные запасы термальных вод обеспечивают строительство бальнеологического комплекса на 2000—2500 мест.

Строится водолечебница на радоновых термальных источниках Ниловой Пустыни, где в настоящее время различными местными организациями выстроены лечебные корпуса общей вместимостью 650 мест. В летний период водолечебницу посещают 1200 человек и более, что говорит о больших потребностях в санаторно-курортном строительстве. Созданию на этих водах крупного курорта благоприятствуют значительные запасы термальных вод (1816 м³/сутки).

Несомненный практический интерес представляют термальные воды Питателевского месторождения, по которому еще в 1964 г. утверждены запасы минеральной термальной воды в количестве 518 м³/сутки.

Наиболее популярный курорт Прибайкалья — Аршан-Тункинский. В 1968 г. на курорте скв. 28, расположенной в 530 м от горного обрамления Тункинской впадины, выведены с глубины 400—650 м углекислые сульфатно-гидрокарбонатные магниевые-кальциевые воды с температурой на изливе 43,5°С. Производительность скважины 14 л/сек, что вдвое превышает суммарный дебит всех ранее пробуренных на месторождении продуктивных скважин. Высота напора над устьем при самоизливе достигает 64 м. Термальная вода скв. 28 очень газонасыщена, содержание свободной углекислоты достигает 9,5 г/л, минерализация 4,1 г/л, содержание кремнекислоты 120 мг/л.

В настоящее время на курорте Аршан-Тункинский (470—500 коек) для лечебных целей используются холодные углекислые воды типа кисловодского нарзана. Для ванн, питьевых целей и розлива расходуется около 0,8 л/сек при утвержденных запасах холодной углекислой воды 4 л/сек. Открытые углекислые термы могут явиться основной базой дальнейшего развития Аршан-Тункинского курорта, который намечено переоборудовать в лечебный комплекс на 3000 мест, обслуживающий население Восточной Сибири и Дальнего Востока. Уже начато строительство санатория на 500 мест.

Курорт Уш-Белдир, расположенный в труднодоступной высокогорной местности на востоке Тувы, функционирует с 1956 г. Запасы азотных терм месторождения по категории «В» равны 7,6 л/сек. Пропускная способность курорта 150—170 человек в месяц. Судя по запасам термальных вод, количество больных, ежемесячно посещающих курорт, можно увеличить до 400—500 человек, и перевести курорт на круглогодичное функционирование.

Большой лечебный эффект дают метановые термы, вскрытые глубокими скважинами близ сел Жемчук (скв. Тункинская 1), Сухая, Исток и др. На базе Тункинской скважины, где много лет существует неболь-

шая местная водолечебница, можно организовать крупный санаторий на 1000 человек и более.

Сезонные здравницы и дома отдыха, использующие термальные воды в лечебных целях, построены силами отдельных предприятий и организаций на Баунтовском, Гаргинском, Хакусском, Аллинском и некоторых других источниках.

В Прибайкалье имеется ряд термальных источников, представляющих большой практический интерес. Лишь удаленность от обжитых мест и труднодоступность затрудняет их освоение. На этих источниках возникают так называемые дикие курорты, такие, как Уринский, Инский, Умхейский, Змеиный, Шумак и некоторые другие. На их базе можно рекомендовать сооружение комплексов оздоровительных и лечебных учреждений — пансионатов, туристских баз, водолечебниц и т. п.

Перспективны для освоения Кучехирские термы, расположенные в Баргузинской впадине, в 175 км к северо-востоку от с. Баргузин. Особенностью источников является наличие в воде, кроме кремнекислоты, также сероводородных горячих грязей. Это дает возможность организовать здесь комплексный курорт с грязе- и водолечением.

Наряду со строительством курортов у наиболее доступных источников следует создавать местные водолечебницы (в отдаленных местах) с обеспечением надлежащего медицинского надзора. В первую очередь надо реконструировать и расширить Баунтовскую и Хакасскую здравницы, а также обратить серьезное внимание на некоторые термальные источники Северо-Байкальского и Баунтовского районов (Иркана, Муйский, Муяканский и др.), вблизи которых в ближайшие годы пройдет Байкало-Амурская магистраль и широкое развитие получит горно-рудная промышленность.

Термальные воды Прибайкалья, кроме лечебных, могут и должны использоваться в термоэнергетических целях. Техничко-экономические расчеты подтверждают экономическую целесообразность такого использования термальных вод. Так, для термальных вод трещинно-жильного типа, к которому относится подавляющее большинство терм Прибайкалья, себестоимость 1 Гкал снимаемого тепла не выше 1 рубля и колеблется от 20 до 50 коп. Себестоимость разведки и каптажа терм относительно невелика, так как обычно на месторождении достаточно пробурить 3—5 эксплуатационных скважин, глубиной 300—400 м. Естественно, это не относится к пластовым термальным водам, залегающим во впадинах, для вскрытия которых необходимы скважины глубиной до 1000 м и более.

Исходя из опыта разведочных работ на Питателевском месторождении, где на месте существовавшего источника с дебитом 2—3 л/сек в результате групповой опытно-эксплуатационной откачки из трех скважин получен суммарный дебит 49,5 л/сек, эксплуатационные запасы термальных вод на других источниках могут быть увеличены до 40—50 л/сек, а на таких источниках, как Хакусский, Могойский и некоторые другие, до 80—100 л/сек.

Тепловую энергию подземных вод целесообразно направить на обогрев теплично-парниковых хозяйств, отопление различных сельскохозяйственных объектов, курортов, домов отдыха и пр.

Наиболее перспективными по использованию подземного тепла уже в ближайшие годы являются Питателевское и Горячинское месторождения термальных вод, а также источники Баргузинской и Баунтовской впадин и побережья оз. Байкал (см. таблицу).

На Питателевских термах строятся теплицы площадью 1 га. При использовании термальных вод этого месторождения для обогрева теплиц и теплоснабжения санатория годовой экономический эффект превысит 100 тыс. рублей по сравнению с теплоснабжением от котельной.

Таблица

Краткая характеристика наиболее перспективных для использования месторождений термальных вод Прибайкалья

Месторождение	Температура воды, °С	Суммарный дебит, л/сек	Минерализация, г/л	pH	Формула химического состава	Специфические компоненты				Ориентировочное количество тепла, выносимого на поверхность, ккал/сек
						H ₂ SiO ₃ , мг/л	HS ⁻ , мг/л	CO ₂ , мг/л	Rn, т.л. с/л	
Азотные термы										
Могойское	82	50,0	0,47	—	$\frac{\text{HCO}_3 74 \text{ SO}_4 22}{(\text{Na} + \text{K}) 91}$	112	—	—	—	4050
Питателевское	55—68	49,5	1,7	8,5	$\frac{\text{SO}_4 76 \text{ Cl} 21}{(\text{Na} + \text{K}) 79 \text{ Ca} 21}$	63	—	—	—	3400
Хакусское	46	45,0	0,3	7,4	$\frac{\text{SO}_4 65 \text{ HCO}_3 28}{(\text{Na} + \text{K}) 79 \text{ Ca} 19}$	28	—	—	—	2070
Шуридинское	69	20,0	0,55	—	$\frac{\text{SO}_4 47 \text{ HCO}_3 37 \text{ Cl} 16}{(\text{Na} + \text{K}) 90}$	—	—	—	—	1380
Горячинское	54	23,0	0,6	8,3	$\frac{\text{SO}_4 84 \text{ HCO}_3 11}{(\text{Na} + \text{K}) 79 \text{ Ca} 18}$	83	2,0	—	1,8	1250
Баунтовское	54	20,0	0,45	—	$\frac{\text{HCO}_3 49 \text{ SO}_4 33 \text{ Cl} 18}{(\text{Na} + \text{K}) 92}$	60	—	—	0,15	1080
Муяканское	40—57	16,0	0,3	—	$\frac{\text{HCO}_3 40 \text{ Cl} 26 \text{ SO}_4 26}{(\text{Na} + \text{K}) 65 \text{ Ca} 30}$	53	—	—	—	900
Сеюйское	55	16,0	0,34	—	$\frac{\text{HCO}_3 36 \text{ SO}_4 29 \text{ F} 23}{\text{Na} 94}$	57	—	—	0,3	880
Аллинское	77	>10,0	0,4	7,8	$\frac{\text{SO}_4 49 \text{ HCO}_3 42}{(\text{Na} + \text{K}) 87 \text{ Ca} 10}$	81	25	—	0,6	770
Нилова Пустынь	44	21,0	1,0	8,2	$\frac{\text{SO}_4 76 \text{ Cl} 21}{(\text{Na} + \text{K}) 79 \text{ Ca} 21}$	60	0,5	—	2,5—9,6	725
6751										
Уш-Белдирское	84	8,0	0,42	8,4	$\frac{\text{HCO}_3 49 \text{ SO}_4 30 \text{ Cl} 13 \text{ F} 7}{(\text{Na} + \text{K}) 77 \text{ Mg} 12 \text{ NH}_4 8}$	83	17	—	3,0	700
Муйское	35	10—15	0,6	7,3	$\frac{\text{SO}_4 65 \text{ HCO}_3 26}{(\text{Na} + \text{K}) 65 \text{ Ca} 29}$	57	—	—	—	—
Кучехирское	44,5	>1,0	0,4	7,8	$\frac{\text{SO}_4 51 \text{ HCO}_3 37 \text{ Cl} 12}{(\text{Na} + \text{K}) 91}$	62	29	—	0,4	450
Умхейское	46	>8,0	0,4	7,6	$\frac{\text{HCO}_3 49 \text{ SO}_4 43}{(\text{Na} + \text{K}) 91}$	71	31	—	0,4	400
Гаргинское	74	5,0	1,0	7,6	$\frac{\text{SO}_4 73 \text{ HCO}_3 17 \text{ Cl} 10}{(\text{Na} + \text{K}) 89 \text{ Ca} 10}$	76	12	—	4,3	370
Ирканинское	35	10,0	0,4	7,8	$\frac{\text{SO}_4 72 \text{ Cl} 15 \text{ HCO}_3 13}{(\text{Na} + \text{K}) 79 \text{ Ca} 19}$	25	—	—	3,6	350
Гусихинское	73	4,0	0,6	7,1	$\frac{\text{SO}_4 72 \text{ HCO}_3 18}{(\text{Na} + \text{K}) 92}$	110	—	—	—	300
Уринское	48	6,0	0,4	—	$\frac{\text{SO}_4 52 \text{ HCO}_3 32 \text{ Cl} 10}{(\text{Na} + \text{K}) 96}$	—	—	—	—	290
Толстихинское	43	6,0	0,5	7,9	$\frac{\text{SO}_4 48 \text{ HCO}_3 44}{(\text{Na} + \text{K}) 97}$	7,9	—	—	—	260
Котельниковское	64	>1,0	0,3	7,4	$\frac{\text{CO}_3 34 \text{ HCO}_3 23 \text{ F} 20 \text{ SO}_4 16}{(\text{Na} + \text{K}) 91}$	—	—	—	—	65
Метановые термы										
Истокское	70	>7,0	0,8	7,4	$\frac{\text{HCO}_3 66 \text{ Cl} 33}{(\text{Na} + \text{K}) 96}$	—	—	—	—	490
Жемчужское	40	8,0	1,2	7,9	$\frac{\text{HCO}_3 83 \text{ Cl} 17}{(\text{Na} + \text{K}) 89}$	36,4	<1	—	0,5	320
Углекислые термы										
Аршан-Тункинское (скв. 28)	43,5	14,0	4,1	6,1	$\frac{\text{HCO}_3 70 \text{ SO}_4 27}{\text{Ca} 60 \text{ Mg} 22}$	120	—	9500	—	620
Шумацкое	29—37	>12,0	1,3	6,2	$\frac{\text{HCO}_3 95}{\text{Ca} 53 \text{ Mg} 38}$	25,5	0,4	591	40	450

Весьма показательны и такие ориентировочные цифры. Тепло, выносимое термальными водами только на таких, например, месторождениях термальных вод (табл. 1), как Горячинское (1250 ккал), Питателевское (3400 ккал), Хакусское (2070 ккал), Шуриндинское (1380 ккал) и Могойское (4500 ккал), можно использовать для отопления и горячего теплоснабжения 200—300 тыс. домов, расположенных на расстоянии 1—2 км от источников, и обогреть им площадь грунта, с которой круглый год будут снимать свежие овощи для 2 млн. человек.

На источниках термальных вод можно рекомендовать строительство тепличных комбинатов, которые снабдят свежими овощами население Баргузинского, Северо-Байкальского и Баунтовского районов. На источниках Баргузинской впадины и побережья оз. Байкал можно создать туристские базы, дома отдыха и т. д. с отоплением и плавательными бассейнами на термальных водах.

Эффект от применения термальных вод будет особенно значителен в северных, с суровым климатом, районах Прибайкалья, где распространена многолетняя мерзлота и высока стоимость топлива.

Перспективно освоение и пластовых месторождений термальных метановых вод, приуроченных к осадочным отложениям байкальских впадин. Эти месторождения обладают большими ресурсами термальных вод. Так, например, Тункинская скв. 1 самоизливает с постоянным дебитом 8 л/сек уже более 15 лет. Метановыми термами могут обогреваться тепличные комбинаты, системы теплоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий.

Благоприятным фактором для использования терм в теплоэнергетике является их низкая минерализация, небольшое содержание сероводорода и других компонентов, обладающих повышенной агрессивностью и коррозионностью, что позволяет применять их без теплообменников и больших затрат на улучшение качества.

Перспективы освоения богатейших гидротермальных ресурсов Прибайкалья значительно увеличиваются в связи с организацией здесь первого в нашей стране Национального парка и зоны отдыха на Байкале.

Литература

- Ваньян Л. Л., Харин Е. П. Глубинные магнито-вариационные зондирования в Прибайкалье.— «Регион, геофиз. исслед. в Сибири». Новосибирск, «Наука», 1967.
Любимова Е. А. Тепловая аномалия в области Байкальского рифта.— В кн. «Байкальский рифт». М., «Наука», 1968.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КАМЧАТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

П. И. САМОЙЛЕНКО, В. Н. ПОПОВ, Г. З. АВДЕЕВА

КАМЧАТСКОЕ ПРОМЫСЛОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГЛУБИННОГО ТЕПЛА ЗЕМЛИ

В 1968 г. было проведено гидрогеологическое обследование термальных источников Центральной Камчатки с целью выяснения возможности быстрейшего практического использования их для нужд народного хозяйства.

В пределах Центральной Камчатки имеется множество выходов термальных вод. Из них было обследовано шесть групп, расположенных в трех административных районах: Быстринском (Эссовские, Анавгайские, Быстринские и Оксинские), Усть-Камчатском (Чажминские) и Мильковском (Пушинские).

В геологическом строении участков выходов термальных вод принимают участие туфогенно-осадочные и эффузивные образования олигоцен-миоцен-плиоценового и нижнечетвертичного возрастов. Выходы термальных вод связаны с крупными тектоническими нарушениями и приурочены к речным долинам. Расходы естественных выходов обследованных термопроявлений однозначны и составляют от 3,6 (Быстринские) до 12 л/сек (Чажминские). Температура воды 48—63°С.

Химический состав и минерализация вод самые различные. Наименее минерализованы воды Чажминского термопроявления (0,4 г/л), хлоридно-сульфатные натриевые, со щелочной реакцией. Наблюдается значительное разбавление горячих вод грунтовыми водами морских и аллювиальных отложений. Воды Эссовских и Анавгайских источников сульфатные натриевые иногда натриево-кальциевые с минерализацией 1,0—1,5 г/л, слабокислые (Эссовские) и слабощелочные (Анавгайские).

Наиболее сложны по химическому составу горячие воды Быстринских, Оксинских и Пушинских источников. В них обнаружены биологически активные компоненты: кремнезем, бор, фтор, йод, бром, мышьяк. Содержание мышьяка в Оксинских источниках достигает 2,5 мг/л. По газовому составу наиболее ценны Пушинские источники, являющиеся углекислыми.

В результате термометрических исследований, проведенных в районе выходов термальных вод, определены площади разгрузки горячих вод в толщу рыхлых отложений. Это позволило также установить очередность их освоения. Наиболее перспективны для использования Анавгайские, Быстринские, Эссовские и Пушинские источники, вода которых пойдет для теплично-парниковых комбинатов, теплоснабжения и горячего водоснабжения различных объектов, купальных бассейнов, домов отдыха (табл. 2).

Для обеспечения термальной водой мелких потребителей (потребный расход горячей воды по каждому участку не превышает 10—20 л/сек) в настоящее время нет надобности проводить разведочные работы в большом объеме, так как это требует больших денежных затрат и времени. Предлагается пробурить на каждом термопроявлении по 1—2 разведочно-эксплуатационной скважине. Это позволит обеспечить круглогодичное снабжение населения отдаленных поселков овощами, значительно улучшить медицинское и бытовое обслуживание трудящихся.

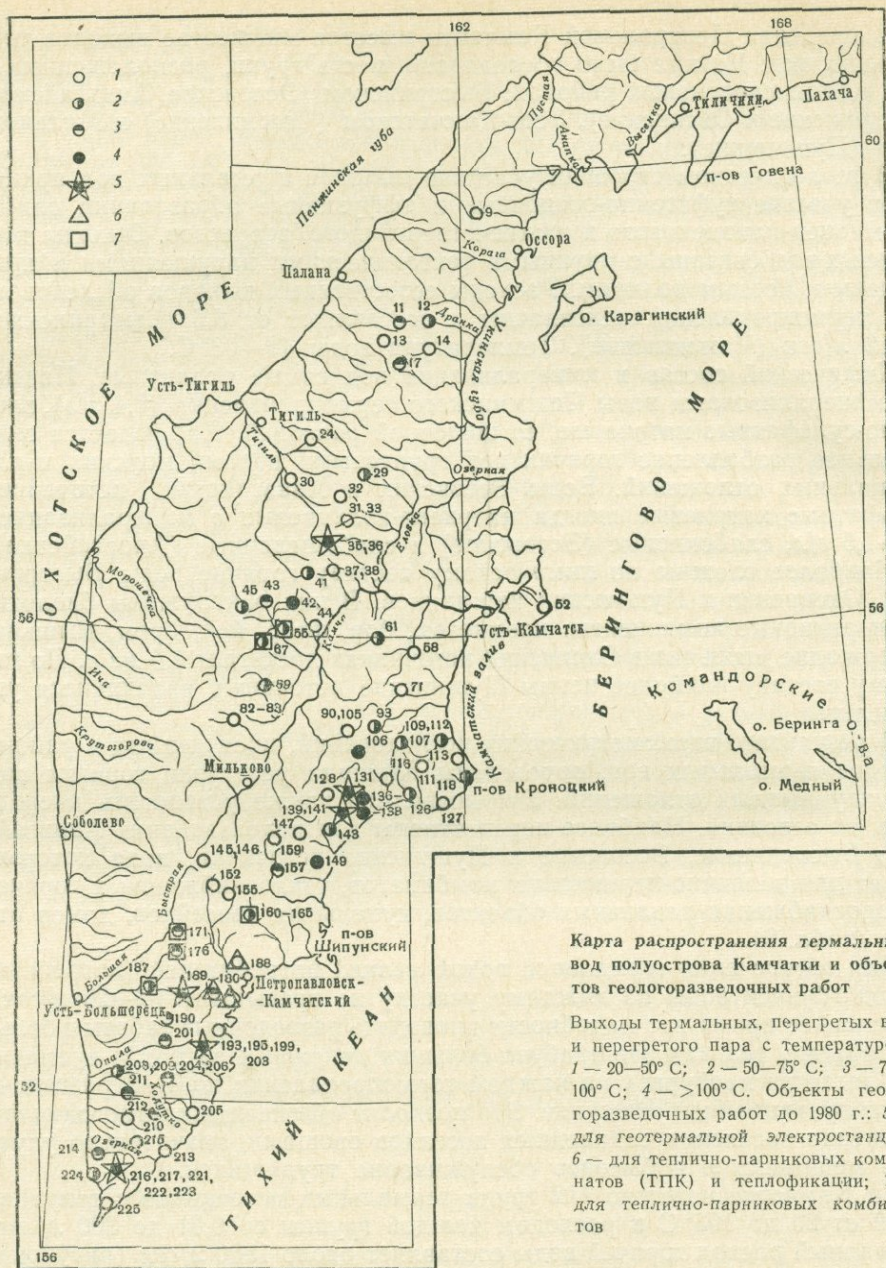
На Камчатке известно 112 групп термальных источников с температурой от 20 до 103°С и расходом каждой группы от 0,01 до 300 л/сек. Суммарный расход горячей воды составляет около 1800 л/сек (рисунок).

Несмотря на значительные разведанные запасы (650 кг/сек) перегретых и термальных вод, в настоящее время частично применяются термальные воды лишь 4 месторождений и 9 термопроявлений. Рассмотрим кратко их особенности.

1. На Паужетском месторождении перегретых вод единственным пока потребителем является Паужетская ГеоТЭС.

2. На Паратунском месторождении термальных вод горячая вода используется для обогрева теплиц площадью 6 га, бассейна и бани, а также теплиц совхоза и Паратунского санатория.

3. На Начикинском месторождении термальных вод скважинами выведено 12,7 л/сек термоминеральной воды с температурой 80°С, которая полностью используется в бальнеологических целях и для отопления санаторного комплекса.



Карта распространения термальных вод полуострова Камчатки и объектов геологоразведочных работ

Выходы термальных, перегретых вод и перегретого пара с температурой: 1 — 20–50° С; 2 — 50–75° С; 3 — 75–100° С; 4 — >100° С. Объекты геологоразведочных работ до 1980 г.: 5 — для геотермальной электростанции; 6 — для теплично-парниковых комбинатов (ТПК) и теплофикации; 7 — для теплично-парниковых комбинатов

4. Больше-Банное месторождение перегретых вод пока законсервировано (отсутствует потребитель).

5. Налычевское месторождение термальных вод используется только для отдыха туристов.

6. Озерновские сероводородные источники находят применение в бальнеологических целях. Здесь построена лечебница для рыбаков колхоза «Красный труженик», купальный бассейн, осуществляется отопление всего комплекса. Лечебница функционирует круглый год.

7. Анавгайские термальные источники применяются для купания, а на прогретой термальной площадке построены сезонные теплицы площадью 400 м².

8. Малкинские, Пущинские, Чажминские, Эссовские, Быстринские, Мало-Банное и Ходуткинские термальные источники используются для купания и в бальнеологических целях без медицинского контроля.

9. Горячая вода остальных термопроявлений постоянного применения не находит. В ней купаются охотники и туристы. Например, на самые крупные термальные источники Камчатки — Узоно-Семячикские организован туристический маршрут союзного значения.

Всего сейчас на Камчатке потребляется около 100 л/сек термальной воды.

Камчатское промысловое управление по использованию глубинного тепла Земли организовало промысловые участки на двух наиболее крупных месторождениях — Паужетском и Паратунском. Подача воды потребителю осуществляется самотеком или принудительно — с помощью центробежных насосов.

Перегретые и термальные воды на Камчатке в предстоящем десятилетии будут использоваться по четырем основным направлениям: 1) выработка электроэнергии; 2) выращивание овощей в закрытом грунте; 3) отопление и горячее водоснабжение; 4) бальнеология, туризм, отдых.

В зависимости от температуры горячую воду наиболее целесообразно использовать для следующих нужд:

	$t, ^\circ\text{C}$		$t, ^\circ\text{C}$
Выработка электроэнергии	>100	Горячее водоснабжение	>45
Центральное отопление	>70	Санатории, лечебницы, дома отдыха, бани, пла- вательные бассейны	>40
Теплично-парниковые ком- бинаты	>50		

Выработка электроэнергии. На Камчатке построены две электростанции на подземном тепле: это опытная Паужетская ГеоТЭС установленной мощностью 5 Мвт и Паратунская экспериментальная фреоновая электростанция мощностью 750 квт. Учитывая сложность доставки на Камчатку топлива, необходимость строительства геотермальных электростанций резко возрастает.

Горячую воду после сепарации предусматривается частично использовать для теплично-парникового комбината, а частично для выработки дополнительной электроэнергии с помощью гидродинамических турбин.

В Паужетский геотермальный район входит Кошелевское месторождение парогидротерм. Прогнозная тепловая мощность его составляет 150 тыс. ккал/сек, что достаточно для работы геотермальной электростанции мощностью 75 Мвт (табл. 1). Электроэнергия Паужетской и Кошелевской электростанций пойдет по линии электропередач через Усть-Большерецк в г. Петропавловск.

Очень интересны с точки зрения геотермальной энергетики Мутновский и Семячикский геотермальные районы. Семячикский — объединяет термальные поля Долины Гейзеров, кальдеры вулкана Узон и Семячикского геотермального массива, расположен в Кроноцком заповеднике. Этот район по термопроявлениям самый крупный на Камчатке (тепловая мощность в естественных условиях 139 тыс. ккал/сек).

На Киреунских парогидротермах, после их разведки, возможно строительство геотермальной электростанции мощностью 10 Мвт, энергия которой пойдет в пос. Ключи.

При рациональном использовании глубинного тепла Земли на Камчатке к 1980—1985 гг. могут работать геотермальные электростанции общей мощностью порядка 300 Мвт, при общей электрической нагрузке

Таблица 1

Показатели по месторождениям гидротерм, перспективным для энергетического использования

№ на карте	Геотермальные районы и месторождения	Естественная тепловая мощность, тыс. ккал/сек	Состояние и температура теплоносителя	Прогнозная тепловая мощность, тыс. ккал/сек	Намечаемая мощность ГеотЭС, Мвт	Примечание
216	Паужетский геотермальный район	100	Пароводяная смесь, пар	230	100	Проведена разведка, защищены в ГКЗ запасы V_1C_1 169 кг/сек, теплосодержанием 170 ккал/кг. Построена ГеотЭС мощностью 5 Мвт
	Паужетское месторождение	25	200 ккал/кг	80	25	
222	Кошелевское месторождение	75	Пароводяная смесь, пар до 154°C	150	Более 75	Проведено экспедиционное обследование, определен вынос тепла в естественных условиях
223	Семьячкский геотермальный район	139		270	150	Проведено экспедиционное обследование, определен вынос тепла в естественных условиях
141	Нижне-Семьячкское месторождение	25	Пароводяная смесь			
139	Верхне-Семьячкское месторождение	50	Пар ~136°C			
131	Узонское месторождение	64	Пароводяная смесь более 200 ккал/кг			
193	Мутновский геотермальный район	Более 22	Пар, пароводяная смесь	Более 100	Более 35	Проведено экспедиционное обследование, определен вынос тепла в естественных условиях
36	Верхне-Жировское, Нижне-Жировское и Северо-Мутновское месторождения Киреунское месторождение	5	Пароводяная смесь	35	10	Проведено экспедиционное обследование, определен вынос тепла в естественных условиях
	Итого:	266		635	295	

в 1980 г. 600 Мвт. Использование геотермальной энергии позволит отказаться от завоза на Камчатку около одного миллиона тонн угля.

Выращивание овощей в закрытом грунте. Наряду с проектированием крупных теплично-парниковых комбинатов в Камчатской области предусматривается строительство небольших теплично-парниковых хозяйств, расположенных в труднодоступных районах и предназначенных для снабжения свежими овощами небольших населенных пунктов. Большие комбинаты будут расположены в непосредственной близости от областного центра (табл. 2).

При общей площади теплично-парниковых комбинатов 65 га будет получено более 16 тыс. тонн овощей, что составит около 54 кг на каждого жителя Камчатки (годовая норма, по данным Института питания АМН СССР, составляет 36,5 кг). Следовательно, Камчатка может ежегодно экспортировать более 6 тыс. тонн овощей в соседнюю Магаданскую область. Стоимость товарной продукции составит более 15 млн. руб. в год.

Отопление и горячее водоснабжение. Отопление и горячее водоснабжение прилегающих к г. Петропавловску населенных пунктов будет осуществляться за счет термальных вод месторождений: Паратунского, Больше-Банного и Южного берега Авачинской бухты. Потребность в

воде на эти нужды составляет 265 л/сек с температурой 80°С (135 Гкал/час).

В районе Центральной Камчатки предусматривается теплоснабжение и горячее водоснабжение поселков и различных производственных объектов, расположенных вблизи от естественных термопроявлений.

Бальнеология, туризм, отдых. Большинство термальных источников Камчатки может быть использовано в бальнеологических целях. Далеко за пределами области известны такие здравницы, как Паратунский и Начикинский санатории. Почти каждый житель Камчатки знает о замечательной воде Мало-Банных и Малкинских, Озерновских и Чажминских, Быстринских и Пущинских источников. К 1980 г. значительно увеличится количество здравниц. Расширяется Начикинский санаторий, проводится разведка Малкинского термопроявления для обеспечения термоминеральной водой проектируемого крупного пансионата. На Быстринских источниках завершено строительство дома отдыха и бассейна для работников лесной промышленности и оленеводов.

Таблица 2

Месторождения термальных вод Камчатки, перспективные для использования в целях теплоснабжения населенных пунктов и теплично-парниковых комбинатов

№ на карте	Месторождение	Суммарный дебит источников, л/сек	Температура воды источников, °С	Прогнозные ресурсы, л/сек	Назначение и намечаемая мощность объекта	Примечание
180, 180а, 181, 182, 183	Паратунское	200	32,5—81,5	500	ТПК 10 га. Теплоснабжение, бальнеология, оздоровительные комплексы потребностью 15 Гкал/час	В 1969 г. защищены в ГКЗ запасы по 3 участкам по категории «В» 270 л/сек
189	Больше-Банное	35	103	250	ТПК 15 га	Проведена разведка, защищены в ГКЗ запасы по категории «В» (забалансовые) 156 кг/сек
б/н	Южного берега Авачинской бухты	3	10—28	200	Теплоснабжение населенных пунктов	
171	Малкинское	27	82	150	ТПК 4 га; пансионат — дом отдыха	
176	Начикинское	40	80,5	100	ТПК 4 га	Эксплуатационные запасы в количестве 12,7 л/сек
187	Апачинское	11,5	71	200	ТПК 5 га	Проведено обследование, дана прогнозная оценка
160, 161, 162, 164, 165	Налычевской группы терм	85	38—75	500	ТПК 15 га	Проведены поисковые работы с бурением скважин
67	Эссовское	7,7	63	200	ТПК 0,5 га	Проведено обследование по использованию глубинного тепла Земли
55	Анавгайское	7	52	100	ТПК 0,5 га	Проведено обследование
56	Быстринское	3,6	48	100	ТПК 0,5 га, дом отдыха на 50 мест	Проведено обследование
145	Пущинское	2,3	42	50	ТПК 1 га, пионерлагерь, дом отдыха	Проведено обследование
35	Двухъярточное	18,5	До 100	200	ТПК 10 га	Дана прогнозная оценка

У термальных источников, расположенных вблизи г. Петропавловска, любят отдыхать горожане и гости Камчатки. Наибольшее внимание привлекают Паратунские и Малкинские источники. В районе Нижне-Паратунского участка (Паратунское месторождение) предусматривается строительство зоны отдыха с бассейнами, гостиницами, мотелями.

Туристские маршруты протягиваются ко многим термальным источникам, расположенным в живописнейших уголках полуострова. Проложен туристический маршрут союзного значения в знаменитую Долину Гейзеров с посещением кальдеры Узона и Семячских источников.

ПАРАТУНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД НА КАМЧАТКЕ

Ю. Ф. МАНУХИН, Л. Г. ПАЩЕНКО, В. В. ОВЧАРЕНКО,
Л. А. ВОРОЖЕЙКИНА, Л. Т. НАУМОВ

Камчатское территориальное геологическое управление

Паратунское месторождение термальных вод с температурой до 100°C расположено в одном из самых населенных районов Камчатки в 25 км от г. Петропавловска-Камчатского и с этой точки зрения является наиболее удобным для освоения. Это месторождение связано с современной гидротермальной системой, которая на поверхности контролируется термальными источниками (Северные, Паратунские, Карымшинские и др.), выходящими в пойме и на склонах долины р. Паратунки и ее притоков.

Детальная разведка для целей теплоснабжения проведена Камчатским территориальным геологическим управлением в северной части месторождения на первых трех участках, а Верхне-Паратунский и Карымшинский были разведаны бурением.

Паратунская гидротермальная система приурочена к структурной депрессии долины р. Паратунки, представляющей собой сложно построенный грабен, образованный блоковыми подвижками пород кристаллического фундамента в четвертичное время. Широкое ($1\text{--}5\text{ км}$) вытянутое в субмеридиональном направлении коренное ложе долины с абсолютными отметками поверхности от 0 до -230 м заполнено мощной (около 250 м) толщей четвертичных отложений. Низы толщи литифицированы. Водоразделы представляют собой среднегорные сооружения с абсолютными отметками $300\text{--}1052\text{ м}$. Борты и ложе долины сложены в различной степени дислоцированными осадочно-вулканогенными, эффузивными, экструзивными и интрузивными образованиями неогенового и четвертичного возрастов.

Гидрогеологические условия района в целом благоприятны для накопления подземных вод. Средний минимальный модуль подземного стока в пределах водосборной системы в районе термопроявлений составляет 15 л/сек с 1 км^2 .

Совокупность геолого-гидрогеологических факторов позволяет рассматривать Паратунское месторождение термальных вод как приуроченное к малому межгорному артезианскому бассейну орогенного типа.

Водовмещающей толщей подземных вод являются трещиноватые дочетвертичные породы и нижнечетвертичные конгломераты, залегающие в опущенной части грабена. Роль верхнего относительного водоупора играют выдержанные по площади алевролиты, аргиллиты, глины нижнечетвертичного возраста. Граничные условия бассейна окончательно не

выяснены. Предположительно основной глубинный подземный сток формируется в пределах водосборной системы р. Паратунки. Не исключается возможность подпитывания бассейна с запада за счет регионального подземного стока.

Отличительной особенностью строения месторождения является наличие перекрывающей водоносной толщи рыхлых отложений. В этих условиях значение вышеуказанного водоупора для изоляции термальных вод от холодных трудно переоценить.

Распространение термальных вод по площади в интервале исследованных глубин до 1500 м подчинено в основном блоковой структуре месторождения. Для месторождения характерен трещино-жильный тип циркуляции вод, обусловленный тектоникой.

Воды напорные. Максимальные пьезометрические уровни термальных вод (в абс. отм.) на отрезке долины между Верхне-Паратунским и Северным участками падают со 120—130 до 40 м. Исходя из представления о единой гидротермальной системе, можно говорить об общем уклоне термального потока в субмеридиальном направлении, равном 0,005.

Масштабы естественной нагрузки на поверхность незначительны. Основная масса разгружающейся воды остается в аллювиальной толще, разубоживается, охлаждается и выносится грунтовым потоком.

Режим термальных вод тесно связан с режимом поверхностных вод района, так как и тот и другой отражают динамику всей водосборной системы и характеризуются одним максимумом (июнь—июль) и одним минимумом (март—апрель). Быстрая передача гидростатического давления на глубину может говорить о близости питающих областей.

Гидродинамическая зональность в районе месторождения имеет свои особенности. Кроме верхней зоны свободного водообмена пресных холодных вод, характеризующейся скоростями водообмена менее 100 лет на 1 км пути фильтрации, устанавливается нижняя глубинная зона свободного водообмена термальных вод со скоростными характеристиками того же порядка. Зона относительно затрудненного водообмена существует на глубинах порядка 100—200 м вне пределов распространения термального потока.

Структурное положение Средне-Паратунского и Северного участков, как и наиболее продуктивной части Нижне-Паратунского, в основном определяется блоковым строением фундамента.

Первый участок находится в пределах поднятого сильно нарушенного блока и с востока ограничен субмеридиональным разломом, получившим название «Центрального», так как он прослеживается вдоль оси долины. Южная граница участка тяготеет к субширотному разлому и интрузивному массиву, северная—к субширотному разлому. Западная граница не имеет структурного ограничения. Продуктивная площадь Нижне-Паратунского участка на западе ограничивается Центральным разломом, на юге—субширотными нарушениями и открывается на север и на восток. Северный участок отличается более сложной блоковой структурой. Вся площадь между двумя последними участками сильно нарушена системами молодых трещин (структура «разбитой тарелки»).

Основные водопрводящие трещины по генезису относятся к оперяющим разломам. Сами зоны интенсивного дробления и брекчирования, как правило, слабодопроницаемы.

Несмотря на трещинный тип коллектора, продуктивная толща в целом имеет довольно однородную степень проницаемости, подтверждаемую сопоставимыми значениями коэффициентов пьезопроводности ($a_{cp}=4,76 \cdot 10^6$ м²/сутки) и водопрводности ($Km_{cp}=278,8$ м²/сутки), по данным кустовых выпусков на Средне-Паратунском участке.

Вышеупомянутый относительный водоупор в пределах разведанной площади залегает на глубине 40—180 м и имеет мощность от 1 до 100 м.

Мощность перекрывающего грунтового потока колеблется в пределах от 40 до 80 м, и расход его оценен в 10 000 м³/сутки.

В соответствии с геолого-тектоническим строением имеются существенные различия в условиях локализации термальных вод, а следовательно, и в геотермических и гидрохимических условиях этих участков.

Если Средне-Паратунский участок представляет собой концентрированный очаг разгрузки терм — гидродинамическую аномалию, в связи с чем температурная аномалия четко выражена на карте геоизотерм, а температуры воды на изливе из скважин сравнительно близки (74—88°С), то на Нижне-Паратунском участке выделяется как высокотемпературная зона (температуры воды на устьях более 90°С), приуроченная к сочленению субширотного и диагонального разломов вблизи скв. 49, так и зона с меньшими температурами воды на устьях (70—86°С). На Северном же участке термальные воды имеют узколокальное распространение, где максимальные температуры (более 80°С) приурочены к узлу пересечения Центрального разлома с субширотным (скв. ГК-9 и 59).

По расчетам, изотерма 80°С на Средне-Паратунском участке в среднем проходит на глубине 150—200 м, на Нижне-Паратунском 350—400 м, на Северном она погружается на глубину до 600—650 м.

Термальные воды на продуктивных участках месторождения имеют напоры от +3,4 до +43,9 м над поверхностью земли, чаще +20—+40 м. Картина распределения уровней на площади участков довольно сложная. Так, на Средне-Паратунском участке максимальные величины напоров тяготеют к очагу разгрузки, который в данном случае на протяжении 2 км контролируется субмеридиональным разломом. По периферии очага уровни резко падают за исключением западного направления, откуда предполагается поступление питания.

Появление самоизлива из скважин термальных вод отмечалось с глубины 104—300 м. Зоны водопритоков по стволу скважин распределяются неравномерно. Наиболее глубокая зона вскрыта в интервале 1338—1345 м (скв. ГК-13) на Нижне-Паратунском участке. Количество основных зон водопритоков по отдельным скважинам колеблется от 1 до 9, их мощности, например на Средне-Паратунском участке, меняются от 2 до 76 м, суммарные мощности составляют 45—156 м.

Дебиты отдельных зон водопритоков варьируют от единиц до трех десятков и более литров в секунду (табл. 1). Водообильность их зачастую связана не столько с их мощностью, сколько с раскрытостью трещин. В отдельных случаях концентрированные водопритоки с дебитом 30—34 л/сек вскрывались уже с глубины 150—160 м (скв. 20, 62). Для наглядности в табл. 2 приведены сравнительные данные о суммарных дебитах вод наиболее производительных скважин Средне-Паратунского участка в интервалах глубин 200—400 и 400—600 м.

За счет водообильных зон на глубинах ниже 600 м общий прирост дебита 5 глубоких скважин на этом же участке составил 80,6 л/сек, или 30% от их общего суммарного (221 л/сек). А по скв. ГК-13 Нижне-Паратунского участка основные притоки зафиксированы только начиная с глубины 976 м, и дебит их был равен 9,5 л/сек.

Таблица 1

Дебиты скважин Средне-Паратунского участка, л/сек

Интервал глубин, м	Скв. 5	Скв. 6	Скв. 8	Скв. 11	Скв. 15	Скв. 19	Скв. 21	Скв. 22	Скв. 23
200—400	16,9	22,7	8,7	20,1	11,0	12,2	5,2	37,5	—
400—600	14,6	3,5	23,4	3,3	6,4	15,4	13,3	—	33,1

Таблица 2

Гидрогеологические параметры скважин Средне-Паратунского и Северного участков

Скважина	Абс. отм. устья, м	Глубина, м	Статический уровень, м	Динамический уровень, м	Понижение, м	При одиночном опробовании по окончании бурения			При опытно-эксплуатационных выпусках 25.IX.1968 г.			
						дебит без взаимодействия, л/сек	дебит по окончании бурения в условиях взаимодействия, л/сек	удельный дебит, л/сек	Дебит, л/сек	удельный дебит, л/сек	температура воды на выходе, °С	коэффициент снижения дебитов
Средне-Паратунский участок												
ГК-2	17,7	888	+42,4	+1,1	41,3	47,1	—	1,14	14,3	0,35	86,5	0,70
ГК-3	17,2	1259	+35,9	+1,8	35,4	56,1	—	1,58	9,9	0,28	80,5	0,82
ГК-4	18,0	1504	+36,9	+1,9	34,6	46,5	—	1,34	8,5	0,25	76,0	0,82
ГК-6	17,2	1244,6	+36,6	+1,0	35,8	—	36,3	1,01	7,2	0,13	78,0	0,80
ГК-8	17,8	872,0	—	+1,7	—	—	2,3	—	1,1	—	79,0	0,45
1	18,2		+43,9	+1,8	42,1	—	26,2	0,62	4,3	0,1	82,0	0,84
3	18,0		+36,0	+0,4	35,6	—	20,0	0,56	3,0	0,08	82,0	0,85
4	18,0		+42,9	+1,6	41,3	—	15,0	0,36	2,8	0,06	80,0	0,81
15	17,9	560,0	+42,2	+1,1	41,1	36,0	—	0,87	8,4	0,2	82,0	0,77
19	18,1	611,0	+37,7	+1,0	39,1	38,2	—	0,98	7,4	0,18	76,0	0,81
55	15,7	739,0	—	+1,3	—	—	23,0	—	6,9	—	70	0,66
57	14,0	580,0	—	+1,5	—	—	20,0	—	9,2	—	77	0,55
61	13,5	710,0	—	+1,4	—	—	16,6	—	3,6	—	62	0,79
64	12,3	601,1	—	+2,4	—	—	18,0	—	7,5	—	60	0,59
ГК-13	13,2	1438,1	—	+1,2	—	—	9,5	—	8,5	—	97	0,1
30	14,3	658,0	+20,9	+5,9	15,0	4,7	—	0,31	1,9	0,13	78	0,60
502	14,7		+24,0	+1,6	22,4	10,0	—	0,44	3,3	0,15	72	0,67
									75,1		Ср. взв. 78,1°С	
Северный участок												
ГК-7	12,9	1070,0	—	+1,3	—	—	33,6	—	6,0	—	48	0,82
ГК-9	11,0	1196,3	+27,0	+1,8	26,2	—	41,6	1,6	27,3	1,04	82,5	0,34
20	14,2	690,0	+29,0	+2,2	27,8	—	39,1	1,3	8,8	0,32	70,0	0,77
62	15,3	622,0	—	+1,8	—	—	16,6	—	8,8	—	60,5	0,53
63	13,2	612,0	—	+1,3	—	—	37,5	—	12,3	—	59,5	0,67
67	11,9	595,0	—	+2,4	—	—	20,0	—	8,8	—	54,5	0,56
69	12,3	600,0	—	+1,6	—	—	23,0	—	16,1	—	61,5	0,4
Всего по трем участкам 342,8 л/сек.									88,1			

На Средне-Паратунском участке из общего количества наиболее продуктивных зон водопритоков, которых насчитывается около семидесяти, 45% приурочено к трещиноватым туфам, 40% — к эффузивам и дайкам диоритовых порфиритов и 5% — к контактам туфов и эффузивных пород. Водообильностью отличаются четвертичные конгломераты и кора выветривания интрузивных пород.

Для производства групповых опытно-эксплуатационных выпусков на всех трех участках были отобраны 40 скважин с достаточно высокими дебитам и температурами воды. Гидрогеологические параметры этих скважин приведены в табл. 2.

Скважины самоизливались с суммарным расходом и средневзвешенной температурой: на Нижне-Паратунском участке—75,1 л/сек—

78,1° С; на Средне-Паратунском участке 179,6 л/сек — 80,9° С; на Северном — 88,1 л/сек — 66,9° С. Средняя температура по трем участкам составляет 75,7° С, суммарный вынос тепла — 26 290 ккал/сек.

Скважинами вскрыты термальные и слаботермальные воды семи различных типов. На продуктивных участках Средне-Паратунском и Северном преобладают сульфатные кальциево-натриевые и натриево-кальциевые воды. Воды Нижне-Паратунского участка хлоридно-сульфатные кальциево-натриевые и натриево-кальциевые. Минерализация их колеблется от 900 до 2100 мг/л.

Среднее содержание микрокомпонентов в водах Паратунского месторождения характеризуется следующими концентрациями (мг/л): фтор — 1,9; бор — 1,48; мышьяк — 0,468; стронций — 0,71; рубидий — 0,02; молибден — 0,003; вольфрам — 0,09.

В газовый состав терм входят азот (среднее объемное содержание 96%) и свободная углекислота (2%). В некоторых пробах обнаружен кислород (до 4,4%) и метан (до 3,7%).

За время опытно-эксплуатационных выпусков, продолжавшихся и в 1969 г., ни химический состав термальных вод, ни их температуры практически не изменились.

В межень 1969 г. была отмечена стабилизация режима выпусков на Средне-Паратунском участке. Минимальный суммарный расход при самоизливе — 168 л/сек — был принят как запасы категории «В». Для двух других участков подсчет запасов той же категории производился путем экстраполяции зависимости $\frac{1}{Q} = f(\lg t)$ на 25 лет.

Решением ГКЗ (1969 г.) по трем разведанным участкам утверждены запасы термальных вод 270 л/сек со средней температурой 75,7° С.

Перспективы Паратунского месторождения не ограничиваются запасами детально изученных участков. По результатам специальных работ и поискового бурения ресурсы Верхне-Паратунского и Карымшинского участков оцениваются в 250 л/сек с температурой до 75° С.

ПАРОГИДРОТЕРМЫ ГОРЯЧЕГО ПЛЯЖА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КУРИЛЬСКИХ ОСТРОВОВ

В. М. ДУНИЧЕВ

Курильская геологоразведочная экспедиция Сахалинского
территориального геологического управления

Парогидротермы месторождения Горячий Пляж могут быть использованы для теплофикации населенных пунктов центральной части о. Кунашира, строительства теплично-парникового хозяйства и выработки электроэнергии. Месторождение ранее исследовалось В. В. Ивановым (1958), Е. К. Мархониным (1958) и др. Все они пришли к выводу о высокой его перспективности.

Месторождение Горячий Пляж находится на западном крыле пологой синклинальной складки, ось которой проходит восточнее береговой линии Тихого океана. В региональном плане это — северо-восточный участок поперечной зоны дробления, проходящей от Тихоокеанского до Охотского побережья в центральной части о. Кунашира, которая в свою очередь является южным обрамлением вулcano-тектонической депрессии оз. Лагунного.

Породы месторождения трещиноватые. Выделены продольный, поперечный и диагональные разломы. От вскрытия последних зависит дебит скважин. Основным на месторождении является неогеновый водоносный комплекс, представленный двумя водоносными горизонтами: верхним и нижним. Водоупором между ними служит игнимбрито- и лавоподобные породы кислого состава.

Верхний водоносный горизонт приурочен к верхнеплиоценовым трещиноватым туфам и лавам андезито-базальтового состава. Мощность его варьирует от 128 до 217 м. Поровая проницаемость пород незначительная, обычно не превышающая 7—15 миллидарси. В основном циркуляция вод идет по трещинам в породе. Показатели этого горизонта даны в табл. 1.

Ввиду интенсивной пересекающейся трещиноватости, весь горизонт довольно водообилен, но наиболее интенсивная циркуляция термальных вод происходит по разломам и оперяющим их трещинам.

Таблица 1

Показатели водоносности отложений верхнего водоносного горизонта

Скважина	Глубина залегания кровли водоносного горизонта, м	Мощность горизонта, м	Статический уровень относительно устья, м	Дебит, кг/сек при Р, атм (пониж., м)	Энтальпия на устье, ккал/кг	Вынос тепла, ккал/сек
1	133	207	-2,5	$\frac{1,8}{(1,0)}$	55	—
2	120	>43	20,11	$\frac{15,5}{1,1}$	155	2300
2 ^a	113	173	19,98	$\frac{25,0}{1,2}$	155	3875
3	68	217	-0,45	$\frac{6,0}{0,2}$	142	852
4	67	128	8,0	$\frac{11,7}{1,0}$	173	3000
5	63	182	2,28	$\frac{1,5}{(2,0)}$	60	—
6	92	200	21,8	$\frac{30}{1,5}$	265	7950
7	66	190	-4,50	$\frac{14,6}{1,55}$	159	2300

Воды верхнего горизонта хлоридные натриевые, слабо минерализованные. Главными компонентами являются ионы натрия и хлора, содержание которых доходит до 96 экв. %. Общая минерализация их 1,4—5,6 г/л; рН вод на устье скважин 8,0—8,4.

Максимальная температура вод этого горизонта 167°С замерена на глубине 80 м (скв. 3). Во всех остальных скважинах, по данным электротермометрии, температура вод превышала 100°С.

Нижний водоносный горизонт неогенового комплекса вскрыт только несколькими скважинами. Приурочен он к верхнемиоцен-среднеплиоценовым отложениям, представленным кислыми пемзовидными туфами и туфогенными образованиями среднего состава.

Водообильность нижнего водоносного горизонта незначительная (не более 1 л/сек.). В нефонтанирующей скв. 5 проведено раздельное испытание горизонтов. Результаты приведены в табл. 2.

Воды нижнего горизонта хлоридные натриево-кальциевые с повышенным содержанием магния. Общая минерализация достигает 25 г/л.

Таблица 2

Типовые дебиты скважин

Горизонт	Дебит при самозливе, л/сек	Пьезометрический уровень на устье, м	Общая минерализация, г/л
Верхний	1,5	2,0	1,5
Нижний	0,15	1,2	20—25

Содержание иона хлора около 96 экв.%, натрия 74 экв.%, кальция — 20 экв.%, магния — 14 экв.%. Воды обогащены CO_2 (около 1,116 г/л).

В процессе выпуска пароводяной смеси из скв. 7, вскрывшей на максимальную (300 м) мощность нижний водоносный горизонт, наблюдалось интенсивное зарастание ее ствола кальцитом. При выпусках пароводяной смеси только из верхнего горизонта кальцит не садился.

По своим химическим и энергетическим данным термальные воды верхнего горизонта неогенового водоносного комплекса месторождения Горячий Пляж почти аналогичны таковым Паужетского месторождения на Камчатке, где на их базе работает геотермальная электростанция.

При разведке месторождения установлено отсутствие непосредственной связи термальных вод с водами океана. Даже в пробуренной в нескольких метрах от линии максимальных приливов скв. 3 после непрерывного годового выпуска пароводяной смеси общая минерализация понизилась с 8,5 до 7,7 г/л, а теплосодержание наоборот увеличилось со 136 до 142 ккал/кг. Поэтому хлоридные натриево-кальциевые с повышенным содержанием магния воды нижнего горизонта, по И. К. Зайцеву (1968), можно рассматривать как метаморфизованные седиментационные воды морского происхождения. Их разбавление вадозными водами образует слабо минерализованные хлоридные натриевые термы верхнего горизонта. Режимными наблюдениями и данными изотопного анализа (Брезгунов и др., 1968) установлено, что источники термальных вод этого района в основном формируются за счет вод атмосферного происхождения, на долю которых приходится не менее 95% всей воды.

Разведочными работами границы месторождения Горячий Пляж расширены на запад до ручья Кислого, что позволяет получить на этой площади не менее 200 кг/сек пароводяной смеси. Этого вполне достаточно для строительства ГеоТЭС, которая полностью обеспечит электроэнергией промышленные предприятия и населенные пункты центральной части о. Кунашира.

Проявления высокоэнергетических хлоридных натриевых вод известны в других районах острова, а также на островах Итуруп и Уруп. Отдельные группы источников имеют расходы до 100 л/сек, что говорит о значительной мощности их гидротермальных систем. Наиболее благоприятным для промышленного освоения термальных вод в настоящее время является район бухты Касатки на о. Итуруп. На юге там известны многодебитные Крабовые источники, на севере — источники Горячий Ключ. Развивающаяся промышленность Курильских островов может ориентироваться на дешевую энергию геотермальных электростанций.

Литература

- Брезгунов В. С., Дуничев В. М. и др. К вопросу генезиса термальных вод вулкана Менделеева (о. Кунашир).— Докл. АН СССР, 1968, т. 179, № 1.
- Иванов В. В. Основные стадии гидротермальной деятельности вулканов Камчатки и Курильских островов и связанные с ними типы термальных вод.— Геохимия, 1958, № 5.
- Зайцев И. К. Анализ основных гипотез формирования соленых и рассольных вод в свете новейших данных.— Сов. геология, 1968, № 1.
- Мархинин Е. К. Выходы пара на о-ве Кунашир (Горячий Пляж).— Бюлл. вулканол. станций, 1958, № 28.

ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВОЕНИЯ ГЛУБИННОГО ТЕПЛА

О ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТАХ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Г. А. МЫСЛИН, Ю. Я. ГЕЛЛЕР

«Теплоэлектропроект», Новосибирское отделение Министерства энергетики
и электрификации СССР

Новосибирское отделение института «Теплоэлектропроект» начиная с 1963 г. было определено как головная проектная организация института «Теплоэлектропроект».

За период с 1963 г. и по настоящее время в отделении выполнено более восьми фундаментальных проектно-изыскательских работ, посвященных использованию этого нового вида энергии на пользу человечества. Упомянутые работы охватывают следующие районы Советского Союза: 1 — г. Омск; 2 — Тюменская область; 3 — г. Тобольск; 4 — Камчатская область; 5 — Курильские острова

Опытно-промышленная геотермальная установка в г. Омске. В работе рассматривалась возможность использования горячей воды с температурой порядка 85°C для покрытия тепловых нагрузок садово-оранжерейного хозяйства. Количество тепла, получаемое от скважины, составляло $2,0 \text{ Гкал/час}$. Технологическая схема использования термальной воды следующая.

Термальная вода из скважины попадает в расширитель-сепаратор. Из расширителя отсепарированный газ попадает в мокрый газгольдер, а затем подается для сжигания в водогрейный котел.

Термальная вода после сепаратора поступает в теплообменник. После теплообменников отработанная вода сбрасывается либо в искусственный пруд, либо в затон для отстоя речных судов.

Нагретая термальной водой сетевая вода подается в водогрейный газовый котел, затем в котлы, работающие на твердом топливе (как пиковые) и к потребителям тепла.

Технико-экономические расчеты выявили целесообразность использования тепла термальной воды.

Технико-экономический доклад по использованию геотермальных ресурсов Тюменской обл. для целей теплоснабжения и выработки электроэнергии. Целью этой работы являлся сбор и систематизация имеющихся гидрогеологических данных по размещению, количеству и параметрам термальных вод: определение наиболее перспективных участков для постановки дальнейших гидрогеологических исследований на изыскание термальных ресурсов; разработка предварительных рекомендаций по использованию этих ресурсов в народном хозяйстве.

В результате проведенной работы выявлено, что в большинстве своем по параметрам изысканные термальные воды являются средне- (40 — 65°C) и низкопотенциальными (30 — 40°C) и не могут быть использованы для выработки электроэнергии. Их использование рационально только для целей теплоснабжения отдельных населенных пунктов и сель-

скохозяйственных объектов и возможности извлечения из них ценных элементов (йод, бром и другие). Перспективно рассмотрение вопроса о бальнеологическом значении многих вод этого района.

Экспериментально-промышленная установка для теплоснабжения г. Тобольска. В этой работе рассматривалась возможность использования термальной воды с температурой около 62°C для целей теплоснабжения жилого поселка фанерного комбината с тепловой нагрузкой порядка $2,0 \text{ Гкал/час}$. Принципиальная схема использования термальной воды была принята такая же, как и по установке в Омске.

Рассматривалось два варианта: а) максимальное использование термальной воды для покрытия нагрузок горячего водоснабжения и части отопительно-вентиляционной нагрузки; б) использование термальной воды только для покрытия нагрузок горячего водоснабжения.

Выполненные технико-экономические расчеты показали неэкономичность применения термальной воды для теплоснабжения (в случае бурения специальных скважин на воду) или равноэкономичность (в случае использования уже пробуренных скважин — без учета капиталовложений в скважину) по сравнению с вариантом выработки тепла в котлах.

Технико-экономический доклад о целесообразности строительства ГеоТЭС общей мощностью 25 Мвт и магистральной теплотрассы для теплофикации и электрофикации г. Петропавловска-Камчатского и прилегающих к нему районов на базе Больше-Банных и Паратунских источников.

Этой проблеме за рассматриваемый период было посвящено несколько работ. Основное содержание работы заключается в следующем.

Петропавловский район испытывает дефицит в тепловой и электрической энергии. Покрытие дефицита электрической мощности намечается в период до 1975 г. за счет вновь вводимой мощности на существующей Петропавловской ТЭЦ. После этого периода для покрытия дефицита возможно сооружение следующих электростанций:

1) геотермальная электростанция мощностью 25 Мвт на базе Больше-Банных источников, 2) геотермальная электростанция мощностью 150 Мвт на Узано-Семячикском месторождении, 3) гидроэлектростанция у Кроноцкого озера мощностью до 180 Мвт , 4) новая ТЭЦ в северном районе г. Петропавловска мощностью 100 Мвт на сахалинском угле или мазуте, с возможностью расширения конденсационными агрегатами до 250 Мвт .

Теплоснабжение г. Петропавловска намечается в двух вариантах: от Паратунских геотермальных источников и Южной ТЭЦ и от Северной и Южной ТЭЦ.

Для теплоснабжения г. Петропавловска-Камчатского от Паратунских термальных источников предусматривается сооружение теплотрассы длиной 43 км по одному трубопроводу диаметром 700 мм . Капиталовложения в систему геотермального теплоснабжения определяются в размере 53 млн. руб. Температура горячей воды у источника составляет $74\text{—}76^{\circ}\text{C}$. Температура воды у потребителя упадет до $55\text{—}60^{\circ}\text{C}$, что потребует ее подогрева в специальной котельной.

Низкая температура воды и большое расстояние для ее передачи приводят к ненадежности и неэкономичности использования воды Паратунского месторождения для теплоснабжения г. Петропавловска по сравнению с получением тепла от ТЭЦ.

До настоящего времени не проводилось работ по изысканию термальной воды непосредственно у г. Петропавловска, что не дает возможности судить об использовании этих термальных вод для теплоснабжения города. В случае обнаружения термальных вод вблизи города, проблема теплоснабжения г. Петропавловска может быть пересмотрена.

Местные энергетические ресурсы — геотермальные, гидравлические — не изучены и потому для получения электроэнергии в ближайшее время не могут быть использованы.

По данным Института вулканологии Академии наук СССР, полученным по обследованию крупных термальных площадей Камчатки, наиболее перспективными площадями являются Узоно-Семячикские. На этих участках выходят на поверхность кипящие источники с паровыми струями при температуре 97—140°С и с прогнозной электрической мощностью около 150 Мвт.

Узоно-Семячикская термальная площадь находится на расстоянии 180 км от Петропавловска-Камчатского в труднодоступном горном районе. Она еще не изучена. Неизвестны ни параметры пароводяной смеси, ни количество ее, которое возможно получить на площади источника.

Требуется детальное изучение источников с производством поисково-разведочного бурения. Только после детального изучения и получения необходимых данных будет возможно приступить к проектированию геотермальной электростанции.

По прогнозным данным на геотермальных ресурсах Больше-Банного источника возможно строительство электростанции мощностью не более 24 Мвт, что не решает вопроса электроснабжения г. Петропавловска. Сооружение Больше-Банной электростанции должно происходить в сложных природных условиях, в результате чего удельные капитальные затраты определены в размере 1369 руб/квт.

Сооружение каскада Кроноцких ГЭС намечается на реке, вытекающей из Кроноцкого горного озера вулканического происхождения. Каскад состоит из двух ГЭС: Верхне-Кроноцкой мощностью 180 Мвт с напором 240 м и Нижне-Кроноцкой мощностью 48 Мвт с напором 70 м. Изыскания еще не закончены, не изучено геологическое строение, поведение активного вулканизма, не установлена сейсмичность, поэтому необходимо продолжение изысканий и составление на их базе проектного задания ГЭС.

При благоприятных результатах изысканий строительство Кроноцкой ГЭС может быть закончено не ранее 1980 г.

В связи с изложенным для обеспечения электро- и теплоснабжения г. Петропавловска-Камчатского и потребителей, присоединяемых к Южно-Камчатской энергосистеме в период 1970—1980 гг., возможно только при сооружении ТЭЦ мощностью 250 Мвт (на мазуте). Электростанция предполагается расположить в северной части г. Петропавловска.

В результате выполненной работы и технико-экономических расчетов сделаны следующие выводы.

Принимая во внимание, что Больше-Банные термальные источники достаточно не изучены, удельные капитальные затраты на сооружение на их базе электростанции очень велики, а возможная мощность ее не решает электроснабжения района, строительство геотермальной электростанции в настоящее время считать нецелесообразным.

Ввиду ненадежности и неэкономичности сооружения и эксплуатации теплотрассы большой протяженности отказаться от теплоснабжения г. Петропавловска-Камчатского от Паратунских термальных источников, используя их для теплоснабжения расположенных вблизи населенных пунктов, а также для парниково-тепличных хозяйств.

Технико-экономическое обоснование строительства электростанции и теплоснабжения г. Южно-Курильска.

Термальная площадка «Горячий Пляж» расположена на тихоокеанском побережье о. Кунашир, в 7 км на юго-запад от Южно-Курильска и в 6 км на северо-восток от вулкана Менделеева. Она вытянута вдоль пляжа и часть горячих источников и выходов пара заливается во время прилива, ее ширина около 250 м, длина около 1000 м.

Прогнозные запасы оцениваются в 230—250 кг/сек при теплосодержании 170—180 ккал/кг. Состав воды хлоридный натриевый. Минерализация изменяется в пределах 1,6—4,5 г/л.

Рассмотрены следующие варианты энергоснабжения Южно-Курильского энергоузла.

1. Сооружение ГеоТЭС для выработки электроэнергии и теплоснабжения потребителей за счет использования тепла термальной воды.

2. Электроснабжение от дизельных электростанций, теплоснабжение потребителей термальной водой.

3. Электроснабжение от ГеоТЭС, теплоснабжение от котельных, работающих на натуральном топливе.

4. Электроснабжение потребителей от дизельных электростанций, теплоснабжение от котельных, работающих на натуральном топливе.

В технико-экономическом докладе рассмотрены следующие варианты компоновки ГеоТЭС:

1) с установкой трех паровакуумных турбин мощностью по 2,5 тыс. кВт;

2) с установкой двух паровых турбин мощностью по 2,5 тыс. кВт и одной паровакуумной турбины мощностью 1,5 тыс. кВт;

3) с установкой одной паровой турбины с противодавлением мощностью 4 тыс. кВт и двух бутановых турбоустановок мощностью по 2,5 тыс. кВт;

4) с установкой паровой турбины типа МК-6 мощностью 6 тыс. кВт и паровакуумной турбины мощностью 1,5 тыс. кВт.

Институт «Теплоэлектропроект» рекомендует на основе указанных расчетов вариант строительства ГеоТЭС с установкой одной турбины типа МК-6 мощностью 6 тыс. кВт и одной паровакуумной турбины мощностью 1,5 тыс. кВт.

В технико-экономическом докладе (ТЭД) принято, что пароводяная смесь в количестве 580 т/ч поступает в сепаратор, откуда 60 т/ч пара поступает в паровую турбину, а горячая вода с температурой 100°С поступает баки-аккумуляторы, а затем направляется в паровакуумную турбину и на теплоснабжение.

От ГеоТЭС к г. Южно-Курильску предусматривается проложить наземную тепловую трассу \varnothing 250 мм, длиной 8 км.

Схема горячего водоснабжения закрытая. Для отопления принят график 95—40°С.

Проделанные технико-экономические расчеты показали полную целесообразность использования термальных ресурсов месторождения Горячий Пляж для тепло- и электроснабжения г. Южно-Курильска и прилегающих населенных пунктов.

В соответствии со сделанными рекомендациями по выполненным работам и принятыми решениями по ним необходимо проведение проектно-исследовательских работ по следующим темам.

1. Сооружение Южно-Курильской ГеоТЭС и системы теплоснабжения от нее (проектное задание).

2. Расширение Паужетской ГеоТЭС (технико-экономическое обоснование).

3. Использование термальных ресурсов Паратунских вод для теплоснабжения прилегающих населенных пунктов и сельскохозяйственных объектов (технико-экономическое обоснование).

4. Использование термальных ресурсов Узоно-Семячикского месторождения для целей электроснабжения потребителей Камчатской области (технико-экономическое обоснование).

5. Создание передвижной геотермальной установки небольшой мощности (порядка 500 кВт) (технический проект).

ПОЛЕВЫЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН

С. А. ДЖАМАЛОВ, Ю. И. СУЛТАНОВ

Дагестанский научно-исследовательский отдел энергетики

В настоящей статье в краткой форме приводится материал исследований скважин термальной воды площадей Махачкалы и Тернаира Дагестанской АССР.

Среди отложений осадочного чехла этих площадей наиболее перспективен для использования термальных вод средне-миоценовый комплекс (караган и чокрак). Караганский горизонт представлен песчано-глинистой толщей мощностью около 450 м, в которой насчитывается свыше 10 пластов водоносных песчаников. Произведен расчет ожидаемых дебитов караганских песчаников по данным скв. 160 (Махачкала), 20 и 125 (Тернаир).

Средний дебит, приходящийся на 1 м эффективной мощности песчаных пачек карагана, составил примерно 30 м³/сутки. Воды караганского горизонта слабо минерализованные (около 2—3 г/л).

Чокракский горизонт представлен песчаными и глинистыми отложениями. Основные свиты песчаников чокрака, пригодные для использования термальных вод — «А», «В», «Б», «в».

На основании работы водяных скважин произведен расчет отдельных дебитов термальной воды, который сведен к вычислению среднего дебита, приходящегося на 1 м эффективной мощности. Так по скв. 27 Махачкала дебит 500 м³/сутки приходится на 60 м эффективной мощности песчаника свиты «В». Следовательно, на 1 м мощности приходится 8,3 м³/сутки. По скв. 83 Махачкала (свита «В») дебит 1040 м³/сутки приходится на песчаник с эффективной мощностью 80 м. На 1 м эффективной мощности приходится 13 м³/сутки.

Таким образом с одного метра эффективной мощности песчаника свиты «В» можно получить в среднем 10 м³/сутки воды.

Песчаники свиты «Б» хорошо проницаемы и имеют площадь от 30 до 50 м².

В Махачкале в среднем из скважин, простеленных на свиту «Б», можно получить около 500 м³/сутки термальной воды.

Воды песчаных свит чокрака минерализованные (3—10 г/л). Вредные для здоровья компоненты в них не содержатся.

Широкая полоса выходов караганских и чокракских песчаников в предгорьях создает условия непрерывного пополнения подземных вод атмосферными осадками и конденсационными водами путем их инфильтрации и водами поверхностных водотоков, уровень в которых выше уровня в песчаных пластах. Отметки выходов на дневную поверхность (область питания) водоносных песчаников караганских и чокракских отложений и стояние вод в них намного выше отметок площадей термальных вод в Махачкале, что дает возможность использования напорных вод в многоэтажных зданиях без дополнительного повышения давления.

Для термической характеристики вод проводились замеры температур на устьях фонтанирующих скважин в зависимости от дебита, регулируемого посредством штуцеров. При одной и той же диафрагме измерения проводились до тех пор, пока не устанавливалась стабильность температуры, дебита, давления (обычно 5—10 суток).

На рис. 1 приведены графики распределения температур в стволе скважин на площади Тернаир.

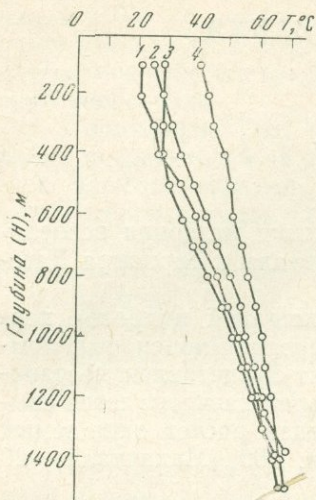


Рис. 1. Графики распределения температуры в стволе скважины термальной воды площади Тернаир
1 — скв. 2; 2 — скв. 9; 3 — скв. 22;
4 — скв. 20

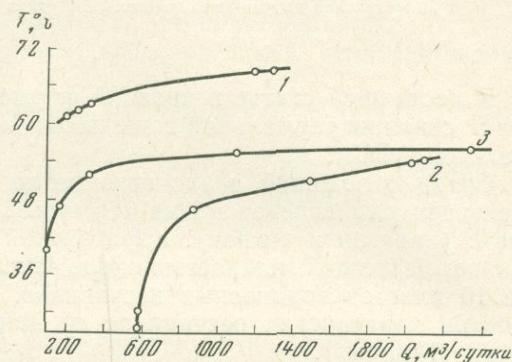


Рис. 2. Графики зависимости температуры термальной воды от дебита скважины площади Махачкала
1 — скв. 136; 2 — скв. 28; 3 — скв. 33

Исследования проводились в одинаково простаивавших скважинах при закрытых задвижках. Скв. 20 эксплуатируется с 1953 года. Отсюда и понятно сильное расхождение графика температур скв. 20 и графиков температур остальных скважин. За долготный период эксплуатации скв. 20 термальная вода разогрела ствол скважины и массив, окружающий ее. Создалось положение, когда температура воды в стволе скважины мало отличается от температуры окружающих горных пород т. е. величина разности этих температур становится малоизменяющейся с течением времени, и потеря температуры водой со временем уменьшается все больше и больше. Можно сделать вывод, что только при непрерывной эксплуатации термальных скважин можно получить воду с максимальной и более стабильной температурой.

То же можно сказать и о зависимости температуры воды от дебита скважины. Исследовались малodeбитные и многодебитные скважины при различных дебитах, регулируемых диаметрами штуцеров на устье.

Из графиков зависимости температуры термальной воды от дебита скважины площади Махачкалы (рис. 2) видно, что чем больше дебит скважины (при одинаковой глубине залегания пласта), тем больше температура на устье.

При дебите порядка $900 \text{ м}^3/\text{сутки}$ и глубине фильтра около 1300 м отмечается остывание пластовых вод на $8\text{--}12^\circ \text{C}$. При значительных дебитах ($1000\text{--}1200 \text{ м}^3/\text{сутки}$) вода остывает на $2\text{--}4^\circ \text{C}$.

В зависимости от дебита и глубины залегания водоносного пласта на площадях Махачкалы и Тернаира можно получать воду из песчаных пластов чокрака свиты «В» с температурой от 60 до 70°C , свиты «Б» с температурой $50\text{--}60^\circ \text{C}$.

Температура воды многодебитных скважин ($2000\text{--}3000 \text{ м}^3/\text{сутки}$) зависит от степени расхода воды. При неполном расходе (количество используемой воды меньше количества воды, возможной водоотдачи скважины, происходит уменьшение скорости движения воды в стволе, следовательно и увеличение теплоотдачи в окружающую среду.

Следует сказать более подробно о дебитах термальных скважин, поскольку с ними связан вопрос использования ее в народном хозяйстве.

Возникает вопрос, почему из одного и того же пласта одинаковой мощности, при одинаковых диаметрах обсадных труб на одной и той же площади разные скважины имеют различные дебиты?

Как было отмечено выше, стояние воды в водоносных песчаниках среднемиоценовых отложений на площади Махачкала намного выше кровли песчаников. Следовательно, сомневаться в наличии достаточного количества воды во всех точках вскрытия водоносных пластов не следует. Причиной тому может быть только качество вскрытия продуктивных пластов.

Одним из основных условий повышения эффективности получения термальной воды является применение таких методов вскрытия перспективных участков, которые обеспечили бы сохранность естественного состояния коллектора. Естественное состояние коллектора нарушают применение промывочных жидкостей, обуславливающих известную глинизацию водоносных пород; вскрытие пласта при пластовом давлении, отличном от гидростатического; цементаж скважины, закрывающий поры песчаников; дополнительные давления на пласт, возникающие при спуске бурильных труб и обсадной колонны; торпедирование пласта, разрушающее пласт и др.

Надо отметить, что водоносные горизонты на площади Махачкала и Тернаир в ряде случаев вскрыты ненормально.

Лаборатория геотермии на площади Махачкалы для песчаных пачек карагана и чокрака подсчитала дебиты воды на 1 пог. м эффективной мощности пласта и коэффициент гидродинамического несовершенства скважин. Первая величина необходима для грубой оценки возможных дебитов термальных вод при простреле новых скважин. Вторая — для оценки условий вскрытия и прострела водоносных горизонтов в специальных скважинах и расчета ожидаемого дебита. Вычисление гидродинамического несовершенства скважин производится на основании сопоставления фактического и расчетного дебитов. Последний исчисляется на основании коэффициента фильтрации и средних значений проницаемости и вязкости воды в пластовых условиях.

Расчетные дебиты по скважинам определены на основании значений коэффициента фильтрации и общей площади фильтрации в условиях гидродинамически совершенной скважины, при сохранении фактических перепадов в пласте. Потери напора в стволе скважины вычислены по фактическим расходам и конструкциям скважин и составили 0,5—15 м.

Данные для вычисления расчетных дебитов в условиях гидродинамически совершенной скважины и фактические коэффициенты несовершенства скважин приведены в таблице.

Как видно из таблицы, коэффициент гидродинамического несовершенства скважин крайне низок, чего конечно нельзя допустить в сле-

Таблица

Гидродинамические параметры несовершенной скважины

Скважина	Эксплуатационный горизонт	Площадь фильтрации, м ²	Коэффициент фильтрации, м/сек	Перепад давлений, атм.	Расчетный дебит, м ³ /сек	Фактический дебит, м ³ /сек	Коэффициент несовершенства скважин
160	II караган	45,5	$10,2 \cdot 10^{-6}$	45	0,2038	0,0185	0,088
27	Свита «В», чокрак	55	$9,5 \cdot 10^{-6}$	130	0,067	0,0047	0,07
43	То же	91	$10,7 \cdot 10^{-6}$	120	0,117	0,011	0,094
95	» »	91	$10,2 \cdot 10^{-6}$	130	0,12	0,0041	0,034
175	» »	84	$9,5 \cdot 10^{-6}$	130	0,103	0,0034	0,033

циальных скважинах, для которых надо предусмотреть более эффективные методы вскрытия пласта.

Авторы предлагают новый способ вскрытия водоносных пластов в скважинах, специально бурящихся на термальную воду.

1. Для скважин, которые будут проектироваться для использования термальных вод чокракских и караганских песчаников, следует предусмотреть крепление ствола перед вводом в пласт, а сами песчаники вскрывать без цементации пласта. Это освободит поры песчаников от цементного раствора и проницаемость песчаников улучшится.

2. Не следует производить перфорацию ствола скважины против эксплуатационного пласта. Торпедирование и перфорация нарушают коллекторские свойства песчаников, загоняют в пласт тяжелый раствор, глину и др., засоряют пласт, ухудшают условия проницаемости. Скважину необходимо обсадить колонной труб с наперед изготовленным фильтром, установленным против эксплуатационного пласта. Скважность фильтра брать максимально возможную.

Как было отмечено, воды караганских и чокракских песчаников высоконапорные. Наблюдения за давлением воды работающих скважин показывают, что скважины площади Махачкала дают воду с давлениями 2—10 атм.

Для теплофикации и горячего водоснабжения предлагается соединить трубопроводом все скважины термальной воды с подключением его к единой теплофикационной сети города или микрорайона. Регулировку напора воды в общей системе можно проводить путем подбора диаметров труб и штуцеров и устройства высотных башен с газоотделителями. Понижая устьевые давления отдельных высоконапорных скважин, можно создать большие перепады в пласте, увеличить их продуктивность.

Особое внимание при бурении скважин на термальную воду следует уделить конструкции скважин. Скважины, в которых большие давления и дебиты, следует обсадить трубами 8 и более дюймов, а на устье подбором штуцеров добиться давления, необходимого для теплофикации.

В тех скважинах, где намечается использовать воды двух пластов, видимо целесообразно использовать двухтрубную систему (одна труба расположена внутри другой), а на устье привести их к одинаковому давлению. Экономически это гораздо выгоднее, чем бурение скважин, вскрывающих один пласт, с обсадкой 6-дюймовыми трубами. Общие же гидрогеологические условия позволяют совместно эксплуатировать пластовые воды свиты «Б» и свиты «В».

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ СРЕДНЕГО МИОЦЕНА ДАГЕСТАНСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО СКЛОНА И ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ МАХАЧКАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. Ф. БОЛГАРИНА

Министерство газовой промышленности, СССР

В статье изложены результаты экспериментальных исследований с помощью комбинированной глубинной аппаратуры электронной дистанционной станции (манометр, термометр, дебитометр) конструкции Казанского государственного университета, проведенных, по предложению автора, впервые на Махачкалинском месторождении термальных

вод, и результаты гидрогеотермических исследований скважин, пробуренных на термальные воды в 1964—1968 гг.

Исследуемая территория в тектоническом отношении приурочена к кайнозойскому предгорному прогибу, юго-восточную часть которого выделяют под названием Терско-Каспийского прогиба. В его геологическом строении участвуют отложения мезо-кайнозойского возраста, смятые в антиклинальные складки, среди которых четко выделяются две крупные зоны: Восточная и Западная.

В связи с тем что нами детально исследованы отложения среднего миоцена, литолого-стратиграфическое описание разреза дается начиная с майкопской толщи, сложенной преимущественно глинами. Выше залегают песчано-глинистые отложения среднего миоцена (тарханский, чокракский, караганский, конкский горизонты), сарматский ярус (верхний миоцен) неогена, плиоцен и четвертичные отложения.

Автором выделяются четыре гидрохимические зоны, имеющие вид полос северо-западного простирания.

Зона пресных вод с минерализацией до 1 г/л в основном гидрокарбонатно-сульфатного натриевого состава, соответствующая области выходов караганских отложений на дневную поверхность, прослеживается в виде узкой полосы вдоль западного склона, в средней ее части, а также севернее Дербента в районе выходов отложений на дневную поверхность.

Зона солоноватых вод с минерализацией 1—10 г/л приурочена к областям полураскрытого и закрытого залегания вмещающих пород, занимает значительную площадь исследуемого района. В ней распространены преимущественно воды сульфатно-гидрокарбонатного и сульфатно-хлоридного натриевого составов.

Зона соленых вод с минерализацией 10—35 г/л хлоридного и сульфатно-хлоридного натриевого состава расположена в областях закрытого залегания пород горизонта южнее Избербаша и Дербента.

Зона рассолов хлоридного натриевого состава с минерализацией более 35 г/л занимает северную часть исследуемого района от Махачкалы до Манаса, а также отмечена севернее Дербента. Подземные воды содержат йод, бром, стронций, метан, сероводород. В районе Каспийска концентрации йода в воде достигают промышленных значений.

Геоизотермы по кровле караганского горизонта повторяют в общих чертах структурно-тектонический план склона. Изменение температуры находится в прямой зависимости от глубины залегания, мощности верхней теплоизолирующей толщи сарматских отложений и имеет зональный характер распространения. В соответствии с этим выделяются четыре гидрогеотермические зоны.

Наибольшие температуры 75—100°С установлены в центральной части склона (Каранайаульская синклиналь). Эта зона совпадает с зоной распространения солоноватых вод с минерализацией до 10 г/л. В западной периферии артезианского склона и в полосе выходов караганских отложений на юго-востоке склона развиты холодные воды с температурой меньше 20°С. По направлению к глубоким частям появляются слаботермальные и термальные воды с температурами соответственно 20—50°С и 50—75°С.

Чокракский горизонт представлен глинами, алевролитами, песчаниками и прослоями маломощных доломитизированных известняков, разбивается на четыре комплекса, в каждом таком комплексе выделяются верхние песчанниковые (А, Б, В, Г) и нижние глинистые (а, б, в, г) свиты. Мощность чокракского горизонта изменяется до 1000 м (район Махачкалы) до 400—500 м (район Дербента). Глубина залегания кровли от 1020—1313 до 1600—1750 м. В чокракском горизонте вскрыты и опробованы в основном верхние водосодержащие песчаники свит А, Б, В.

Песчаники свиты А распространены на площади от Ленинкента до Избербаша, южнее и севернее указанных районов они почти выклиниваются. Мощность песчаников свиты А изменяется от 3 м на севере (Махачкала) до 18 м (Избербаш). От нижележащей песчаниковой свиты Б она отделяется глинами мощность до 10 м.

Песчаники свиты Б распространены почти повсеместно в пределах артезианского склона, за исключением районов Манаса и Герги, где они замещаются сильно глинистыми песчаниками и алевролитами. Мощность свиты Б 16—40 м. Максимальная мощность вскрыта скважинами на Махачкалинском месторождении термальных вод и в Каспийске.

Свита В чокракского горизонта во всех скважинах южнее Махачкалы характеризуется преобладанием песчано-глинистых и алевролитовых пород. Мощность песчаниковых пластов не более 5—7 м. В районе Герги и южнее разрез полностью сложен плотными алевролитами и глинами.

На Тернаирском и Махачкалинском участках Махачкалинского месторождения термальных вод мощность песчаников составляет 20—30 м.

Наибольшая водообильность (дебиты скважин от 1000 до 3000 м³/сутки) и высокая водопроницаемость вмещающих пород (35—86,4 м²/сутки) установлены для свиты Б чокракского горизонта на площадях, расположенных между Тернаиром и Каспийском, Избербашем и Каякентом, а также в Буйнакском микробассейне. За пределами указанных площадей, к северу и югу, водообильность и водопроницаемость уменьшаются, составляя соответственно 500—200 м³/сутки и 2,3—0,2 м²/сутки.

Пьезометрические напоры (в абсолютных отметках) чокракского горизонта в области современной инфильтрации, расположенной вдоль западной границы артезианского склона, составляют 400—800 м, а в области погружения 50—100 м и значительно превышают земную поверхность. Направление движения подземных вод в чокракском горизонте в основном северо-восточное.

Открытые очаги разгрузки установлены на северо-западе Буйнакского микробассейна (долина р. Шура — Озень), курорт Талги, районы Каякента, Дагестанские Огни, Белиджи. Искусственная разгрузка вод осуществляется в Тернаире, Махачкале, Избербаше.

Изменение минерализации и химического состава вод в основном подчинено закономерности, выражающейся в постепенном увеличении степени минерализации и изменении химического состава вод по мере увеличения глубины залегания и движения от периферических к центральным частям изученной территории. Причем увеличение степени минерализации с глубиной происходит с разной быстротой.

В северной части пресные воды отсутствуют, а зона солоноватых вод прослеживается в виде узкой полосы северо-западного простирания, тогда как в центральной и юго-западной частях в основном развиты пресные и солоноватые воды преимущественно хлоридно-сульфатного натриевого состава.

Соленые воды и рассолы хлоридного натриевого состава распространены вдоль береговой линии Каспийского моря южнее Махачкалы, севернее и южнее Дербента.

Холодные и слаботермальные воды приурочены к областям выходов на поверхность пород чокракского горизонта и занимают большую часть изученной территории; термальные и высокотермальные — к областям глубокого залегания этих пород, расположенным в центральной и восточной частях склона.

В гидрохимическом разрезе отложений среднего миоцена (Махачкала, Каспийск, Манас, Избербаш) четко устанавливается инверсия, выражающаяся в уменьшении минерализации с глубиной и изменении состава вод от хлоридно-сульфатного натриевого и хлоридного натрие-

вого до гидрокарбонатного натриевого, что связано с внедрением вод из области питания.

Выявленные термогидрохимические закономерности (горизонтальная и вертикальная гидрогеотермическая зональности, фильтрационные свойства пород, условия питания, движения) позволили выделить две перспективные для разведки на термальные воды площади. Основные перспективы связываются с песчаными отложениями пачек S_9 и S_{11} караганского и свит А + Б чокракского горизонтов в районах Махачкалы — Тернаира, Изербаша — Каякента в зонах развития термальных и высокотермальных, в основном, солоноватых вод щелочных и слабощелочных.

На выделенном в районе Каспийска участке распространения термальных вод караганского и чокракского горизонтов проведение разведочных работ может быть осуществлено после разработки технических вопросов, связанных с использованием соленых вод и рассолов.

Исходя из гидрогеологических и геотермических условий, можно высказать предположение о значительных перспективах среднемиоценовых отложений в акватории Каспия (особенно северная часть) в отношении нефтегазоносности. Зоны нефтенакпления могут быть связаны как со структурными осложнениями, так и с выклиниванием пластов коллекторов в районах, прилегающих к Восточной антиклинальной зоне.

Важным условием при оценке ресурсов термальных вод является гидрогеологическая изученность и степень точности определения параметров пластов (мощности, водопроницаемости, пьезопроводности).

Выделение в разрезе водопроницаемых пластов и определение параметров в условиях их глубокого залегания, имеющих сложное строение и содержащих воды различной минерализации, представляет определенную трудность. Как показали результаты поинтервального опробования в Каспийске и Манасе, выделенные на основании интерпретации данных электрометрических исследований, проницаемые пласты водосодержащих пород оказались практически безводными. Это положение также подтверждается проведенными исследованиями на Махачкалинском месторождении с использованием электронной дистанционной исследовательской станции (ЭДИС) Казанского университета.

Не менее трудным при определении забойных давлений аналитическим методом является расчет потерь давления на преодоление трения при движении воды от забоя к устью. Сложность вычисления величины потерь давления на трение по известной формуле Дарси—Вейсбаха заключается в определении коэффициента шероховатости стенок водоподъемных труб, величина которых изменяется во времени при эксплуатации скважин, особенно с термальными водами, обладающими коррозионными свойствами, и при отложении солей.

Пренебрежение величинами потерь давления на трение и местные сопротивления в трубах может давать значительные погрешности при определении водопроницаемости пластов.

Основой при решении ряда вопросов, связанных с подсчетом запасов термальных вод порово- и трещинно-пластового типа, проектированием и эксплуатацией месторождений термальных вод, являются гидравлические и гидродинамические методы исследований в комплексе с геофизическими (дебитометрии, термометрии, электрометрии, кавернометрии, лабораторными). Высокая разрешающая возможность этого комплекса методов доказана на примере исследования пластов и скважин Махачкалинского месторождения, типичного месторождения порово- и трещинно-пластового типа.

Специфическими особенностями этого типа месторождений, могущими оказывать существенное влияние на методику изучения, являются:

1) изменение литологического состава, мощности, фильтрационных

свойств пород, температуры, минерализации и газового состава подземных вод как в разрезе, так и по площади распространения; 2) значительные глубины залегания водоносных горизонтов и напоры; 3) сравнительно небольшие площади распространения и расстояния до областей создания напоров.

Геологический разрез месторождения представлен (снизу вверх) глинами майкопской толщи мощностью до 900 м; чередованием песчаников, алевролитов и глин тархан-чокракского и конкско-караганского горизонтов среднего миоцена с мощностями соответственно 1100—1200 м и 320 м; глинами с прослоями мергелей, известняков и песчаников нижне- и среднесарматского и известняками с песчаниками верхнесарматского яруса верхнего миоцена общей мощностью около 700 м.

Эксплуатационные объекты приурочены к песчаным пластам пачек S_{13} — S_6 караганского и свитам А, Б, и В чокракского горизонтов, разоб- щенных глинистыми прослоями мощностью от 10 до 100 м.

В термальных водах свиты «В» содержится растворенный и спонтанный газ (преимущественно метан) в количестве до 0,5 м³ в 1 м³ воды.

Для изучения пластов и скважин на месторождении использованы комбинированные глубинные приборы (манометр, термометр, дебитомер) с дистанционной передачей показаний типа ЭДИС КГУ, позволяющих в действующей скважине определять интегральный и дифференциальный (эпюру удельного водопритока) профили притока, динамику температурного режима и давления по стволу скважины в процессе эксплуатации, а также температуру и давление в состоянии покоя. Подробная характеристика и принцип работы приборов изложены в работе Е. Ф. Болгаринной (1968).

При проведении работ ставились следующие задачи: 1) экспериментальная проверка в полевых условиях возможности использования ЭДИС КГУ для исследования термальных скважин; 2) определение интервалов притока и их дебитов; 3) определение температурного режима и давление по стволу действующей и простаивающей скважины.

В результате выполненных работ 1965 и 1967 гг. на Махачкалинском месторождении профили притока были сняты в 17 скважинах, а в скв. 33 и 215 наряду со снятием профилей притока измерены температуры и давления в состоянии покоя и при самоизливе.

Экспериментальными исследованиями пластов и скважин с помощью станции ЭДИС определены с большой точностью эффективная мощность в интервалах перфорации, понижения, изучено распределение температур в простаивающих и эксплуатирующихся скважинах, имеющих практическое значение при выборе расчетной схемы и подсчете запасов термальных вод.

Установлено несоответствие между эффективными мощностями водоносных пластов, определенными по геофизическим данным, и дающими приток воды. За эффективную мощность принята та часть пласта, которая пропускает к скважине воду. Прилегающая к водопроницаемой менее проницаемая часть пласта рассматривается как емкость, из которой возможно поступление воды при определенных условиях. В общем случае при равной степени вскрытия, равной плотности перфорации и одинаковых физических свойствах воды в пластовых условиях, конфигурация профиля притока обуславливается фильтрационными свойствами водовмещающих пород пласта.

Детальная корреляция эпюр удельного водопритока по скважинам совместно с данными геофизических исследований позволяет дать оценку неоднородности пласта свиты «Б» термальных вод по фильтрационным свойствам как по площади, так и по разрезу, уточнить условия внутри пластового стока.

В условиях эксплуатации скважин Махачкалинского участка месторождения на преодоление трения на местные сопротивления при движении воды от забоя к устью теряется 5—6 ат. Недоучет этого фактора при исследованиях на устьях скважин значительно искажает основные гидрогеологические характеристики пласта.

Величины удельных дебитов, коэффициентов фильтрации, водопродимости в скв. 215, рассчитанные с учетом потерь давления на трение и эффективных мощностей, уточненных экспериментальными исследованиями, превышают средние параметры в 2—2,5 раза.

Применение ЭДИС для исследований термальных пластов позволяет производить при различных режимах работы системы «пласт — скважина» замеры дебита воды, пластовых и забойных давлений, необходимых для построения индикаторных диаграмм как для каждого работающего пласта, так и скважины, а также изучать динамику температурного режима по стволу.

Экспериментальными исследованиями подтверждена необходимость включения в комплекс гидрогеологических исследований при изучении термальных вод дебитометрии, а также базирования исследований на использовании глубинной аппаратуры с высокими разрешающими возможностями.

Литература

Болгарина Е. Ф. Исследование Махачкалинского месторождения термальных вод с помощью электронной дистанционной станции конструкции КГУ.— Сов. геология, 1968, № 6.

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В МЕХАНИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ

Л. И. РАБИНОВИЧ

Общественный институт энергетических инверсий

Основным направлением использования тепловой энергии геотермальных вод считается тепло-хладоснабжение промпредприятий, жилых комплексов, а также выработка электроэнергии.

Применяемые на практике двухконтурные преобразователи с низкокипящим теплоносителем типа фреона по экономическим и эксплуатационным соображениям целесообразно использовать для выработки электроэнергии на установках мощностью 400—500 кВт и более. Помимо мощных геотермальных тепловых электрических станций существует большая потребность в маломощных (3—50 кВт) преобразователях тепловой энергии низкого потенциала для получения механического вращательного движения. Такие преобразователи нужны в качестве тепловых двигателей для приведения в действие различного оборудования, машин и орудий.

Специфика применения тепловых двигателей на горячих подземных водах позволяет сформулировать ряд технических требований, которым эти двигатели должны удовлетворять.

— Возможность получения механической энергии от двигателя мощностью в 3—50 кВт в одном транспортабельном агрегате путем преобразования тепловой энергии геотермальных вод с начальной температурой порядка 80° С.

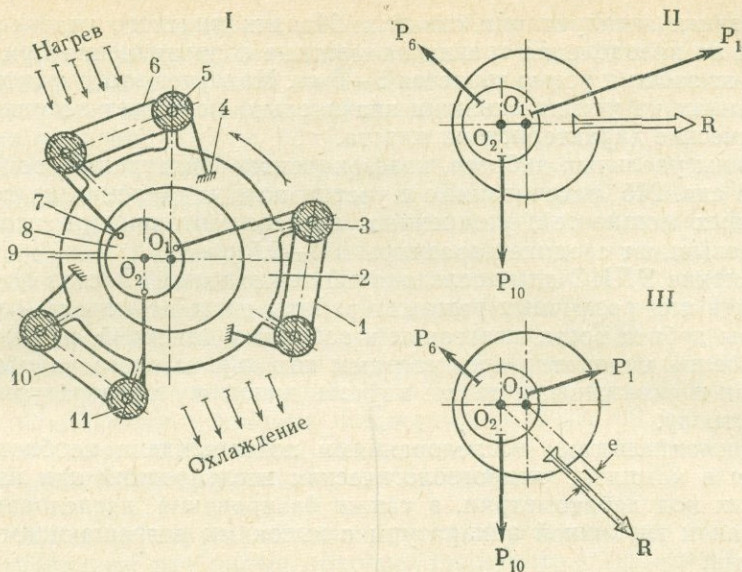


Рис. 1. Принципиальная схема теплового двигателя с твердыми термодвижущими элементами
 1, 6, 10 — термодвижущие элементы; 2 — ротор двигателя; 3, 5 и 11 — блоки ходонакопителя; 4 — закрепление термодвижущего элемента к ротору; 7 — закрепление термодвижущего элемента к втулке эксцентрика; 8 — эксцентрик; 9 — ось вращения ротора

— Простота конструкции, отсутствие в ней дефицитных материалов, сравнительно небольшая стоимость, возможность изготовления на обычном неспециализированном машиностроительном предприятии.

— Надежность и безотказность в работе, низкие требования к квалификации обслуживающих лиц.

Создание тепловых двигателей, отвечающих указанным выше требованиям, представляет сложную, еще не решенную задачу. Для преобразования тепловой энергии в механическую в настоящее время применяется практически во всех случаях газообразное рабочее тело — водяной пар в теплоэнергетике, газ сгоревшего топлива в двигателях внутреннего сгорания и др. Относительно большие расстояния между молекулами газообразного тела, отсутствие упорядоченности структуры уменьшают межмолекулярное взаимодействие. Поправки, учитывающие роль такого взаимодействия и размеры самих молекул, невелики. Очевидно, изменение химической природы рабочего тела при использовании его в газообразной фазе позволит лишь сместить границы цикла, но не даст существенного увеличения к. п. д. двигателя в диапазоне рассматриваемых температур.

В последние годы в СССР и за рубежом началась разработка тепловых двигателей, использующих в качестве рабочего тела не газ, а так называемые термодвижущие элементы в фазе твердого тела. Их термодинамические циклы существенно отличаются от газовых циклов. В твердой фазе рабочего тела имеют место высокий уровень упорядоченности частиц, связанных кристаллической решеткой, и большая величина сцепления их между собой.

Иной характер взаимодействия частиц рабочего тела может оказать значительное влияние на трансформацию энергии. На рис. 1, I показана принципиальная схема теплового двигателя с твердыми термодвижущими элементами, предложенная Н. Е. Мартыняновым. Ротор 2 может свободно вращаться вокруг оси O_1 , приводя в движение вал съема мощности.

На роторе установлены блоки 3, 5, 11, на которые натянуты термодвижущие элементы 1, 6, 10 в виде металлических проволок, закрепленных своими концами 4 к ротору 2, а другими концами 7 к эксцентрику 8, который свободно вращается вокруг оси O_2 .

На рис. 1, II показана картина сил при отсутствии теплопередачи. Действие проволок 1, 6 и 10 на эксцентрик заменено соответствующими силами P_1 , P_6 и P_{10} , которые различны по величине и по направлению. Однако их равнодействующая R должна проходить через точку O_1 (в отсутствие теплообмена вращение невозможно). На рис. 1, III показана картина сил, если с одной стороны ротора термодвижущие элементы нагреваются, а с противоположной стороны охлаждаются. Вследствие различного теплового изменения длины проволок изменяется величина сил P_1 , P_6 и P_{10} , равнодействующая изменит направление и создаст крутящий момент, пропорциональный эксцентриситету « e ». Система блоков 3, 5, 11 обеспечивает нахождение в зоне теплообмена большой длины проволок (ходонакопитель), что увеличивает изменение теплового расширения термодвижущих элементов и, следовательно, удельную мощность двигателя.

Для получения механической энергии в двигателе Н. Е. Мартынова используется свойство изменения длины рабочего тела вследствие изменения его температуры. Расчеты показывают, что применение в качестве рабочего тела обычных конструкционных материалов малоэффективно. Большинство известных исследованных материалов обладает в рассматриваемом диапазоне температур законом изменения теплового расширения, близким к линейному. Поэтому для получения заметного приращения используемого параметра необходимо использовать сравнительно большой перепад температур между нагревателем и холодильником. Это ограничивает область применения двигателей лишь высокотемпературными тепловыми источниками. К. п. д. цикла сравнительно невелик.

Более перспективными представляются тепловые двигатели с термодвижущими элементами в фазе твердого тела из материала с нелинейным, скачкообразным изменением свойств в функции температуры. Интенсивные исследования свойств твердых тел позволили значительно расширить перечень подобных материалов.

Известно, что при нагреве до «точки Кюри» ферромагнитные материалы превращаются в парамагнитные, их магнитная проницаемость падает до значения, близкого к единице. Причем изменения магнитных свойств имеют ярко выраженный нелинейный характер.

В одном из университетов Индии разработан и исследуется уникальный магнитно-тепловой двигатель, принципиальная схема которого изображена на рис. 2. На оси 4 находится алюминиевый ротор 2 с малыми постоянными магнитами 3, расположенными по краю ротора. Полюса большого магнита 1 взаимодействуют в одном месте с малыми магнитами. При отсутствии теплообмена крутящий момент ротора равен нулю. Если нагреть малый магнит до «точки Кюри» перед большим магнитом, то равновесие между большими и малыми магнитами нарушится, диск повернется и новый малый магнит попадет в зону нагрева. Пока горит горелка, ротор непрерывно вращается.

В последние годы обнаружены некоторые материалы, критические точки которых располагаются в области температур, представляющих интерес для преобразования тепла термальных вод. У электролитического чистого хрома при температуре вблизи $+37^\circ\text{C}$ резко, скачкообразно изменяются его основные свойства — коэффициент теплового расширения, ЭДС, удельное электросопротивление, модуль упругости и др. На рис. 3 показан график изменения модуля упругости для чистого хрома (Салли, 1958).

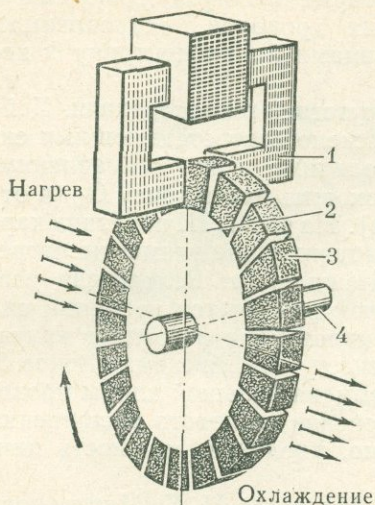
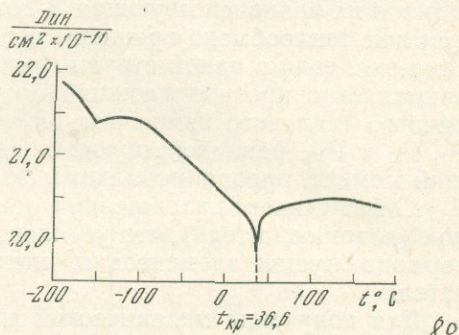


Рис. 2. Схема магнитно-теплого двигателя

1 — большой магнит; 2 — алюминиевый ротор; 3 — малые магниты; 4 — ось вращения ротора

Рис. 3. Закон изменения модуля упругости чистого электролитического хрома



Аналогичными свойствами обладают некоторые титаноникелевые сплавы. Как было показано американскими исследователями В. Бюллером и Д. Голдштейном, сплав НИТИНОЛ-55 с содержанием никеля 53,5—56,5% по весу позволяет эффективно преобразовать тепловую энергию в механическую при нагреве упруго деформированного термодвижущего элемента до значения критической температуры. В таблице приведены значения критических температур сплавов с различными содержаниями никеля.

Критические температуры сплавов

Ni, %	53,5	54,0	54,0	55,0	55,5	56,0	56,5
$t_{кр}, ^\circ\text{C}$	+98	+140	+150	+140	+30	-25	-50

Как видно из таблицы, диапазон изменения критических температур НИТИНОЛА достаточно широк и всегда можно подобрать такой сплав, чтобы критическая температура лежала в области, целесообразной для использования геотермальных вод в качестве источника энергии.

По-видимому, аналогичный эффект может быть получен при использовании фазовых превращений второго рода твердых тел, примененных в качестве термодвижущих элементов тепловых двигателей.

В настоящее время нет убедительных объяснений аномального, скачкообразного изменения ряда термодинамических свойств некоторых твердых тел при критических температурах. Вероятно, в твердом теле, используемом в качестве рабочего тела теплового двигателя, наряду с кинетической энергией теплового движения частиц кристаллической решетки большую роль играет и потенциальная энергия их взаимодействия, которая непосредственно зависит от модуля упругости, а сам модуль упругости для материала с аномалией, рассмотренной ранее, является функцией температуры. Поправки, учитывающие взаимодействие частиц, в отличие от газов, в специально подобранных материалах могут играть преобладающую роль.

Можно предположить, что применение в качестве рабочего тела не газа, а твердого тела со специально подобранными свойствами позволит

создать эффективные преобразователи низкотемпературных геотермальных источников, удовлетворяющие практические потребности.

Подобные преобразователи создаются. Изготовлено и исследуется большое число действующих моделей тепловых двигателей, осуществляющих различные термодинамические циклы. Идет выявление и отработка наиболее перспективных конструктивных схем.

Проделанная работа позволяет утверждать, что в настоящее время можно считать реальным создание в короткие сроки экспериментального образца теплового двигателя мощностью 3—5 кВт, преобразующего тепловую энергию горячей воды с начальной температурой 80—90°С в механическую или электрическую.

Цель настоящего сообщения заключается в привлечении внимания специалистов к преобразователям данного типа и к ряду проблем, связанных с разработкой тепловых двигателей с твердыми термодвижущими элементами.

Литература

Салли А. Х. Хром. М., «Металлургиздат», 1958.

О РОЛИ ВОДОНЕПРОНИЦАЕМЫХ ТОЛЩ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТЕРМАЛЬНЫХ И МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД

С. А. КАСПАРОВ, Ш. К. ТУМАЛЕВА

Институт геологии Дагестанского филиала АН СССР

В Прикумской нефтегазоносной области Дагестана в пределах продуктивного (юрского и нижнемелового) разреза встречены крепкие рассолы хлоридного кальциево-натриевого типа, содержащие ценные микроэлементы (J, Вг и др.) в количествах, превышающих существующие кондиции для промышленного освоения. Однако концентрация солей в них варьирует очень широко: от 60 до 139 г/л. В этой связи закономерности формирования рассольных концентраций представляют задачу данного сообщения.

Фактическое распределение концентраций по разрезу продуктивной толщи выглядит по-разному в зависимости от литологии и мощности верхнеюрской хемогенной толщи, которая в данном районе играет роль экранирующей толщи.

Так, в пределах Сухокумской группы поднятий, где эта толща представлена кавернозными доломитами и, следовательно, как экран малоэффективна, общие минерализации рассолов в юре и нижнем мелу почти не отличаются (соответственно 130 и 120 г/л), тогда как в пределах Бажиганской группы поднятий, где мощность и экранирующая роль верхней юры значительно возрастают, общие минерализации рассолов выше и ниже этой толщи существенно отличаются: 130 г/л (в средней юре) и 60 г/л (в нижнем мелу). Такую же экранирующую роль играет глинистая толща альба в районе Сухокумска: общая минерализация воды, полученной из верхнемеловых отложений, составила 30—40 г/л, тогда как в некоем она составляет 120 г/л.

Подобные рассуждения относятся и к глинистой толще майкопа, залегающей на южном борту Терско-Каспийского прогиба. Общая минера-

лизация рассолов в подмайкопских отложениях (Pg и Cg_2) составляет 60—100 г/л, а в миоценовом водоносном комплексе (чокрак — караган) от 5 г/л до 20 г/л.

Очевидно, что во всех рассмотренных случаях наблюдается общая закономерность, связанная с особой ролью экранирующих толщ, которые являются своего рода осмотическими односторонне проницаемыми мембранами. В специальной физико-химической литературе описаны случаи несовпадения движения воды как растворителя и растворенных в ней солей. Такое расслоение растворов еще более усиливается, когда вода движется в виде паровой фазы, в силу более высокой фазовой проницаемости пара. В результате расслоения раствора по одну сторону мембраны концентрируются растворенные соли, по другую сторону конденсируются пары воды.

Описанные выше процессы в реальных условиях недр могут иметь место при условии кратковременного увеличения проницаемости экранирующих толщ в периоды усиления неотектонической активности. Мгновенное увеличение проницаемости экрана должно вызывать парообразование в перегретых (более $100^\circ C$) рассолах под экраном.

Не исключена возможность прямых перетоков воды, в таких случаях выше экранирующих толщ образуются аномалии температуры и минерализации. Однако явления перетока как правило локализуются в очень ограниченных тектонически обусловленных участках, тогда как явления испарения и конденсации возможны на всем протяжении экранирующих толщ.

Обсуждаемые в настоящей статье явления имеют большое значение для понимания водообмена на больших глубинах. Они пока еще совсем не учитываются в региональных оценках ресурсов термоминеральных вод бассейнов и более мелких гидрогеологических структур.

Между тем возможно, что мы имеем дело с явлениями, по масштабу вполне соизмеримыми с инфильтрацией атмосферных и конденсационных вод в области активного водообмена (до первого регионального экрана). В таком случае имеющиеся представления о балансе подземных вод в гидрогеологических бассейнах должны быть существенно пересмотрены.

Кроме того, явления конденсации и испарения вносят ясность в объяснение так называемой «инверсионной» гидрохимической зональности, установленной во многих гидрогеологически закрытых структурах на юге СССР. Парадоксально, что уменьшение общей минерализации от кровли к подошве водоносных комплексов является нормальным законом для экранированных водоносных комплексов (Апшеронский п-ов, Фергана и т. д.), так как в кровле преобладают процессы испарения воды и концентрирования рассолов, а в подошве конденсации воды и опреснения рассолов.

Аналогично могут трактоваться процессы континентального засоления в аридных областях. В этом случае дневная поверхность с аридным климатом играет роль экранирующей осмотической мембраны.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать заключение о том, что гидрогеохимические данные можно рассматривать как количественные критерии оценки масштабов подземного испарения и конденсации.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБЕЗЗАРАЖИВАЮЩИХ РЕАГЕНТОВ НА ВОДООЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

В. И. МОНАСТЫРСКИЙ

Академия коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова

Среди существующих способов обеззараживания питьевых и сточных вод наибольшее распространение во всем мире получило хлорирование жидким хлором, что обусловлено, по-видимому, высоким и надежным бактерицидным действием хлора, возможностью оперативного контроля за эффектом обеззараживания, экономичностью и относительной простотой конструктивного оформления. Однако при использовании жидкого хлора возникают трудности, связанные с необходимостью транспортировки и хранения этого весьма токсичного вещества.

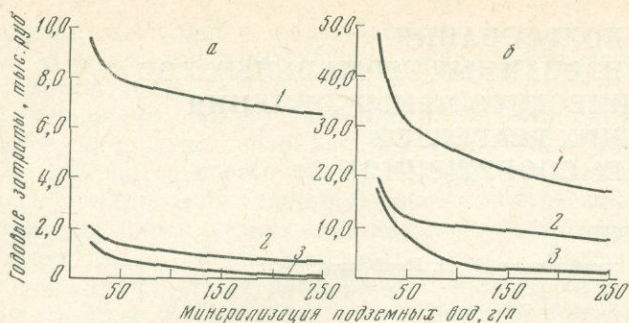
Избежать этих трудностей, сохранив все преимущества хлорирования, можно, используя в качестве бактерицидного реагента гипохлорит натрия, получаемый непосредственно на месте применения путем электролиза растворов поваренной соли. Расчеты показывают, что указанный способ может конкурировать с применением жидкого хлора во многих случаях и по экономическим показателям, которые определяются, главным образом, затратами на электроэнергию (30—50%) и соль (25—30%).

Перспективным направлением дальнейшего снижения затрат на обеззараживание воды и упрощение технологической схемы приготовления обеззараживающих реагентов является использование вместо искусственно приготовляемого раствора NaCl естественных рассолов — морской воды и высокоминерализованных и подземных вод. В данном случае исключаются затраты на приобретение и доставку соли, появляется возможность ведения процесса электролиза в энергетически наивыгоднейшем режиме.

Одним из возможных вариантов использования подземных вод в указанных целях может быть применение высокоминерализованных термальных вод, которые имеют широкое распространение на территории СССР. В большинстве случаев минерализованные термальные воды относятся к хлоридному натриевому и, реже, хлоридному кальциевому типам (Богородицкий, 1968) и по своему химическому составу вполне пригодны для электролитического приготовления бактерицидных продуктов.

С 1967 г. в Академии коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова проводятся исследования по применению продуктов электролиза минерализованных подземных вод в технологии очистки питьевых и сточных вод.

Особенностью минерализованных вод по сравнению с растворами поваренной соли является присутствие в них других солей и микроэлементов, которые могут оказывать влияние как на процесс электролитического получения обеззараживающих реагентов, так и на его бактерицидные свойства. Исследования проводились на различных типах подземных вод с общей минерализацией в интервале от 15 до 270 г/л. Независимо от типа используемых вод получаемые продукты электролиза по бактерицидному действию и способности окислять органические вещества, обуславливающие привкусы и запахи воды, в основном, были идентичны жидкому хлору и электролитическому гипохлориту натрия, и их эффективность определялась концентрацией гипохлорит-иона в растворе.



- а — для водоочистных сооружений производительностью 5000 м³/сутки;
 б — то же, 50 000 м³/сутки
 1 — годовые приведенные затраты при обеззараживании воды продуктами электролиза минерализованных термальных вод;
 2 — затраты на электроэнергию;
 3 — затраты на приобретение минерализованной воды

Зависимость общих затрат при электролитическом производстве обеззараживающих реагентов от минерализации подземных вод

Однако степень минерализации подземных вод существенно сказывалась на энергетических затратах и расходе минерализованных вод при получении требуемого количества обеззараживающего реагента. Так, при изменении минерализации используемых подземных вод от 15 до 270 г/л удельные затраты электроэнергии снижались от 5 до 5 ватт/ч, а расходы воды — от 3 до 0,3 л на 1 г «активного» хлора.

Это обстоятельство оказывает весьма важное влияние на технико-экономические показатели предлагаемого способа обеззараживания. Зависимость общих расходов при электролитическом производстве бактерицидных реагентов от изменения минерализации применяемых термальных вод (рисунок) тем заметнее, чем больше потребность в них. Так, если для водоочистных сооружений производительностью до 10 000 м³/сутки она неярко выражена вследствие небольших расходов минерализованных вод — 5—100 м³/сутки, то для более мощных станций (до 50 000 м³/сутки) общие затраты при обеззараживании продуктами электролиза подземных вод с минерализацией более 150 г/л снижаются почти в три раза по сравнению с вариантом применения вод, минерализация которых не превышает 20 г/л.

Полученные экспериментальные данные позволили провести предварительное технико-экономическое сравнение методов хлорирования воды с использованием жидкого хлора и продуктов электролиза минерализованных термальных вод, а также определить наиболее целесообразные области применения последних.

Расчет проводился для станций различной производительности (от 5000 до 50 000 м³/сутки) при средней дозе по «активному» хлору 4 мг/л; стоимость электроэнергии для районов освоения термальных вод принималась в среднем 14,5 руб. за 1000 квт/ч.

Рассматривались три возможных варианта получения минерализованных вод на очистных сооружениях, когда: 1) термальные воды поступают из скважины или теплоразводящего узла, и отпускная стоимость этих вод составляет 6 коп/м³; 2) применяются «отработанные» термальные воды (т. е. после полезного отбора их тепла), которые подаются на очистные сооружения по трубопроводу (расчетная длина 1,5 км); отпускная цена таких вод будет порядка 2—3 коп/м; 3) «отработанные» термальные воды поступают на очистные сооружения предприятий и других объектов, применяющих минерализованные воды для технологических целей (теплоснабжение, теплоэнергетика, химические производства и др.); в данном случае эти воды являются отходами производства и их отпускная стоимость будет незначительна (при расчете она условно принималась равной 1 коп/м³).

Как показали результаты этих расчетов, практически во всех рассматриваемых вариантах при обеззараживании продуктами электролиза тер-

мальных вод с минерализацией более 30—50 г/л стоимости оказываются значительно ниже, чем при использовании жидкого хлора. Применение вод с меньшей минерализацией приводит к снижению экономической эффективности предлагаемого метода (при настоящих условиях расчета) и может быть рекомендовано для очистных сооружений производительностью до 5000 м³/сутки. Однако при некоторых отличиях реальных экономических показателей от расчетных, а именно: большей стоимости жидкого хлора и меньших стоимостей электроэнергии и минерализованных вод — применение указанного способа обеззараживания может оказаться выгодным и в остальных случаях. Кроме того, предлагаемый способ получения бактерицидных реагентов в ряде случаев может оказаться наиболее доступным, а при некоторых обстоятельствах (территориальная отдаленность и неблагоприятные транспортные условия) — единственно возможным.

ВЫВОДЫ

Применение минерализованных термальных вод для электролитического приготовления бактерицидных реагентов непосредственно на месте применения позволит устранить трудности, связанные с использованием жидкого хлора, и упростить эксплуатацию хлорных хозяйств водоочистных сооружений. Оно экономически целесообразно и будет способствовать улучшению коммунального обслуживания городов и других населенных пунктов, а также санитарного состояния водоемов.

Литература

Богородицкий К. Ф. Высокотермальные воды СССР. М., «Наука», 1968.

ПОДЗЕМНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ КОТЛЫ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЕПЛА ЗЕМНОЙ КОРЫ

А. С. ЦЫРУЛЬНИКОВ, В. С. ГОРБЕНКО, А. И. ФИАЛКО,
В. П. ПОНОМАРЕВ

Институт технической теплофизики АН УССР

Среди новых природных источников энергии большое значение имеет геотермическая энергия, заключенная в верхних слоях земной коры. Запасы тепла земной коры на глубине 3—5 км соизмеримы с ресурсами угля, нефти, газа и торфа вместе взятых. Использование этого источника энергии может в будущем изменить и улучшить топливный баланс страны.

В настоящее время промышленное использование геотермической энергии ведется в более чем 80 пунктах земного шара (выработка электроэнергии и применение тепла в технике). Однако применение этого вида энергии пока идет по пути использования только термальных вод и парогидротерм и приурочено, главным образом, к районам вулканической деятельности.

В свете сказанного весьма важным является проблема извлечения и использования тепла, аккумулированного горными породами, залегаю-

щими на глубинах до 6—8 км и имеющими температуру 80—250° С. Целесообразность извлечения тепла из недр Земли и использование его для различных целей будет зависеть от эффективности способа извлечения и средств использования этого вида энергии.

Таковыми способами извлечения тепла, аккумулированного горными породами, как это представляется в настоящее время, будут подземные тепловые котлы, естественные или искусственно создаваемые в слабо проницаемых слоях земной коры. Через систему скважин вода будет нагнетаться в котел, где в процессе теплообмена с горными породами она нагревается до определенной температуры, а затем извлекается на поверхность и используется для различных целей, в том числе и для производства электроэнергии.

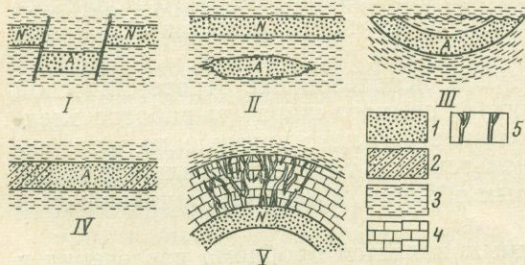
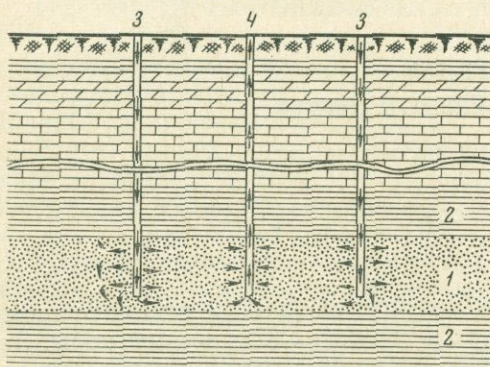
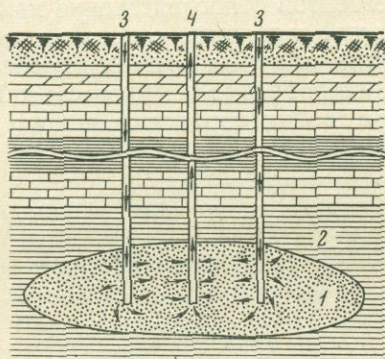
Особенно целесообразно и эффективно можно использовать тепло земной коры в условиях Севера и, в частности, Северо-Востока, где мощность осадконакоплений составляет до 2,5—3,0 км, а геотермическая ступень близка к 30 м/град. Основным потребителем этого тепла будут горные предприятия по добыче золота и других редких полезных ископаемых, большинство которых удалено от источников энергоресурсов на большие расстояния.

Использование этого тепла позволит увеличить период сезонной работы приисков в 1,5—2 раза и снизить в несколько раз расход привозного топлива.

Способы извлечения тепла земной коры подразделяются на две группы: 1) извлечение тепла земной коры с помощью природных теплоносителей (гидро- и паротерм); 2) извлечение тепла земной коры с помощью принудительной циркуляции теплоносителя в естественных и искусственно созданных подземных тепловых котлах.

Способы первой группы используются уже давно в ряде стран и достаточно подробно освещены во многих литературных источниках.

Ко второй группе относятся



Естественные подземные тепловые котлы

а — замкнутые котлы, *б* — гидравлически закрытые котлы, *в* — локальные замкнутые геологические структуры (по И. Г. Кисси-ну, 1967)

I — тектонические, *II* — литологические, *III* — стратиграфические, *IV* — эпигенетические, *V* — трещинные; *1* — проницаемые песчаники; *2* — песчаники, утратившие проницаемость вследствие эпигенетических процессов; *3* — глины; *4* — известняки; *5* — трещины; *N* — нормальное давление; *A* — аномальное давление

способы извлечения тепла с помощью: а) естественных замкнутых или гидравлически закрытых подземных тепловых котлов; б) искусственно созданных подземных тепловых котлов.

Кроме того, известны также предложения по извлечению тепла из излившейся лавы с помощью циркуляции теплоносителя через эту лаву (Ginsburg, 1965) в очаге вулкана (Аверьев и др., 1966).

Заметим, что извлечение тепла способами первой группы особенно перспективно в вулканических районах и районах недавней вулканической деятельности, в пределах предгорных и межгорных впадин и в некоторых платформенных впадинах.

В районах, где паро- и гидротермы отсутствуют, целесообразно применять способы второй группы.

Естественные подземные тепловые котлы представляют собой изолированные геологические структуры с проницаемыми породами, имеющими достаточно высокую температуру и вскрытые системой скважин для создания принудительной циркуляции теплоносителя (рисунок, а) или участки обычных водоносных пластов, в пределах которых с целью извлечения тепла может быть создана замкнутая циркуляция теплоносителя без существенной утечки его за пределы этих участков (рисунок, б).

О наличии замкнутых объемов проницаемых горных пород в земной коре известно из геологической практики, особенно из практики разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений (рисунок, в) (Кассин, 1967). Замкнутые структуры часто характеризуются аномально высоким или низким пластовым давлением, а также аномалиями химического состава воды или других пластовых жидкостей или газов. В этих структурах многие скважины могут быть использованы для извлечения тепла земной коры с помощью так называемых естественных подземных котлов.

Увеличение с глубиной геостатического давления и пластичности пород, как и уменьшение их проницаемости, приводит к возрастанию числа локальных изолированных объемов проницаемых пород, в которых, как показывают расчеты и экспериментальные исследования при высоких давлениях и температурах, могут существовать фильтрационные каналы, по крайней мере, на глубинах до 10 км (Горбенко и др., 1968).

На базе естественных подземных котлов в ряде случаев целесообразно создавать сравнительно небольшие геотермоэлектростанции (ГеоТЭС), а также использовать извлекаемое тепло для других целей.

Искусственные подземные тепловые котлы представляют собой созданные в слабпроницаемых породах с помощью мощных (в том числе ядерных) подземных взрывов изолированные объемы нарушенных высокотемпературных пород, вскрытые системой скважин для создания принудительной циркуляции теплоносителя в рабочем объеме котла.

Если принять среднее значение геотермического градиента $\sim 0,03$ град/м, то температура на глубине 3—5 км будет 110—170°С, а количество тепла, аккумулированного в 1 км³ породного массива, составит $65 \cdot 10^{12}$ ккал. При охлаждении этого объема пород только на 50°С, что возможно осуществить путем циркуляции теплоносителя через подземный котел, будет извлечено примерно $25 \cdot 10^{12}$ ккал. Для передачи такого количества тепла воде в обычных котельных установках потребовалось бы израсходовать 4—5 млн. т условного топлива.

Современная техника бурения скважин позволяет достигать глубин 6—8 км, а имеющиеся средства позволяют резко повысить гидропроницаемость горных пород на этих глубинах. Поэтому создание таких котлов технически осуществимо уже в настоящее время. С помощью естественных и искусственных тепловых котлов возможно извлекать достаточно большое количество тепла и использовать его для выработки электро-

энергии, технологических процессов, теплофикации, нужд сельского хозяйства и др.

Приближенные расчеты показывают, что на базе подземных тепловых котлов возможно строить в ряде районов страны электростанции мощностью до 50—100 Мвт, а в районах с повышенным геотермическим градиентом — даже свыше 250—500 Мвт.

В связи с этим значительный интерес представляют расчеты американских специалистов по эффективности применения подземных ядерных взрывов для интенсификации отбора тепла Земли. Так, для выработки 2000 Мвт на проектируемой геотермической электростанции в Калифорнии (США, Южная Калифорния) потребуется по проекту пробурить 220 скважин диаметром 20 см. При стоимости каждой скважины 115 тыс. долларов строительство ГеоТЭС обойдется в 25 млн. долларов. Согласно Карлсону (Ginsburg, 1965), такое же количество пара можно получить, если в области распространения парогидротерм на глубине 900 м взорвать три атомных заряда мощностью по 10 кг каждый и пробурить на глубину 600 м 31 эксплуатационную скважину диаметром 75 см.

Учитывая, что стоимость ядерного заряда (включая его установку) составит 1 млн. долларов, а стоимость бурения скважин 10 млн. долларов (по 325 тыс. долларов на каждую скважину), стоимость проекта с применением подземных ядерных взрывов составит 13 млн. долларов, т. е. почти в два раза дешевле первого варианта без применения таких взрывов. Однако для решения вопроса о возможности применения подземных ядерных взрывов необходимо иметь четкое представление об опасности радиоактивного заражения извлекаемых парогидротерм и сейсмическом воздействии таких взрывов.

Известно также предложение Д. Кеннеди (1964) об извлечении тепла горных пород из зоны дробления, образованной при подземном ядерном взрыве. При этом количество геотермальной энергии, заключенной в породах, в пять раз превышает тепловую энергию, выделяющуюся при подземном ядерном взрыве.

Современная техника бурения глубоких скважин и имеющиеся средства повышения гидропроницаемости горных пород позволяют уже в настоящее время создавать подземные тепловые котлы на глубине до 6—8 км, с помощью которых и целесообразно извлекать тепло земной коры в значительных количествах и использовать его для различных нужд, в том числе и для производства электроэнергии.

Литература

- Аверьев В. В., Вакин Е. А., Поляк Б. Г. Перспективы использования подземного тепла вулканических областей.— В сб. «Геотермические исследования и использование тепла Земли». М., «Наука», 1966.
- Горбенко В. С., Пономарев В. П., Фиалко А. И. К вопросу о фильтрации теплоносителя в породах земной коры на глубине до 6—8 км.— В кн. «Горная теплофизика». Киев, «Наукова думка», 1968.
- Киссин И. Г. Гидродинамические аномалии в подземной гидросфере. М., «Наука», 1967.
- Назаров С. Н. Об одном способе использования подземного тепла Земли.— В сб. «Геотермические исследования и использование тепла Земли». М., «Наука», 1966.
- Ginsburg T. Die friedliche Anwendung von nuklearen Explosionen. München, Thiernung, 1965.
- Kennedy G. C. Nuclear Science Abstracts, 1964, v. 18, N 20.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНДЕКСА СТАБИЛЬНОСТИ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Х. Х. НАТАНОВ

Кавказское промысловое управление по использованию глубинного тепла Земли

В последние годы различными научно-исследовательскими организациями разрабатываются экономические теплотехнические схемы с использованием тепла термальных вод.

Однако ряд вопросов, таких, как коррозия геотермальных установок, возможность солеотложений и др., до сего времени остается неизученным. Одним из таких вопросов является определение стабильности термальных вод.

В практике наблюдаются отдельные случаи как интенсивных отложений карбоната кальция, так и повышенных скоростей коррозии. Так, в скважине 5-Т (г. Кизляр), имеющей дебит $Q=3000$ м³/сутки и температуру воды на устье $t=99^\circ\text{C}$, при гидрогеологических исследованиях было обнаружено, что сбросной трубопровод $d_y=100$ мм в течение 1,5 месяца был забит почти полностью.

Для пресных вод И. А. Апельциным (1962) подробно разработан расчетный способ определения индекса стабильности. Термальные воды отличаются высокой температурой и небольшой минерализацией (более 1 г/л).

Известно, что величина показателя концентрации водородных ионов, отвечающая равновесному состоянию в растворе углекислых соединений pH_s , может быть найдена из формулы

$$pH_s = pK_2 - pS_{CaCO_3} - \lg [Ca^{2+}] - \lg [Щ] - \lg f_{HCO_3} - \lg f_{Ca}, \quad (1)$$

где: pK_2 — отрицательный логарифм ступени диссоциации угольной кислоты; pS_{CaCO_3} — отрицательный логарифм произведения растворимости $CaCO_3$; $[Ca^{2+}]$ — ионная концентрация в воде катиона кальция, мг/л; $[Щ]$ — величина щелочности, мг-экв/л, определяемая титрованием с метилоранжем; f_{Ca} и f_{HCO_3} — коэффициенты активности соответствующих ионов.

Величины pK_2 и pS_{CaCO_3} являются функцией только температуры, и в диапазоне температур от 0 до 80°C их значения приводятся в литературе.

Концентрация катиона кальция в большинстве термальных вод колеблется от 5,0 до 500,0 мг/л.

Щелочность термальных вод может быть довольно высока и достигает иногда 60 мг-экв/л.

В справочной литературе (Перельман, 1964) приводятся сведения зависимости коэффициента активности иона f от ионной силы раствора. Приближенные значения f в зависимости от ионной силы раствора μ даны в нижеследующей таблице.

Зависимости коэффициента активности

Ионы	Значения f при ионной силе μ					
	0,001	0,005	0,01	0,05	0,1	0,2
Одновалентные	0,97	0,93	0,90	0,81	0,76	0,70
Двухвалентные	0,87	0,74	0,66	0,44	0,38	0,24
Трехвалентные	0,73	0,51	0,39	0,15	0,08	0,04

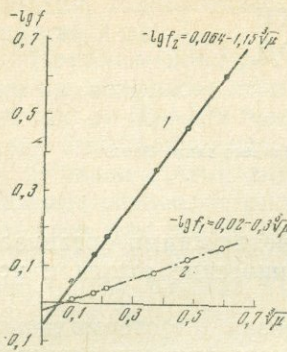


Рис. 1. График зависимости коэффициента активности f иона μ от ионной силы раствора
1 — двухвалентные ионы; 2 — одновалентные ионы

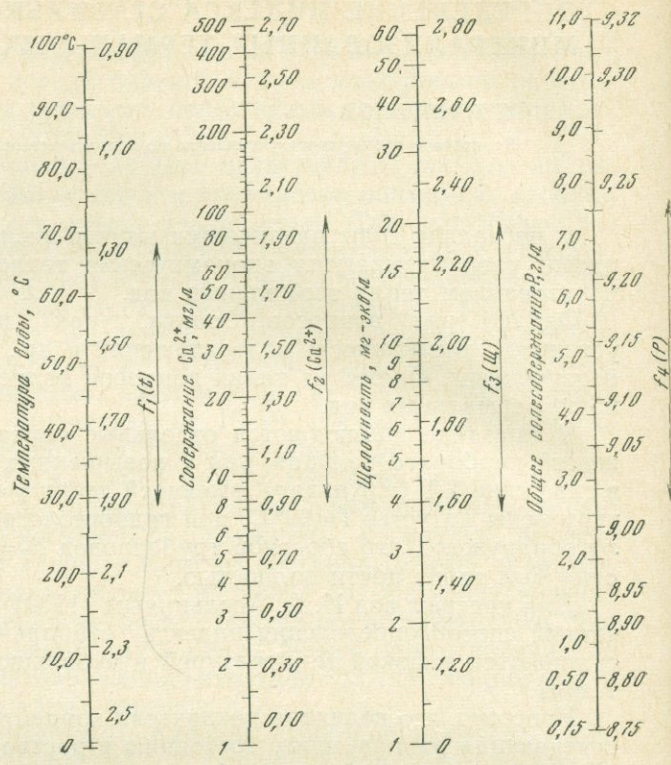


Рис. 2. График для определения pH_s термальных вод

В соответствии с вышеприведенной таблицей нами была найдена зависимость коэффициента активности иона f от ионной силы раствора для одновалентных и двухвалентных ионов (рис. 1).

Эта зависимость справедлива в диапазоне значений μ от 0,005 до 0,2 и выражается формулами:

для одновалентных ионов

$$-\lg f_1 = 0,02 - 0,3 \sqrt[3]{\mu}, \quad (2)$$

для двухвалентных ионов

$$-\lg f_2 = 0,064 - 1,15 \sqrt[3]{\mu}. \quad (2')$$

Следовательно, можно записать:

$$-\lg f_{HCO_3} = 0,002 - 0,3 \sqrt[3]{\mu}, \quad (3)$$

$$-\lg f_{Ca} = 0,064 - 1,15 \sqrt[3]{\mu}. \quad (4)$$

Если щелочность выразить в мг-экв/л, концентрацию катиона кальция в мг/л и подставить значения $\lg f_{HCO_3}$ и $\lg f_{Ca}$ из формул (3) и (4) в формулу (1), то величина pH_s будет равна:

$$pH_s = pK_2 - pS_{CaCO_3} - \lg [Ca^{2+}] - \lg [Ш] + 1,45 \sqrt[3]{\mu} + 7,516. \quad (5)$$

Формулу (5) символически можно представить в виде:

$$pH_s = f_1(t) - f_2(Ca^{2+}) - f_3(Ш) - f_4(p), \quad (6)$$

где

$f_1(t)$ — функция температуры воды,

$$f_1(t) = pK_2 - pS_{CaCO_3};$$

$f_2(\text{Ca}^{2+})$ — функция содержания в воде катиона кальция;
 $f_2(\text{Ca}^{2+}) = \lg[\text{Ca}^{2+}]$;
 $f_3(\text{Щ})$ — функция щелочности воды;
 $f_3(\text{Щ}) = \lg[\text{Щ}]$;
 $f_4(p)$ — функция общего солесодержания воды;
 $f_4(p) = 1,45 \sqrt[3]{\mu}$.

Для практического пользования нами построен график (рис. 2), аналогичный известному графику И. А. Апельцина, но в диапазоне изменения ионной силы раствора от 0,005 до 0,2.

Для отыскания рН_s алгебраически суммируют значения $f_1(t)$, $f_2(\text{Ca})$, $f_3(\text{Щ})$ и $f_4(p)$, найденные по рис. 2, в соответствии с формулой (6).

Рис. 3. График зависимости ионной силы раствора μ от минерализации, г/л, для вод с преобладанием одновалентных ионов

1 — воды с преобладанием ионов Na⁺ и Cl⁻; 2 — воды с преобладанием ионов Na⁺ и HCO₃⁻



В настоящее время почти вся добыча термальной воды в Предкавказье осуществляется из терригенных отложений, представленных карганскими и чокракскими песчаниками. В химическом составе этих вод преобладают в основном одновалентные ионы Na⁺, Cl⁻ и HCO₃⁻.

На рис. 3 представлен график зависимости ионной силы раствора μ от минерализации P г/л для термальных вод, характерных для наших

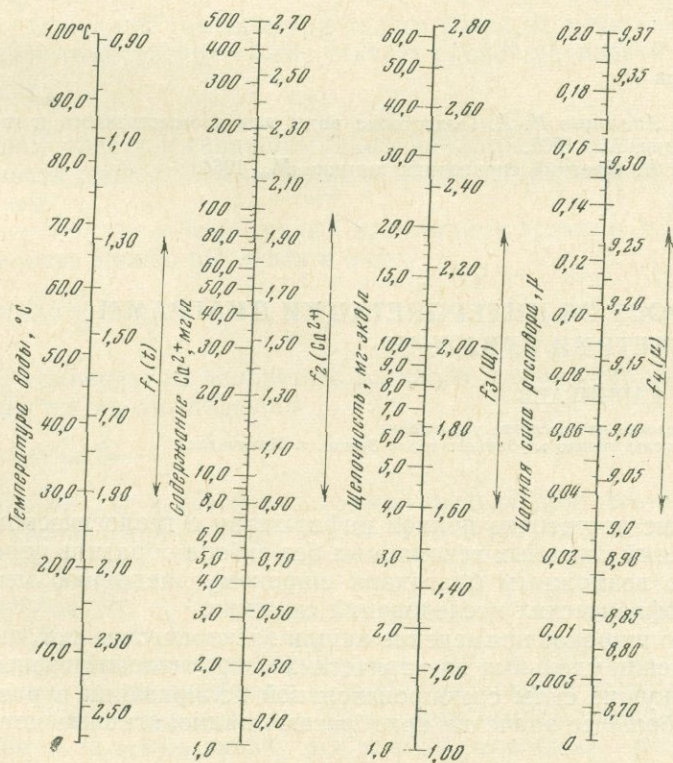


Рис. 4. График для определения рН_s термальных вод (с преобладанием одновалентных ионов)

районов, с преобладанием одновалентных ионов. Эта зависимость может быть выражена формулой:

$$\mu = 0,0155P, \quad (7)$$

где: P — минерализация воды в г/л.

Из формулы (7) подставим значение μ в формулу (5)

$$pH_s = pK_2 - pS_{CaCO_3} - \lg [Ca^{2+}] - \lg [Щ] + 0,363 \sqrt[3]{\bar{p}} + 7,516. \quad (8)$$

На основе этой формулы для вод с преобладанием одновалентных ионов для практического пользования нами составлен график (рис. 4). Порядок расчета по этому графику аналогичен указанному в рис. 2.

В качестве примера приведен расчет стабильности воды скв. 5—Т Кизляр. Дано: минерализация воды — $P=8,6$ г/л, $pH=7,7$; температура воды — $t=99^\circ C$; щелочность воды — 17 мг-экв/л; концентрация — Ca^{2+} — 28 мг/л.

По графику (рис. 4) находим:

$$f_1(t) = 0,90; \quad f_2(Ca^{2+}) = 1,47; \quad f_3(Щ) = 2,22; \quad f_4(P) = 9,27.$$

Величина pH_s будет равна:

$$pH_s = 0,90 - 1,47 - 2,22 + 9,27 = 6,48.$$

Индекс насыщения:

$$J = pH - pH_s = 7,7 - 6,48 = 1,22.$$

Так как величина индекса насыщения положительная, то вода способна к отложению в трубах карбоната кальция, что наблюдается в природе.

Литература

- Клячко В. А., Апельцин И. А. Подготовка воды для промышленного и городского водоснабжения. М., 1962.
Перельман В. И. Краткий справочник химика. М., 1964.

К ВОПРОСУ ОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДИАГРАММ ТЕРМОМЕТРИИ СКВАЖИН

А. А. ҚАРЧИГАЕВ

Кавказское промысловое управление
по использованию глубинного тепла Земли, г. Махачкала

Получение достаточно полной информации о геологическом строении месторождений полезных ископаемых без отбора образцов пород из скважины стало возможным благодаря широкому внедрению методов промыслово-геофизических исследований скважин.

Особенно широкое применение нашли электрические методы, основанные на изучении удельных электрических сопротивлений горных пород, и электродвижущие силы самопроизвольной поляризации в разрезе скважины. Все большее значение приобретают радиоактивные методы исследования.

Особую ценность представляет метод термометрии неустановившегося

ся теплового поля при поисках, разведке и изучении термальных вод там, где бессильны даже электрические методы.

Рассмотрим процесс нагревания глинистого раствора в бурящейся скважине радиуса r_c в обычных промысловых условиях с момента прекращения циркуляции бурового раствора. Пласт, окружающий скважину, будем считать однородным, изотропным и бесконечным. В начальный момент температуру пласта будем считать повсюду постоянной и равной t_∞ . Начальную температуру раствора в скважине везде примем равной t_0 . С течением времени вследствие перетоков тепла из окружающей среды (пласта) в скважину температура раствора будет приближаться к температуре пласта.

В качестве температуры раствора мы будем понижать усредненную температуру по сечению ствола скважины.

Направим ось or по радиусу-вектору от центра скважины в глубь пласта. Температура пласта будет функцией радиуса вектора r и времени τ , $t = t(r, \tau)$, $\tau \geq 0$, $r \geq r_{\text{СКВ}}$. При $r = r_{\text{СКВ}}$ на границе пласта и скважины температура пласта совпадает с температурой раствора, так что $t_c = t(r_{\text{СКВ}}, \tau)$.

Изменение температуры внутри пласта описывается уравнением теплопроводности

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\sigma} \left(\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} \right), \quad r_{\text{СКВ}} \leq r, \quad \tau > 0, \quad (1)$$

где λ , c , σ — соответственно теплопроводность, теплоемкость и плотность породы.

Установим начальные и граничные условия. Поскольку в начальный момент температура пласта принята постоянной и равной t_∞ , то

$$t(r, 0) = t_\infty \text{ для } r > r_{\text{СКВ}}, \quad t(r, 0) = t_0, \text{ для } r \leq r_{\text{СКВ}}. \quad (2)$$

Вдали от скважины температура пласта почти не меняется, и на бесконечности эту температуру можно считать равной начальной

$$t(\infty, \tau) = t_\infty. \quad (3)$$

На границе пласта и скважины будет происходить теплообмен, поток тепла из пласта расходуется на прирост температуры глинистого раствора в скважине.

Поток тепла за бесконечно малый промежуток времени $\Delta\tau$ на единицу мощности пласта можно выразить в виде:

$$\Delta Q = 2\pi r_{\text{СКВ}} \lambda \frac{\partial t}{\partial r} \Delta\tau. \quad (4)$$

Прирост температуры глинистого раствора в скважине за счет тепла ΔQ определяется из соотношения

$$\Delta Q = C_p \sigma_p \pi r_{\text{СКВ}}^2 \Delta t. \quad (5)$$

Приравнявая (4) и (5) и переходя к пределу при $\Delta\tau \rightarrow 0$, получим граничные условия при $r = r_{\text{СКВ}}$

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{2\lambda}{c_p \sigma_p r_{\text{СКВ}}} \frac{\partial t}{\partial r}. \quad (6)$$

Итак, для определения температуры пласта и, в частности, раствора при $r = r_{\text{СКВ}}$ мы имеем дифференциальное уравнение в частных производных (1) с начальными условиями (2) и граничными условиями (3) и (6).

Полученную краевую задачу решаем операционным методом (Лыков, 1967).

Проводя соответствующие выкладки, которых мы не приводим ввиду громоздкости, окончательно получим для температуры раствора:

$$t(r_{\text{СКВ}}, \tau) = t_{\infty} - \frac{8ab}{\pi^2} t_{\infty} - t_0 \int_0^{\infty} \frac{\omega^{-1} \exp\left(-\frac{\omega^2 \tau}{a^2}\right) d\omega}{[\omega I_0(\omega) - 2ab I_1(\omega)]^2 + [\omega Y_0(\omega) - 2ab Y_1(\omega)]}, \quad (7)$$

где параметры « a » и « b » находятся из формул

$$a = r_{\text{СКВ}} \sqrt{\frac{c\sigma}{\lambda}}, \quad b = \frac{\sqrt{\lambda c\sigma}}{c_p \sigma_p r_{\text{СКВ}}}, \quad (8)$$

а $I_0, I_1; Y_0, Y_1$ — представляют собой функции Бесселя 1-го и 2-го рода соответственно.

Последний интеграл может быть вычислен только численно. Он будет зависеть только от двух параметров. Входящее сюда произведение $2ab$ найдется из формулы (8), а именно

$$2ab = 2 \frac{c\sigma}{c_p \sigma_p} = M.$$

Интервал изменения этого отношения незначителен, само отношение близко к единице $M = 2ab \sim 2$

Перейдем к безразмерным переменным согласно формулам

$$t' = \frac{t_{\infty} - t_p(\tau)}{t_{\infty} - t_0}, \quad \tau' = \frac{\tau}{a^2}. \quad (9)$$

Формулу (13) тогда можно представить в виде.

$$t' = \frac{4M}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{\omega^{-1} \exp(-\omega^2 \tau') d\omega}{[\omega I_0(\omega) - M I_1(\omega)]^2 + [\omega Y_0(\omega) - M Y_1(\omega)]^2}. \quad (10)$$

Функция (10) была табулирована на электронно-вычислительной машине «Сетунь» для различных M .

Значения ее для $M=0,5$ приведены в таблице.

Табулированная функция для $M = 0,5$

Размерность	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
-2	0,9701	0,9672	0,9643	0,9525	0,9466	0,9401	0,9327	0,9244	0,9150	0,9044
-1	0,8925	0,8790	0,8637	0,8463	0,8266	0,8041	0,7784	0,7490	0,7153	0,6767
0	0,6326	0,5826	0,5268	0,4660	0,4021	0,3330	0,2772	0,2226	0,1761	0,1380
+1	0,1076	0,0837	0,0652	0,0508	0,0393	0,0310	0,0243	0,0191	0,0150	0,0118
+2	0,0093	0,0074	0,0058	0,0046	0,0036	0,0029	0,0023	0,0018	0,0014	0,0011
+3	0,0009	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001

Переходя от безразмерной величины τ' к размерной τ в часах для различных значений λ , получим кривые зависимости $t' = f(\tau)$, которые изображены на рис. 1.

На рис. 2 изображены кривые зависимости разности температур пород с различной теплопроводностью λ от времени (в часах).

Исследуем поведение решения (10) для больших значений времени τ' , когда τ' порядка тысячи. При интегрировании тогда достаточно огра-

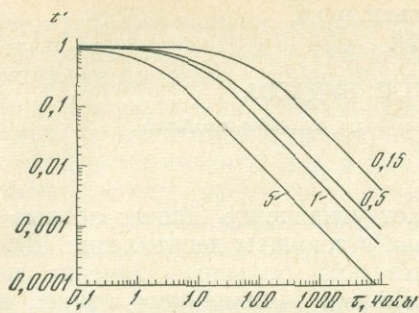


Рис. 1. Кривые зависимости $t' = f(\tau)$ при $M = 0.5$. Шифр кривых λ пород

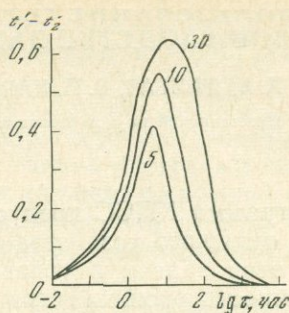


Рис. 2. Кривые зависимости $\Delta t' = t' - t'_0 = f(\tau)$ при $M = 0.5$. Шифр кривых λ пород

ничиться небольшим интервалом изменения ω , от нуля до значения $\omega^2 \tau' \approx 9$, откуда $\omega = \frac{3}{\sqrt{\tau'}}$. Чтобы этот верхний предел был малым, надо

взять $\frac{3}{\sqrt{\tau'}} < 0.1$, откуда $\sqrt{\tau'} > 30$, $\tau' > 900$. Примерно для таких значений τ' мы и найдем асимптотическое представление интеграла (10).

Если $\omega < 0.1$, то, разложив знаменатель в ряды, видим, что достаточно удержать лишь $Y(\omega)$, все остальные члены малы по сравнению с ним. А для малых ω

$$Y_1(\omega) \approx \frac{2}{\pi\omega}, \quad I_0 \approx 1, \quad I_1 \approx \frac{\omega}{2}, \quad Y_0 \approx \frac{2}{\pi} \ln \frac{CZ}{2}. \quad (11)$$

Подставив эти значения в (110) и пренебрегая ω^2 по сравнению с 1, получим

$$t' \approx \frac{1}{M} \int_0^{\infty} \omega \exp(\omega^2 \tau') d\omega = -\frac{1}{2M\tau'}; \quad \tau' = \frac{\lambda\tau}{r_{\text{скваж}}^2}. \quad (12)$$

Эта формула дает асимптотическое поведение температуры t' .

Если прологарифмировать обе части, то нетрудно видеть, что на двойной логарифмической сетке мы получим прямую

$$\lg \frac{t_{\infty} - t_p(\tau)}{t_{\infty} - t_0} = \lg \frac{C_p \sigma_p r_{\text{скваж}}^2}{4\lambda} - \lg \tau. \quad (13)$$

Эта формула позволяет дать методику определения теплопроводности породы по экспериментальным замерам температуры раствора на один достаточно большой и фиксированный момент времени (Дахнов, Дьяконов, 1952).

Литература

Дахнов В. Н., Дьяконов Д. И. Термические исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1952.

Лыков А. В. Теория теплопроводности. М., «Высшая школа», 1967.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В ОВОЩЕВОДСТВЕ ДАГЕСТАНА

Х. А. ДАЛГАТ, В. П. ҚАРАМУШҚО, П. БУДАЕВА

Дагестанский научно-исследовательский институт сельского хозяйства

Программа КПСС предусматривает увеличение общего объема продукции сельского хозяйства в 2,5 раза в текущем десятилетии. Для решения этой задачи в условиях Дагестана большое значение имеют оснащенность овощеводства сооружениями защищенного грунта и рациональное их использование для производства ранних овощей.

Основную массу овощей (около 99,5%) население республики получает из открытого грунта и лишь незначительную часть (около 0,5%) из теплиц и парников, производство и потребление свежих овощей носит резко выраженный сезонный характер. Особенно велики колебания в потреблении помидор, огурцов, баклажан.

При решении вопроса круглогодичного снабжения населения республики дешевыми и свежими овощами большое значение имеет развитие овощеводства защищенного грунта с использованием для обогрева термальных вод.

В этом отношении Дагестан занимает исключительно благоприятное положение. Здесь имеются многочисленные источники термальных вод, расположенные вблизи земельных участков, пригодных для строительства теплиц и парников, весьма благоприятны климатические условия (высокие температуры воздуха зимой, много солнечных дней).

В Дагестанском научно-исследовательском институте сельского хозяйства построена и действует теплица площадью 2000 м², в которой ведутся научно-исследовательские работы по применению термальных вод в овощеводстве.

Существуют биологический и технический обогревы теплиц и парников. Биологический обогрев требует больших затрат труда и средств. Тепловой эффект биотоплива, определяющийся деятельностью микроорганизмов, которые составляют $\frac{1}{6}$ часть общего его веса, не отвечает полностью агротехническим требованиям выращивания рассады и овощей.

В парниках на биотопливе обогрев воздуха происходит через слой грунта парника, отсюда температура воздуха парника всегда значительно ниже температуры корнеобитаемого слоя. Это является большим недостатком этого вида обогрева. В парниках на биотопливе растения изнеживаются вследствие относительно высоких температур в первый период их жизни. К концу сезона биотопливо перестает отдавать тепло.

Известно, что в период выращивания рассады в парниках приходится менять температуру в широких пределах, а именно: чтобы ускорить прорастание семян, температуру следует держать повышенную; сразу же после появления всходов температуру снижают до 6—8°С и поддерживают на данном уровне в течение 4—5 дней; затем ее снова необходимо повысить и поддерживать в пределах, необходимых для нормального роста и развития выращиваемых растений.

Использование навоза в качестве источника тепла не дает возможности регулировать температуру грунта и воздуха, что приводит к значительному снижению эффективности этого вида обогрева. Кроме того биологический обогрев связан с исключительно тяжелыми условиями труда. Поэтому назрел вопрос о замене его техническим обогревом.

Из всех видов технического обогрева наиболее распространен водяной обогрев парников и теплиц от собственной котельной, тепловыми от-

ходами промышленности. Как показала практика, водяной обогрев является более надежным и совершенно безопасным в эксплуатации по сравнению с другими видами обогрева.

При использовании термальных вод для обогрева теплиц и парников отпадает необходимость строительства дорогостоящих котельных. Использование термальных вод в качестве источника обогрева должно сочетаться с другими эффективными методами и приемами ведения теплично-парникового хозяйства. Одним из таких методов в первую очередь является выращивание овощей под прозрачными полимерными пленками.

Отделом овощеводства Дагестанского научно-исследовательского института сельского хозяйства в течение ряда лет ведутся исследовательские работы по использованию термальных вод и полимерных пленок в овощеводстве. Получены положительные результаты, свидетельствующие о высокой экономической эффективности их применения.

На территории опытного хозяйства института имеется отработанная нефтяная скважина, дающая воду с температурой 63°C , с дебитом $1000\text{ м}^3/\text{сутки}$ и давлением на устье 4 атм.

Вблизи скважины сооружен участок защищенного грунта, обогреваемый термальной водой из скважины. Площадь участка 1000 м^2 , из них 480 м^2 занимают пленочные теплицы, остальная площадь занята малогабаритными пленочными укрытиями.

В теплице устроены почвенный и воздушный обогревы с независимым включением обоих. Металлические трубы почвенного обогрева имеют диаметр два дюйма. Глубина заложения 30 см , расстояние между трубами 100 см . Для воздушного обогрева расстояние между трубами 100 см . Для воздушного обогрева используются трубы диаметром 6 дюймов.

Высокое давление на устье скважины позволяет обойтись без нагнетательных насосов для транспортировки воды по обогревательным трубам. Системы почвенного и воздушного обогревов обеспечивают постоянные температуры почвы в теплицах: на поверхности 15°C и на глубине $10\text{—}15\text{ см}$ — $+24^{\circ}\text{C}$.

Основное преимущество водяного обогрева перед биологическим — это возможность регулирования тепловых режимов воздуха и почвы теплиц в широких пределах, в зависимости от требования выращиваемых культур, а также от погодных условий. Кроме того водяной обогрев весьма экономичен.

Весной 1965 г. все парники опытного хозяйства были переведены на водяной обогрев. Это мероприятие дало сразу экономию навоза: 720 т/год . Отпали такие трудоемкие работы, как очистка котлованов, доставка навоза, набивка котлованов навозом, и многие другие работы, что также способствовало экономии по затратам труда.

Для того, чтобы судить о том, насколько выгодно применение «дарового» источника обогрева в сочетании с пленочными укрытиями, приведем сравнительные данные: себестоимость 1000 штук рассады, выращенной в парниках в 1964/65 г., составила $10\text{ руб. }40\text{ коп.}$, в то время как себестоимость 1000 штук рассады, выращенной в пленочных теплицах на термальном обогреве, составила $4\text{ руб. }30\text{ коп.}$ Такая большая разница получается за счет того, что вместо дорогостоящих, требующих столярных работ парников, парубней, рытья котлованов и набивки их навозом были применены для обогрева термальная вода и легкие каркасы пленочных теплиц. Стоимость 1 м^2 такой теплицы $2\text{ руб. }10\text{ коп.}$, включая стоимость пленки и обогревающих труб. Проектная же стоимость 1 м^2 составляет, как известно, $10\text{—}15\text{ руб.}$

В теплицах помимо рассады нами был получен урожай огурцов и помидор на $20\text{—}30$ дней раньше, чем в открытом грунте. Средний урожай

составил всего овощей 16,9 кг, с одного квадратного метра было реализовано продукции на 13 руб. 27 коп., при этом каждый квадратный метр площади дал 2 руб. 37 коп. чистой прибыли.

С одного квадратного метра пленочных теплиц получено от 1,6 до 8,6 кг овощей, огурцов на 2,5 месяца раньше, чем из открытого грунта.

В настоящее время завершается строительство зимних блочных теплиц с обогревом термальными водами.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМАЛЬНОЙ ВОДЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА ТЕПЛИЦ

М. И. ТКАЧЕНКО

Белореченский овощной совхоз № 6 Краснодарского края

В последние годы в Краснодарском крае интенсивно развивается теплично-парниковое хозяйство, происходит его техническая реконструкция. Во многих совхозах уже имеются остекленные весенние и зимние теплицы на центрально-водяном обогревах. Применение полиэтиленовых пленок в качестве кроющего материала позволило удешевить их строительство.

В 1969 г. в пригородных зонах края было построено 48 га весенних пленочных теплиц на солнечном обогреве. В нашем совхозе тоже имеются такие теплицы. Но для более полного и рационального использования пленочных теплиц необходим более надежный источник обогрева. Таким источником в условиях Краснодарского края могут служить термальные воды.

Используя опыт, накопленный у нас в стране и за рубежом, в Белореченском овощном совхозе № 6, снабжающем овощами Сочинский курортный район, с 1968 года для обогрева теплиц стали использовать термальные воды.

Совхоз расположен в 17 км к югу от г. Белореченска, в западных предгорьях Большого Кавказа. В тектоническом отношении эта территория приурочена к южному борту Азово-Кубанской впадины, богатой термальными водами.

Датчиком термальной воды в совхозе служит разведочная на нефть скважина Заречная-1, пробуренная в 1965—1966 годах на землях совхоза. Глубина скважины 4504 м. Термальная вода поступает с глубины 3005—2991 м из песчаников нижнего палеогена. Дебит скважины 225 м³/сутки при свободном самоизливе. Температура воды в интервале перфорации 137°С, на устье 85°С, давление 20 атм.

По химическому составу вода хлоридно-гидрокарбонатная натриевая с минерализацией 15,4 г/л. В одном литре воды содержится: Ca²⁺ — 0,13 г/л, Mg²⁺ — 0,014 г/л, CO₃²⁻ — нет, HCO₃⁻ — 1,67 г/л, SO₄²⁻ — 0,26 г/л, Cl⁻ — 1,98 г/л и др. Из микрокомпонентов присутствуют Br⁻ и J⁻ соответственно в количествах 8,1 и 4,1 мг/л. Среди растворенных в воде газов преобладают азот, метан и углекислота.

Четыре года скважина работала вхолостую, ценные термальные воды сбрасывались в речную сеть. В 1969 г. в совхозе были построены первые две весенние пленочные теплицы площадью по 500 м² каждая, к ним от скважины по трубам была подведена термальная вода. Строительство одного квадратного метра теплиц обошлось в 10 руб. 35 коп.

В конце февраля в теплицах посеяли пророщенные семена огурцов. На второй день получили всходы. Наблюдения за температурным режи-



Рис. 1. Октябрь. В пленочных теплицах зреет урожай овощей.
Фото И. М. Дворова

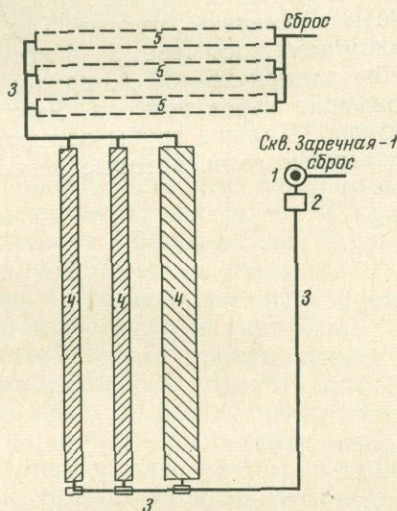


Рис. 2. Схема тепличного хозяйства Белореченского овощного совхоза № 6

- 1 — термальная скважина;
- 2 — бак-отстойник;
- 3 — труба, проводящая термальную воду к теплицам;
- 4, 5 — теплицы

мом в теплицах показали, что условия для хорошего роста овощей здесь вполне благоприятны. В третьей декаде февраля средняя температура наружного воздуха была -2°C , минимальная -12°C ; в теплицах в ночные часы температура воздуха была $+9$ — $+15^{\circ}\text{C}$, в дневные — $+25^{\circ}$ — $+29^{\circ}\text{C}$. Овощи под пленками чувствовали себя хорошо; в пору плодоношения огурцы вступили 22 апреля, сборы их продолжались до 5 июля. Урожай огурцов первого оборота составил в среднем 10 кг с 1 м^2 , отдельные сорта, такие, как гибрид-516 и «Короткоплетистый», дали по 14 — 15 кг с 1 м^2 , а при схеме посадки $80\times 60\times 25\text{ см}$ огурцов гибрида-503 собрали урожай по 18 кг с 1 м^2 .

Средняя реализационная цена 1 кг овощей составила $1\text{ руб. } 26\text{ коп.}$ при себестоимости 28 коп. за килограмм. Таким образом, чистая прибыль от реализации огурцов первого оборота составила $9\text{ руб. } 80\text{ коп.}$ с 1 м^2 . В весенних теплицах на солнечном обогреве (тоже под полиэтиленовой пленкой) было получено с 1 м^2 по 6 кг огурцов, урожай был собран на 35 — 40 дней позже, в силу чего реализованы они были по 51 коп. за кило-

грамм. Чистая прибыль от огурцов, выращенных в весенних теплицах на солнечном обогреве, составила 3 руб. 48 коп. с 1 м².

Кроме пленочных теплиц в совхозе в 1969 г. построена капитальная зимняя теплица площадью 1000 м² (рис. 1), также обогреваемая термальными водами; строится еще 2000 м² пленочных теплиц. На рис. 2 дана схема тепличного хозяйства Белореченского овощного совхоза № 6.

С конца 1970 г. в совхозе действуют 4000 м² теплиц, мощность которых обеспечит производство 750—1000 ц ранних овощей в год. От реализации только этой продукции совхоз получает 48—50 тыс. руб. чистой прибыли в год.

В последние годы переведено 12 тыс. парниковых рам для выращивания ранней рассады на обогрев термальными водами с дорогостоящего биотоплива. Стоимость 1 тыс. штук рассады при этом снижена с 22 руб. до 6—7 руб. Это позволяет совхозу, с одной стороны, уменьшить себестоимость производства овощей, с другой, сэкономить до 60 тыс. т навоза, который используется теперь на удобрение огородных плантаций.

Уход за системой, подающей термальную воду в теплицы, несложный, текущие ремонты не требуют больших затрат.

В связи с тем, что термальная вода имеет значительную минерализацию — 15,4 г/л (содержание HCO_3^- равно 1,67 г/л), в трубе между баком-отстойником, в баке-отстойнике и далее на участке трубы длиной 25—30 м, подающей воду к теплицам, осаждаются соли, преимущественно карбонаты кальция. Трубы, заросшие солями, периодически приходится вырезать и заменять другими. Так, трубу между скважиной и баком-отстойником заменяют через 3—4 месяца, т. е. через каждый оборот; участок трубы длиной 25—30 м, идущий от бака-отстойника, заменяется реже, примерно через полгода. Этот участок зарастает неравномерно, конусообразно. Дальше трубы остаются чистыми. В баке-отстойнике отлагаются рыхлые соли, которые легко вычищаются.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ПРОМЫШЛЕННОГО ЗНАЧЕНИЯ

А. В. ЩЕРБАКОВ

Геологический институт АН СССР

Термальные воды и рассолы промышленного значения обычно занимают сравнительно ограниченные районы или площади, характеризующиеся строго определенными геоструктурными и термогидрогеохимическими условиями. Таким условиям чаще всего отвечают подвижные складчатые пояса или зоны с современной или недавно угасшей вулканической деятельностью, мобильные зоны межгорных и предгорных впадин, краевых прогибов и платформенных авлакогенов, выделенных вулканогенно-осадочными и нормально-осадочными породами.

Подземные воды большей части территории СССР имеют низкие содержания промышленных компонентов и по многим параметрам (запасам, технологическим свойствам, экономическим условиям и др.) не могут представлять промышленного интереса. К таким водам можно отнести, например, воды кристаллических щитов (Украинский, Балтийский, Алданский и др.), антеклиз (Белорусская, Воронежская и др.) и значительные площади горно-складчатых областей.

Разработке поисковых критериев на термальные воды промышленного значения уделяется до сих пор недостаточное внимание.

Поисковые критерии на термальные воды промышленного значения — это определенные предпосылки и признаки, базирующиеся на широкой геологической, гидрогеологической и термогеохимической основе и позволяющие изучать и подмечать парагенетические связи между веществом составом водовмещающих пород, их возрастом, термогеохимической средой, с одной стороны, и сопутствующими им подземными водами с различным ионно-солевым и газовым составами, с другой. Научный анализ указанных парагенетических связей позволит оценить возможность накопления в данных условиях высоких концентраций тех или иных микрокомпонентов. Геоструктурно-термогидрогеохимические поисковые критерии в сочетании с данными об истории развития геологических и палеогидрогеологических условий района исследований могут быть с успехом использованы не только для выяснения месторождений термальных вод промышленного значения, но и для решения вопросов о формировании их состава (Щербаков, 1961, 1968).

При рассмотрении поисковых критериев на термальные воды промышленного значения необходимо выделять (по степени вероятности) 1) поисковые предпосылки и 2) поисковые признаки.

Главнейшими предпосылками для поисков месторождений термальных вод промышленного значения являются: 1) геоструктурные, 2) фациально-литологические, 3) стратиграфические, 4) геоморфологические, 5) гидродинамические, 6) гидрохимические, 7) термобарические и др. Рассмотрим кратко их особенности.

Геоструктурные предпосылки. Весьма благоприятной геоструктурной обстановкой для формирования термальных вод промышленного значения являются раскрывающиеся геологические структуры как областей современной вулканической деятельности, где комплексные соединения бора, мышьяка, рубидия и цезия выносятся на поверхность Земли вместе с парами и гидротермами, так и предгорных прогибов и межгорных впадин — районов локализации галогенов, рудных минералов, нефтей, газов и органического вещества.

Гидродинамические предпосылки. В земной коре химические элементы, в том числе редкие и рассеянные, непрерывно мигрируют, что связано в основном с гидродинамическими условиями мобильных и раскрывающихся геологических структур. Наиболее ярко проявляется миграция термальных вод различного химического состава в условиях геосинклиналей в период выделения из вулканов и фумарол значительных количеств глубинных газоводных растворов.

Особые гидродинамические условия характерны для межгорных впадин и предгорных краевых прогибов с имеющимися в их пределах структурными поднятиями (купола, брахиантиклинали и др.). Эти структурные поднятия на фоне общего погружения межгорных и предгорных прогибов занимают особое место как наиболее ярко выраженные участки подземного дренажа, в сторону которых напорные термальные воды часто поднимаются по водоносным горизонтам и тектоническим нарушениям из тектонических депрессий. В более глубоких горизонтах лучшие миграционные условия часто способствуют обогащению термальных вод многими микрокомпонентами (J, B, F, Cs и др.).

Стратиграфические и фациально-литологические предпосылки. На размещение термальных рассолов с высоким содержанием брома, бора, стронция, лития большое влияние оказывают галогенные фации нижнекембрийского, девонского и верхнеюрского возрастов. С галогенными осадками пермского возраста (солями калия, магния, гипсами, ангидритами) связан ряд месторождений боратов в Германской Демократической Республике и у нас в Прикаспии.

Геоморфологические предпосылки. Разгрузки термальных вод, обогащенных бромом, стронцием, йодом и др., часто приурочиваются к пониженным участкам, например погребенным формам рельефа (долины рек, озерные впадины, бассейны морей и др.). Разгружающиеся глубокие воды и рассолы могут отлагать соляные осадки, иногда замещающие сопряженные породы.

Известны исключительные случаи внедрения термальных рассолов в пресные речные воды в долине Волги и Камы. Значительные разгрузки глубинных рассолов и нефти наблюдаются в речной аллювий в Пенсильванском нефтеносном бассейне (США), а также непосредственно через морское дно (Красное, Каспийское и другие моря).

Гидрохимические предпосылки. Химический состав термальных вод оказывает большое влияние на переход микрокомпонентов из твердой фазы в жидкую, а также на их миграцию в подземной гидросфере. Известно, например, что в хлоридно-гидрокарбонатных натриевых водах, обогащенных углекислотой, бора, йода и фтора больше, чем в хлоридных кальциевых водах. Соосаждение бора и радия из термальных вод происходит при участии гидроокиси железа и марганца, карбонатов кальция и др. Бор осаждается карбонатами кальция из водной среды, вследствие близости размеров ионных радиусов CO_3^{2-} и BO_3^{2-} .

Термобарические предпосылки. Температура подземных вод способствует растворимости минералов и определяет распределение летучих элементов (бор, фтор, йод и др.) между жидкой и газообразной фазами. Поэтому термальные воды в большинстве случаев более насыщены ценными компонентами, чем холодные или теплые.

Так, присутствие значительных количеств бора в термальных рассолах чаще всего связано с повышенными температурами.

На примере рассолов Южно-Каспийского бассейна видно, что наиболее бороносными являются глубокие высокотермальные воды. Выше по разрезу содержания бора быстро падают.

Давление в породах проявляется не столько своим непосредственным влиянием на растворимость фтор-, бор- и йодсодержащих пород, сколько способностью удерживать в водных растворах определенное количество летучих соединений. Высокое парциальное давление препятствует процессу выделения летучих соединений. Сильно пониженное давление, наоборот, вызывает быстрое выделение летучих компонентов (Rn, B, J, F, CO₂ и др.).

Прямые поисковые признаки на промышленные термальные воды — повышенные содержания в них микрокомпонентов. Каждый из микрокомпонентов имеет свои определенные пределы концентраций. Промышленный интерес представляют следующие содержания на 1 л воды: от 15 до 100 мг йода, от 250 до 9000 мг брома, от 300 до 5000 мг бора, от 500 до 8000 мг стронция, от 10 до 100 мг лития, от 0,5 до 5 мг цезия и др.

В заключение следует отметить, что только учет геоструктурных и термогидрогеохимических условий региона, а также всесторонний анализ природных факторов позволят гидрогеологу подойти к решению генезиса месторождений термальных вод. Генетическая же характеристика месторождений, безусловно, необходима для направления поисков, разведки и эксплуатации таких вод.

Литература

Щербаков А. В. Гидрогеохимические исследования при поисках и разведке подземных бороносных вод. М., Госгеолтехиздат, 1961.

Щербаков А. В. Геохимия термальных вод. М., «Наука», 1968.

О ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД СССР

А. В. ЩЕРБАКОВ, Н. Д. КОЗЛОВА, Г. Н. СМИРНОВА

Геологический институт АН СССР

Проблема изучения химического состава термальных вод и рассолов, составляющих значительную часть подземной гидросферы, имеет большое значение, в связи с комплексным использованием их тепла и ценных химических элементов (йода, брома, бора, стронция, рубидия и др.) в народном хозяйстве. Накоплены новые данные по геотермии и геохимии глубоких подземных вод осадочного чехла. Подмечена парагенетическая связь между вещественным составом водовмещающих пород, термогеохимическими обстановками и сопутствующими им подземными водами различного ионно-солевого и газового составов, а также выявлено распределение в них определенных видов микроэлементов. Больше всего в настоящее время имеется сведений о распределении и концентрациях в подземных водах йода, брома и бора, меньше стронция, бария и фтора, еще меньше мышьяка, лития, рубидия, цезия и др. Отличительная особенность количественных характеристик распределения микроэлементов — это значительные колебания их содержаний в подземных водах в пределах регионов, районов и участков: от нескольких единиц и, довольно часто, до сотен миллиграммов в одном литре.

Именно теперь создались предпосылки для составления гидрогеохимической карты-схемы территории СССР (в нижней части осадочного чехла) в масштабе 1 : 5 000 000 (к статье прилагается уменьшенный вариант, рис. 1) как основы для рассмотрения основных черт распределения микроэлементов промышленного значения.

В качестве самого общего принципа принято разделение поземной гидросферы СССР на три крупные структурно-гидрогеохимические области: 1) область глубокого развития зоны окислительной геохимической обстановки, активного водного круговорота и малых температур с локальным наложением восходящих газогидротермальных проявлений; 2) область переходной геохимической обстановки, затрудненного водного режима, низких и умеренных температур и 3) область восстановительной геохимической обстановки, относительно застойного водного режима, повышенных и высоких температур.

Рассмотрим кратко их некоторые особенности.

Области глубокого развития окислительной обстановки и активного водного круговорота охватывают верхние части кристаллических щитов, антеклиз, выступов древнего фундамента и горно-складчатых сооружений. Сложные гидрогеологические условия этих областей обуславливают проникновение на большую глубину вод с высоким окислительным потенциалом, что и определяет положение нижней границы зоны гипергенеза. В высокогорных сильно расчлененных районах зона активного водообмена имеет нередко очень большие мощности (1—2 км и более), соответственно возрастает и мощность современной зоны гипергенеза, в глубоких ее частях кислородный режим сменяется бескислородным.

Зона гипергенеза вследствие ведущей роли процессов окисления, протекающих в ней, характеризуется многообразием химических типов подземных вод. Это связано с мобильностью химической и биохимической сред и неустойчивостью химических равновесий в условиях постоянных колебаний температур и давлений.

Подземные воды кристаллических щитов и антеклиз с низкими температурами при активном водообмене широко регионально распространены в пределах крупных положительных структур дорифейского кристаллического фундамента (Русская и Сибирская платформы), сложенного в основном нижнепротерозойскими и архейскими сильно дислоцированными и метаморфизованными породами разнообразного состава и генезиса.

Для этих территорий характерно постепенное повышение минерализации вод (от 0,1 до 3,5—5 г/л) и степени метаморфизации их состава по мере погружения кристаллического фундамента под осадочный чехол. Пресные воды здесь залегают преимущественно выше местного базиса эрозии, горные породы отличаются промытостью, четко прослеживаются региональные водоупоры и области разгрузки. Такие воды характерны для щитов (Балтийский, Украинский, Алданский и Анабарский), антеклиз (Белорусская, Воронежская и Анабаро-Оленекская) и выступов древних структур байкалид (Тиман, Байкальско-Алданская и Восточно-Саянская складчатые системы, Иркутский, Туруханский, Енисейский горсты и др.), где глубокометаморфизованные породы архея, перекрывающиеся с резким несогласием платформенными образованиями рифея, кембрия и ордовика, выходят на поверхность или залегают неглубоко под чехлом хорошо промытых осадочных отложений.

Химический состав пресных и слабоминерализованных вод разнообразен. Преобладают гидрокарбонатные натриевые или кальциевые воды, а также воды смешанные (гидрокарбонатно-хлоридные, сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридные и др.) с переменным составом. Реже встречаются хлоридные натриевые воды с минерализацией до 3—5 г/л,

с низкими содержаниями микроэлементов. Так, на 1 л воды приходится до 0,03 мг брома, до 0,05 мг бора, до 4,6 мг фтора; йода, стронция и лития — следы.

В горно-складчатых сооружениях и их обрамлениях развиты преимущественно трещинные, реже трещинно-жильные и жильные подземные воды. Они приурочены к архейским, протерозойским, палеозойским и мезо-кайнозойским образованиям, представленным интрузивными, эффузивными, метаморфическими и осадочными комплексами пород. Осадочные породы в той или иной степени метаморфизованы и в большинстве случаев также обладают трещинной водопроницаемостью.

Складчатое строение и эрозионная расчлененность горных сооружений способствуют образованию в них разнообразных трещинных водонапорных систем и малых межгорных и предгорных артезианских бассейнов, характеризующихся крутым залеганием водоносных слоев и глубоким погружением их в осевой части.

Древние горные сооружения (Казахский мелкосопочник, Урал, горы Бырранга и др.), представляющие собой открытые структуры, лишены термальных вод. Питание трещинных вод осуществляется в основном за счет атмосферных осадков. Области питания и распространения трещинных водоносных комплексов обычно совпадают. Области питания вод тектонических нарушений, имеющих жильный характер циркуляции, находятся за пределами их распространения. В ряде случаев они обладают напором.

Характерной особенностью трещинных вод древних сооружений является их слабая минерализация, не превышающая 1 г/л, что обусловлено исключительно хорошим водообменом и малым количеством легкорастворимых солей в породах. Солевой состав вод преимущественно гидрокарбонатный кальциевый, реже гидрокарбонатный натриевый и сульфатно-гидрокарбонатный кальциевый. Состав растворенных газов — кислородно-азотный и азотный. Содержание микроэлементов (Br, J, B и др.) в этой группе незначительное и в большинстве случаев не выходит за пределы следов.

Молодые горные сооружения (Карпаты, Большой Кавказ, Малый Кавказ, Копетдаг, Корякско-Камчатская складчатая зона, Охотско-Чукотский вулканический пояс и др.) характеризуются распространением трещинных и трещинно-жильных холодных и термальных вод.

По степени минерализации и ионно-солевому составу трещинные холодные воды весьма разнообразны — от ультрапресных до соленых и даже рассолов, от гидрокарбонатных натриевых и кальциевых до сульфатных кальциевых и хлоридных натриевых, почти со всеми переходными типами между ними. При наличии вод в зонах проявления сульфидной минерализации значительно увеличивается в них содержание сульфатов, образующихся при окислении сульфидов. При этом увеличивается минерализация воды и понижается pH. Воды сульфидных зон преимущественно кислые (pH=4—5,5), тогда как вне зон развития сульфидной минерализации чаще среда щелочная (pH=7,5—8,5). В районах рудных месторождений формируются специфические типы вод с высоким окислительным потенциалом, которые могут иметь относительно высокие концентрации рудных химических элементов.

В отдельных областях горно-складчатых сооружений на мощную зону трещинно-грунтовых вод, преимущественно холодных с высоким окислительным потенциалом, накладываются локальные восходящие газогидротермальные проявления. Можно выделить три типа наложений: 1) азотные, 2) углекислые, 3) водяные пары и различные газы в районах современного вулканизма.

Наложения преимущественно азотных щелочных терм фиксируются в кристаллических и осадочно-метаморфических комплексах древней

складчатости (Алтай-Саянская, Тянь-Шаньская, Байкальская и другие области) и складчатых сооружениях молодого тектогенеза (Кавказ, Охотско-Чукотское, Центрально-Камчатское). В формировании азотных терм большое значение имеют глубокие радиальные разломы, обусловленные геологической историей и неотектоническими движениями земной коры в третично-четвертичное время. Они разделяют горно-складчатые сооружения на блоки, одни из которых приподняты, а другие — опущены. К крупным приподнятым блокам земной коры относятся мегантиклинорий Большого Кавказа, антиклинорий Малого Кавказа, выступы байкалид в ядрах антиклинориев — Восточно-Саянского, Тункинского, Баргузинского и других хребтов, к отрицательным формам — Рионо-Куринский синклинорий, озеро Байкал, Селенгинская, Баргузинская и другие впадины.

В зонах сочленения положительных и отрицательных блочных структур прослеживаются глубокие тектонические разломы, через которые в основном и разгружаются азотные термальные воды. К основным особенностям азотных термальных вод относятся их локальное распределение, высокая температура (до 100°C), повышенная щелочность (рН 8—14) и значительная концентрация кремнекислоты (до 400 мг/л). При этом концентрация кремнекислоты с повышением температуры соответственно возрастает. Содержание на 1 л воды: йода — следы, брома — следы, бора — от следов до 15 мг , фтора — от следов до 20 мг .

Наложения преимущественно углекислых восходящих вод наиболее ярко прослеживаются в следующих разновозрастных горно-складчатых областях СССР: Карпаты, Большой Кавказ, Малый Кавказ, Памир, Восточный Саян, Забайкалье, Сихотэ-Алинь, южная часть Срединного хребта на Камчатке и др. Восходящие углекислые источники приурочены к разломам и зонам дробления самых разнообразных изверженных, метаморфических и осадочных пород. Повышенную температуру эти воды преобретают на больших глубинах.

Углекислые термальные воды по химическому составу отличаются большим разнообразием. Среди них в основном выделяется четыре типа: а) гидрокарбонатные кальциевые и магниевые, б) гидрокарбонатно-сульфатные натриевые, в) гидрокарбонатно-хлоридные натриевые и г) хлоридно-гидрокарбонатные натриевые.

Первые два типа углекислых вод характеризуются низкой минерализацией ($1\text{—}5\text{ г/л}$) и незначительным содержанием микроэлементов в 1 л воды: йода от следов до $0,1\text{ мг}$, брома от следов до $0,05\text{ мг}$, бора от следов до $0,6\text{ мг}$. Высокие температуры известны в пределах Малого Кавказа (Джермук — $64,5^{\circ}\text{C}$) и Большого Кавказа (Славяновский источник, Железноводск — 55°C).

Третий тип углекислых вод с минерализацией от $4,0$ до $13,0\text{ г/л}$ и температурой от 20 до 35°C характерен для Малого и Большого Кавказа, где состав формируется в осадочных и эффузивных породах за счет разложения полевых шпатов и галогенов при высоком содержании свободной CO_2 (до $2,77\text{ г/л}$ — Анкаван, Малый Кавказ). В этих водах присутствуют: йод — от $0,05$ до 50 мг/л , бром — от $0,16$ до 10 мг/л , бор — от $0,5$ до 50 мг/л , фтор — от $0,1$ до 8 мг/л , мышьяк — от $0,3$ до 15 мг/л .

Четвертый тип углекислых вод с минерализацией от 5 до 92 г/л и температурой $21\text{—}57^{\circ}\text{C}$ формируется в краевых частях горно-складчатых областей, сложенных осадочными породами. Содержание на 1 л воды: йода до 40 мг , брома до 150 мг , бора до 300 мг , фтора до 10 мг , мышьяка до 20 мг (источники Арзни, Кенсали, Двин, Кармадон и др.).

Наложения вулканических парогидротерм, fumarольных и сольфатарных выделений распространены в СССР только на Курильских островах и Камчатке. Почти все действующие fumarолы находятся вблизи берега моря или на островах и сосредоточены на тех тектониче-

ских разломах, которые связаны с новейшим орогенезом; тектонические движения продолжаются здесь и в настоящее время.

Деятельность фумарол сопровождается выделением из жерла побочных кратеров и многочисленных трещин водяного пара и различных газов (CO_2 , CO , N_2 , H и др.). Температура самых горячих фумарол высокая (до 700°C). Газо-водяные струи состоят главным образом из паров воды (от 60 до 99,9% общего объема выделения), соляной кислоты, хлоридов калия, натрия, аммония и др.

По химическим особенностям выделяются три типа вод: а) кислотно-сульфатные, б) кислотно-сульфатно-хлоридные и в) щелочно-хлоридные натриевые.

Водные термы первого типа имеют смешанный катионный состав и образуются за счет слабоминерализованных метеорных вод, имеющих прямую связь с местной областью питания. Минерализация их колеблется от 2,5 до 7,5 г/л; $\text{pH}=2,5-1$ и ниже. Содержание на 1 л воды: йода — следы; брома — следы; бора — от следов до 776,8 мг; фтора — от 0,4 до 5 мг; мышьяка — следы. Температура воды $40-100^\circ\text{C}$ и выше.

Термы второго типа содержат в значительных количествах свободную серную и соляную кислоты, что резко снижает их pH (до 1 и ниже). Катионный состав этих вод сложный и близок к водам первого типа, минерализация до 5 г/л. Содержание на 1 л воды: йода — следы; брома — от следов до 1,5 мг, бора — от следов до 150 мг, фтора — от следов до 20 мг, мышьяка — от следов до 1,5 мг.

Термы третьего типа образуются на больших глубинах в высокотемпературных восстановительных условиях. Вмещающими толщами являются осадочные и осадочно-вулканогенные, реже вулканические породы. Температура воды на выходе более 100°C , редко ниже, минерализация доходит до 10 г/л; pH 7—9; в 1 л воды содержится (в мг/л): йода от следов до 0,5; брома от следов до 3,5; бора от 0,2 до 750; фтора от следов до 25; мышьяка от следов до 10.

Области с переходной геохимической обстановкой в нижней части осадочного чехла прослеживаются на склонах плит, на бортах впадин и краевых прогибов. Для этих областей характерны две термогеохимические зоны: 1) регрессивного эпигенеза и 2) слабого прогрессивного и регрессивного эпигенезов.

Зона регрессивного эпигенеза обусловлена неотектоническим поднятием участков земной коры, где движение подземных вод направлено сверху вниз, что способствует охлаждению недр. В результате осадки, которые до этого пережили стадию диагенеза и какой-то этап прогрессивного эпигенеза, оказались вместе с перекрывающими их образованиями в зоне аэрации.

Подземные воды этой зоны в нижней части осадочного чехла холодные ($<20^\circ\text{C}$) с переходной и слабоокислительной средой (Eh от +250 до 0 мв, при pH 7,5—8,5) и различным ионно-солевым составом и минерализацией. В северо-западной части Русской плиты в терригенных и карбонатных породах рифея и палеозоя на глубине 300—500 м прослеживаются пресные и солоноватые воды с минерализацией от 0,35 до 2,5 г/л. С глубиной они сменяются хлоридными натриевыми рассолами порядка 100 г/л и более (Коноша). Содержание на 1 л воды: брома <50 мг; йода <1 мг и стронция <30 мг.

На южных бортах Воронежской антеклизы и Украинского щита воды нижней части осадочного чехла более разнообразны по химическому составу. Здесь встречаются воды как хлоридно-сульфатные с переменным катионным составом и минерализацией 3—15 г/л, так и хлоридные натриевые и хлоридные натриево-кальциевые с минерализацией до 150 г/л. Содержание на 1 л воды: брома <120 мг/л, йода <5 мг/л и стронция <100 мг/л.

В центральных частях Западно-Сибирской плиты воды зоны регрессивного эпигенеза в нижней части осадочного чехла приурочены к нижнемеловым, средне- и нижнеюрским песчано-глинистым отложениям. Вдоль восточного склона Урала ширина рассматриваемой зоны 20—100 км, на отдельных участках в области погружения она суживается. Наиболее широко эта зона развита в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, где ее ширина достигает 200 км. Состав воды здесь изменяется по мере увеличения глубины залегания водоносных пород. В полосе выхода и в области неглубокого погружения (до 100—150 м) распространены преимущественно пресные воды. Глубже они сменяются соленоватыми гидрокарбонатно-хлоридными и хлоридными натриевыми водами с минерализацией до 10 г/л, редко выше. Содержание на 1 л воды: брома до 55 мг/л, йода до 10 мг/л, реже до 20 мг/л (Березовский район).

Зона слабого прогрессивного и регрессивного эпигенеза связана с новейшими перемещениями водовмещающих слоев, направленными к опусканию и поднятию отдельных, часто смежных, участков. Вместе с разнонаправленным по вертикали движением слоев земной коры происходит медленное перемещение вод: на участках опускания — снизу вверх, а на участках поднятия — сверху вниз.

В водах опускающихся слоев увеличивается минерализация и содержание брома и стронция за счет подтока более концентрированных вод снизу и процессов смешения, что часто приводит к изменению их химического типа. В водах поднимающихся слоев, наоборот, наблюдается резкое опреснение, вследствие разбавления нисходящими водами малой минерализации. Тип вод в этом случае мало или совсем не меняется.

Воды зоны слабого прогрессивного и регрессивного эпигенеза характеризуются в основном умеренными температурами (20—50°С) и преимущественно переходной окислительно-восстановительной средой (E_h от +100 до 0 мв, при рН 6,5—9,5). Воды рассматриваемой зоны встречены на Русской, Западно-Сибирской и Турано-Скифской плитах.

На северной и северо-восточной окраинах Русской плиты (п-ов Канин, Тиман и Притиманье) подземные воды приурочены к мощным отложениям геосинклинального рифея (кварцито-сланцевые сланцы, кварциты и др.) и перекрывающим их терригенным отложениям живетского яруса. Глубины залегания этих отложений в зоне умеренных температур 500—3000 м. В этих условиях минерализация вод достигает 250 г/л. Содержание на 1 л воды: брома <1000 мг, йода <20 мг, стронция <800 мг.

На востоке Русской плиты (рис. 1) воды умеренных температур нижней части осадочного чехла занимают всю Волго-Уральскую антеклизу (Токмовский и Татарский своды, Котельничское поднятие) и прилегающие понижения. Они связаны с бавлинскими (рифейскими) и девонскими отложениями, сложенными преимущественно кварцево-полевошпатовыми пестроцветными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Там, где они отсутствуют, на породах архея и нижнего протерозоя с резким угловым несогласием залегают песчаники и алевролиты среднего девона. В обоих случаях подземные воды верхов складчатого основания гидравлически связаны с водами нижней части перекрывающих осадочных толщ. Глубины залегания фундамента от 800 до 4000 м и более.

На юго-западе Русской плиты воды умеренных температур прослеживаются в виде узких полос на склонах Украинского щита и Воронежской антеклизы. В большинстве случаев они содержатся в терригенных и карбонатных отложениях палеозоя. Воды и рассолы умеренных температур в низах осадочного чехла Русской плиты имеют хлоридный натриевый и хлоридный натриево-кальциевый составы и возрастающую минерализацию от 10—15 г/л (склоны Украинского щита) до 250—275 г/л

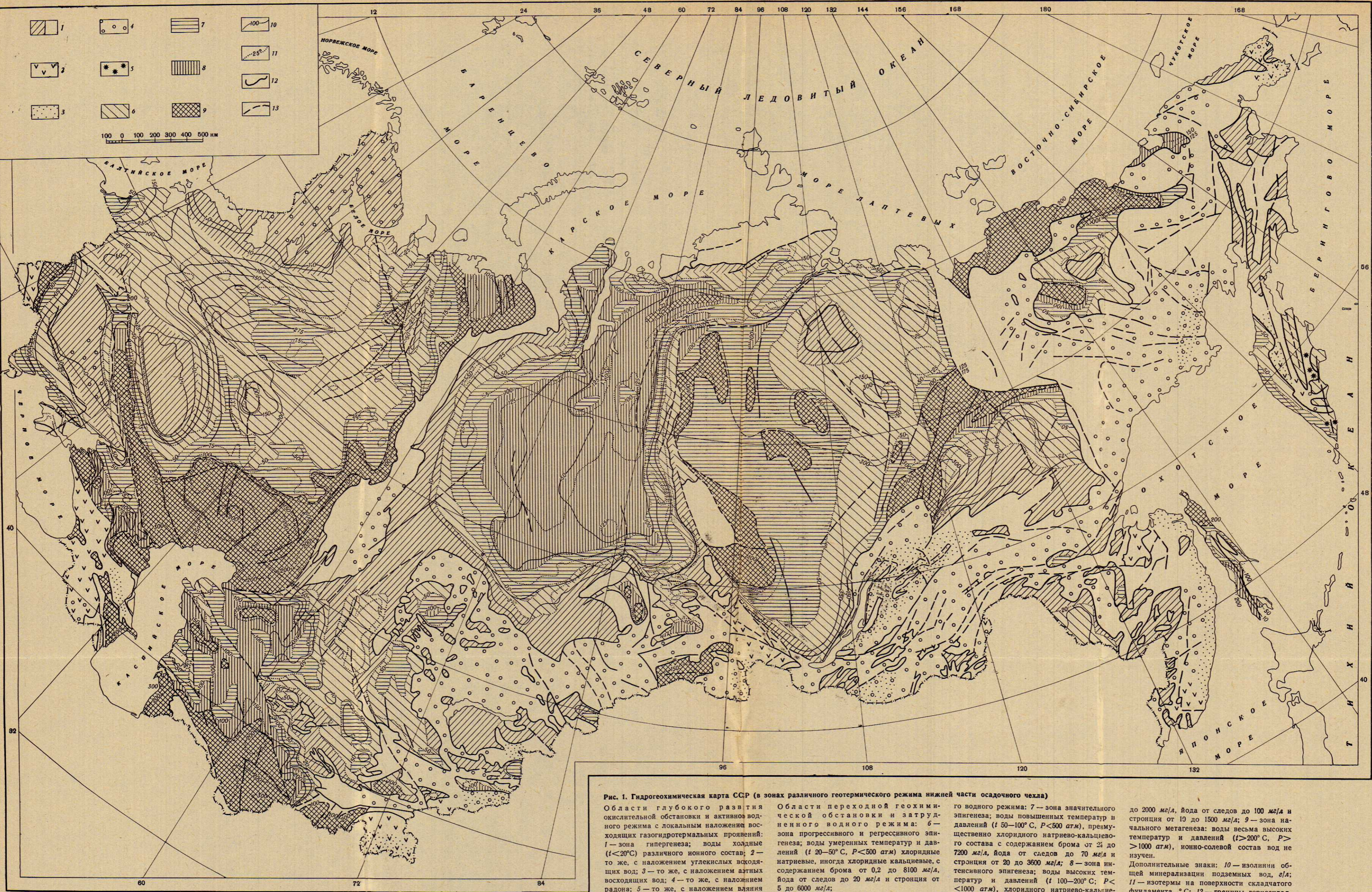


Рис. 1. Гидрогеохимическая карта СССР (в зонах различного геотермического режима нижней части осадочного чехла)

Области глубокого развития окислительной обстановки и активного водного режима с локальным наложением восходящих газогидротермальных проявлений: 1 — зона гипергенеза; воды холодные ($t < 20^\circ\text{C}$) различного ионного состава; 2 — то же, с наложением углекислых восходящих вод; 3 — то же, с наложением азтных восходящих вод; 4 — то же, с наложением радона; 5 — то же, с наложением влияния вулканических парогидротерм, фумрольных и сольфатарных выделений.

Области переходной геохимической обстановки и затрудненного водного режима: 6 — зона прогрессивного и регрессивного эпигенеза; воды умеренных температур и давлений ($t 20-50^\circ\text{C}$, $P < 500 \text{ атм}$) хлоридные натриевые, иногда хлоридные кальциевые, с содержанием брома от 0,2 до 8100 мг/л, йода от следов до 20 мг/л и стронция от 5 до 6000 мг/л; Области восстановительной обстановки и относительно застойного

водного режима: 7 — зона значительного эпигенеза; воды повышенных температур и давлений ($t 50-100^\circ\text{C}$, $P < 500 \text{ атм}$), преимущественно хлоридного натриево-кальциевого состава с содержанием брома от 2% до 7200 мг/л, йода от следов до 70 мг/л и стронция от 20 до 3600 мг/л; 8 — зона интенсивного эпигенеза; воды высоких температур и давлений ($t 100-200^\circ\text{C}$; $P < 1000 \text{ атм}$), хлоридного натриево-кальциевого и хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с содержанием брома от 15

до 2000 мг/л, йода от следов до 100 мг/л и стронция от 10 до 1500 мг/л; 9 — зона начального метабенеза; воды весьма высоких температур и давлений ($t > 200^\circ\text{C}$, $P > 1000 \text{ атм}$), ионно-солевой состав вод не изучен. Дополнительные знаки: 10 — изолинии общей минерализации подземных вод, г/л; 11 — изотермы на поверхности складчатого фундамента, $^\circ\text{C}$; 12 — границы горноскладчатых сооружений; 13 — крупные тектонические разломы

(Волго-Уральская антеклиза). В 1 л воды этого региона содержится: брома — от 10 до 2300 мг, йода — от 0,5 до 15 мг, стронция — от 5 до 1200 мг.

В пределах Турано-Скифской плиты воды умеренных температур незначительно распространены в терригенных отложениях юры и нижнего мела. Минерализация их колеблется от 1,5 до 100, реже 150 г/л. Воды преимущественно хлоридные натриевые и хлоридно-сульфатные натриевые. Из микроэлементов в повышенных количествах присутствуют бром от 0,2 до 150 мг/л, йод от следов до 10 мг/л.

Особый интерес представляет территория Восточно-Сибирской плиты, где рассольные воды умеренных температур встречены в верхнерифейских и нижнекембрийских (Ангарский бассейн), юрско-триасовых (Якутский бассейн) и каменноугольно-девонских отложениях (Хатангский бассейн). Наиболее крепкие хлоридные натриево-кальциевые рассолы распространены в соленосных преимущественно карбонатных нижнекембрийских отложениях Присаяно-Енисейской и Прибайкало-Ленской синеклиз, в среднекембрийских доломитах Тунгусской синеклизы и верхнерифейских отложениях Анабарской антеклизы. Концентрация рассолов, залегающих здесь на глубинах от 400 до 3000 м, достигает 385—600 г/л. Менее крепкие рассолы (до 200—380 г/л) отмечаются в боханском горизонте песчаников, конгломератов и алевролитов на глубинах 1600—3000 м на контакте с кристаллическими породами фундамента (Пиннекер, 1966).

Содержание микроэлементов в 1 л наиболее крепких рассолов (в мг): брома от 100 до 8100, стронция от 50 до 6000, йода от следов до 20, фтора от следов до 2, бора от 10 до 300.

В верхнепротерозойских доломитах и терригенных верхнепермских отложениях Вилюйской синеклизы на глубинах до 1600 м распространены хлоридные натриево-кальциевые рассолы с минерализацией до 50 г/л и содержанием на 1 л воды: брома до 55 мг и йода до 6 мг. В девонских отложениях Хатангского бассейна также встречены рассолы с минерализацией около 300 г/л, однако сведений о микроэлементах нет.

Области с восстановительной геохимической обстановкой в нижней части осадочного чехла характерны для центральных частей синеклиз, авлаконов, краевых прогибов и впадин. В пределах этих областей прослеживаются три термогеохимические зоны: 1) значительного эпигенеза, 2) интенсивного (глубинного) эпигенеза и 3) начального метагенеза.

Зона значительного эпигенеза формируется в условиях прогибания, накопления и уплотнения осадочных пород, что приводит к выжиманию водных растворов и потере пористости. Среда в этой зоне, как правило, нормально восстановительная ($Eh < -10$ мв при pH 4—6,5), температура и давление повышенные (t 50—100°С, $P < 1000$ атм).

Для характеристики вод и рассолов этой зоны нами использованы немногочисленные данные опробования рифея, представленного преимущественно пестроцветными терригенными отложениями, залегающими на глубинах 3000—5000 м и во впадинах Русской плиты.

Состав вод хлоридный натриево-кальциевый, минерализация от 100—150 г/л на западе плиты (восточный борт Предкарпатского прогиба) до 200—350 г/л на востоке и северо-востоке. В 1 л воды содержится: брома от 25 до 2000 мг, йода от 3 до 20 мг, стронция от 20 до 1000 мг.

В пределах Турано-Скифской плиты воды повышенных температур имеют широкое распространение. Классический и наиболее интересный пример в этом отношении представляют собой западная и центральная части Скифской плиты (Предкавказье).

На северо-западе Ставропольского свода и в северной части Бйско-Березанских поднятий распространены хлоридные натриевые и натриево-кальциевые воды с минерализацией 20—70, реже 90 г/л, вскрытые в ниж-

немеловых терригенных отложениях на глубинах 1700—2300 м. Из микроэлементов в повышенных количествах содержится в 1 л воды: брома 30—130 мг, йода 3—30 мг.

На Адыгейском выступе воды повышенных температур распространены в узкой полосе вдоль северного склона Кавказа. Здесь в нижневерхнеюрских загипсованных и соленосных терригенно-карбонатных отложениях вскрыты воды от пресных (Красно-Дагестанская площадь, интервал 2004—2035 м) до рассолов с минерализацией 123 г/л (Баракаевская площадь, скв 25, интервал 1412—1472 м). В 1 л воды содержится: брома 30—185 мг, йода от следов до 65 мг, стронция до 100 мг.

На Минераловодском выступе и Невинномысско-Армавирском блоке в рассматриваемой зоне распространены солоноватые и соленые (от 5 до 25 г/л) воды гидрокарбонатно-хлоридного и хлоридного натриевого составов с содержанием на 1 л воды: брома от следов до 80 мг, йода от следов до 10 мг.

В пределах Туранской плиты воды повышенных температур наиболее широко распространены в Амударьинской синеклизе, Центрально-Каракумском своде и Устюртской зоне поднятий, где они вскрыты на глубинах 1200—2300 м в терригенных среднеюрских и карбонатных верхнеюрских отложениях. Для них характерны хлоридный натриево-кальциевый состав и минерализация, изменяющаяся от 30—100 г/л, на Бухарской ступени до 210 г/л в более погруженных частях Амударьинской синеклизы и Центрально-Каракумском своде.

Содержание брома колеблется от 50 до 400 мг/л на Бухарской ступени (Газлинский, Мубарекский и другие выступы), от 734 до 950 мг/л на Центрально-Каракумском своде и в прилегающих прогибах (Дарья-Лыкдауданском, Заунгузском и др.). Соответственно изменяется и содержание йода от 5 до 70 мг/л.

На территории Восточно-Сибирской плиты воды повышенных температур вскрыты в Тунгусской, Вилюйской, Присяяно-Енисейской синеклизах (Зайцев, 1969).

В юрско-триасовых и верхнепермских песчано-глинистых отложениях Вилюйской синеклизы на глубинах порядка 3000 м распространены хлоридные натриево-кальциевые рассолы с минерализацией до 160 г/л и содержанием в 1 л воды: брома до 100 мг, йода до 30 мг.

В нижнекембрийских отложениях центральной части Присяяно-Енисейской синеклизы хлоридные натриево-кальциевые рассолы повышенных температур (67—77°С), залегающие в районах Нижнеудинская и Тайшета на глубинах 3000—3235 м, имеют минерализацию до 420 г/л и содержат в 1 л воды: брома до 7180 мг, стронция до 3620 мг, йода до 10 мг.

Области преимущественного развития зоны интенсивного эпигенеза и начального метагенеза в нижней части осадочного чехла с весьма затрудненным водообменом распространены в пределах наиболее опущенных частей плит (глубокие впадины, авлакогены, краевые прогибы), выполненных мощными толщами терригенно-карбонатных, вулканогенно-осадочных отложений.

Мощность этих отложений достигает в отдельных местах нескольких километров (Южнокаспийская — 20 км; Северокаспийская — 17 км; Западнокаспийская — 12 км; Предуральская — 11 км; Усть-Енисейская — 10 км и др.). Эта зона характеризуется высокими термодинамическими параметрами (t 100—200°С, $P > 1000$ атм).

Примером проявления глубинных процессов интенсивного эпигенеза могут служить эпигерцинские плиты (Турано-Скифская и Западно-Сибирская), где на глубинах 2000—4000 м вскрыты перегретые воды в нижней части осадочного чехла с температурой до 155°С.

В Западном Предкавказье состав перегретых вод нижнемеловых и нижне- и среднеюрских песчаников, вскрытых на глубинах 2000—3000 м,

как правило, хлоридный, реже гидрокарбонатно-хлоридный натриевый с минерализацией от 20 до 60 г/л (Ейско-Березанская зона поднятий и Восточно-Кубанский прогиб). В 1 л воды содержится (в мг): брома от 10 до 150, йода от 5 до 40, реже 80, стронция <130.

В Центральном и Восточном Предкавказье и на Туранской плите воды повышенных температур хлоридные натриево-кальциевые с минерализацией, изменяющейся от 45 до 250 г/л. Содержание микроэлементов в 1 л воды: брома — от 30 до 800 мг, йода — от следов до 50 мг, стронция — до 650 мг.

Перегретые воды характерны также для наиболее глубоких частей Западно-Сибирской плиты (Ханты-Мансийская, Омская, Чулымо-Енисейская синеклизы), выполненных в нижней части осадочного чехла средне- и нижнеюрскими терригенными отложениями. Минерализация их на глубинах 2000—3000 м колеблется в пределах 25—95 г/л. Состав — хлоридный натриевый и хлоридный натриево-кальциевый. Содержание микроэлементов на 1 л воды: брома от 15 до 200 мг, йода от 2 до 30 мг (Абалакская площадь, скв. 1). В пределах Уватской и Восточно-Межевской площадей в средне- и верхнеюрских песчаниках на глубинах соответственно 2891—2894 м и 2287—2299 м вскрыты хлоридно-гидрокарбонатные натриевые воды с относительно пониженной минерализацией (13—44 г/л). В 1 л воды: брома 45—71 мг и йода 6—10 мг.

Зона начального метагенеза характеризуется весьма высокими температурами (>200°С) и давлениями (>1500 атм). В этих термодинамических условиях сама вода приобретает качественно различные свойства, активно воздействуя на вмещающие породы. В наиболее погруженных частях осадочной толщи (Днепровско-Донецкий авлакоген, Прикаспийская и Южно-Каспийская впадины и др.) отсутствуют сведения о вещественном составе пород, залегающих на фундаменте, а также о заключенных в них водах, так как последние бурением нигде не вскрыты; следовательно, о существующих термодинамической и гидрогеохимической обстановках можно судить предположительно.

Так, например, исходя из того, что Днепровско-Донецкий авлакоген и Прикаспийская впадина выполнены мощными толщами осадочных пород, в которых широко распространены соленосные формации и развита соляная тектоника, можно предположить, что здесь, в зоне весьма высоких температур и давлений на больших глубинах, должны находиться рассолы, обогащенные бромом, бором, стронцием и другими микроэлементами (Щербаков, 1968).

Можно также утверждать, что в нижних частях разреза описываемых тектонических депрессий, где давление 1000—3000 атм и более, в хлоридных кальциевых рассолах происходит разрушение структуры воды. При этом появляются активные молекулы воды, которые гидратируют (улавливают) бром, стронций, литий и рубидий (Воронов, Самойлов и др., 1966). Высокая концентрация этих элементов в глубоких рассолах эмпирически известна в Южной Калифорнии близ Ниланда, в долине Империл около оз. Салтон-Си (Уайт и др., 1963).

В заключение можно сделать следующие выводы:

1. Хлоридные воды самой высокой солености (300—600 г/л) формируются, как правило, при наличии в разрезе осадочного чехла галогенных формаций. Эту закономерность подтверждают контуры распространения наиболее концентрированных рассолов, совпадающие с контурами залежей солей.

2. Большое значение имеют процессы диффузии, которые всегда способствуют выравниванию химических концентраций каждого компонента в подземных водах, что дает большой количественный эффект при транспортировке солей из галогенной толщи в сопряженные с ними терригенные и карбонатные нормально соленые водовмещающие комплексы.

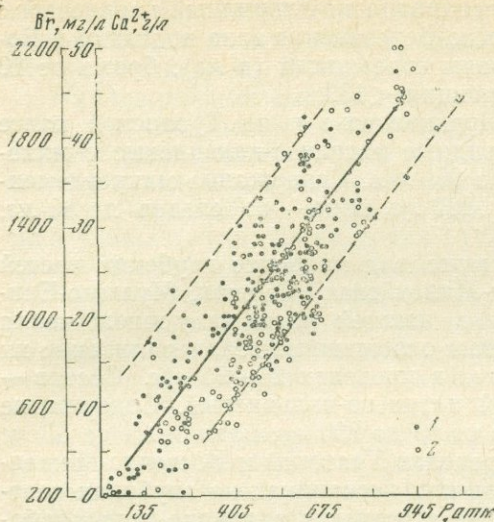


Рис. 2. Зависимость содержания кальция и брома от геостатического давления в подземных водах рифейских и девонских отложений Русской плиты

1 — кальций; 2 — бром

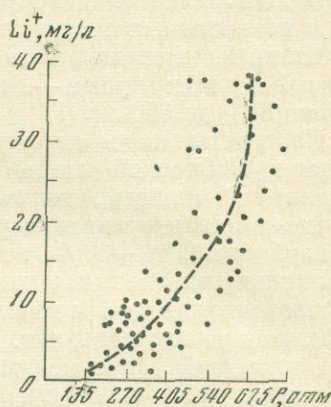


Рис. 3. Зависимость содержания лития от геостатического давления в подземных водах девонских отложений Русской плиты

Повышение давления должно способствовать обогащению хлоридных рас-
солов кальцием, бромом и литием (рис. 2 и 3), благодаря их изоморф-
ному замещению или гидратации.

3. С глубиной залегания термальных вод и ростом их минерализации
в региональном плане наблюдается увеличение концентрации брома и
стронция (рис. 4). В то же время концентрация йода, бора и фтора отно-
сительно уменьшается с ростом минерализации.

4. Высокие температуры подземных вод глубоких горизонтов, а также
присутствие растворенной углекислоты увеличивают их агрессивное воз-
действие на окружающие породы, что приводит к обогащению водных

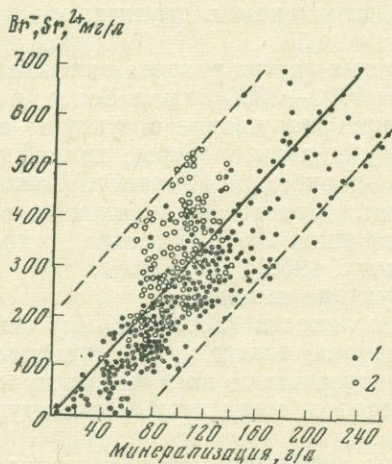


Рис. 4. Зависимость содержания брома и стронция от минерализации подземных вод мезозойских отложений Турано-Скифской плиты

1 — бром; 2 — стронций

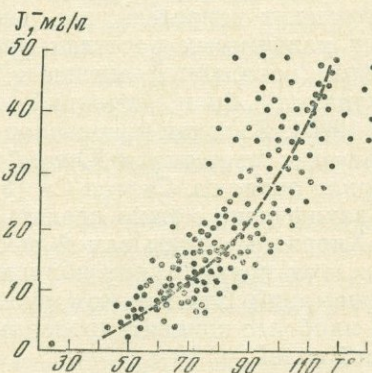


Рис. 5. Зависимость содержания йода от температуры в подземных водах мезозойских отложений Турано-Скифской и Западно-Сибирской плит

растворов йодом и бором (рис. 5, 6). Переход этих элементов из твердой фазы в газо-жидкую усиливается благодаря их летучести. Последнее и определяет совместную миграцию йода и бора в термальных водах на некоторой стадии их геохимической истории.

5. Перспективными для поисков месторождений термальных вод промышленного значения являются только те области или районы, которые характеризуются благоприятными структурными, фациально-литологическими, термогеохимическими и динамическими условиями. Таким условиям чаще всего отвечают подвижные складчатые пояса, или зоны современной или недавно угасшей вулканической деятельности, или сопряженные с ними мобильные геологические структуры (краевые прогибы, межгорные и предгорные впадины), выполненные вулканогенно-осадочными и нормально осадочными породами. Здесь наблюдается локализация в горных породах ископаемых солей, нефти, газов и органических веществ, способствующих обогащению термальных вод микроэлементами.

6. Изучение физико-химических процессов, влияющих на формирование химического состава термальных вод, а также природных условий, в которых происходят эти процессы, позволит наметить более конкретные перспективы развития гидрогеохимических работ с целью поисков и разведки крупных месторождений термальных вод и рассолов для промышленных целей по отдельным, наиболее изученным, районам Советского Союза.

Литература

- Воронов А. Б., Самойлов О. Я., Соколов Д. С. О миграции микроэлементов в подземных рассолах (на примере лития).— Бюл. МОИП, отд. геол., т. X I (1), 1966.
 Зайцев И. К. Основные гидрогеологические регионы СССР.— Материалы ВСЕГЕИ, т. 134, 1968.
 Пиннекер Е. В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. М., «Наука», 1966.
 Уайт Д. Е. Содержание металлов в некоторых геотермальных жидкостях.— Материалы конференции «Проблемы постмагматического рудообразования», т. II. Прага, 1965.
 Щербаков А. В. Геохимия термальных вод. М., «Наука», 1968.

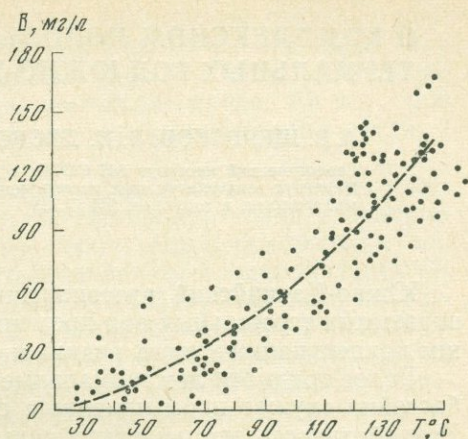


Рис. 6. Зависимость содержания брома от температуры в подземных водах мезозойских отложений Скифской плиты

О КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СОЛЕВОГО СОСТАВА ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

А. В. ЩЕРБАКОВ, В. И. ДВОРОВ

Геологический институт АН СССР,
Институт геологии рудных месторождений, петрографии,
минералогии и геохимии АН СССР

Южно-Каспийский артезианский бассейн вмещает огромный объем подземных термальных вод промышленного значения, содержащих высокие концентрации многих редких и рассеянных химических элементов.

Более тридцати лет термальные воды отдельных месторождений этого бассейна служат промышленным сырьем для извлечения йода и брома. Рентабельность эксплуатации термальных промышленных вод здесь доказана многолетней практикой. В настоящее время приобретают немалое значение и другие химические элементы — бор, барий, стронций, кадмий, литий, рубидий, цезий, редкие и рассеянные радиоактивные элементы, кондиционные содержания которых нередко встречаются в термальных водах этого типа.

Однако следует отметить, что комплексное извлечение из термальных вод химических элементов и их соединений — одна из наиболее сложных и важных проблем современной гидрогеохимии. Для решения этой проблемы необходимо в первую очередь выявить крупные месторождения термальных вод, обогащенных микроэлементами, с рентабельными технико-экономическими показателями. Среди природных терм многих районов СССР месторождения Южно-Каспийского бассейна (Челекен, Боя-Даг, Нефтечала и др.) занимают особое место. Запасы термальных вод этих месторождений огромны, а ряд их положительных особенностей заставляет обратить на них самое серьезное внимание.

Южно-Каспийский бассейн — обширная область тектонического прогибания земной коры, протягивающаяся в субширотном направлении и содержащая множество брахиантиклинальных поднятий, сочетающихся в складчатые полосы. Эта область является уникальной не только по размерам, но и по глубине залегания более плотного фундамента и по мощности выполняющих ее в прогибах мезо-кайнозойских осадочных образований.

Мощности мезо-кайнозойских осадков, содержащих многопластовые горизонты термальных вод и залежи нефти и газа, достигают по геофизическим данным в Прикуринской впадине Южно-Каспийского прогиба 10—12 км, в Западно-Туркменской впадине 12—15 км и в центральной, наиболее погруженной, части Южного Каспия 20—25 км. В нижних частях этого прогиба, где температуры достигают 500—600°С и, возможно, выше (Геодекян, Макаренко, 1967), идут интенсивные выделения CO₂, СО, Н₂, N₂, Н₂S и других газов. Вероятно, в этих условиях происходит и частичная гранитизация осадочных пород, возможны также выделения вверх под большим давлением газо-водяных флюидов.

Для Южно-Каспийской впадины в настоящее время отчетливо намечаются в разрезе две крупные гидрохимические зоны (Щербаков, 1946).

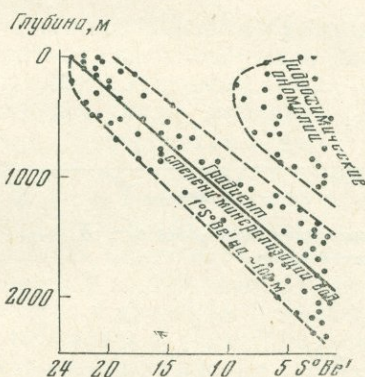
Первая — верхняя гидрохимическая зона приурочена к засоленным, преимущественно песчано-глинистым и глинистым породам верхов красноцветно-продуктивной толщи и акчагыльского, апшеронского и бакинского ярусов. Здесь вследствие затрудненной циркуляции и относительной замкнутости среды, а также целого ряда иных естественно-исторических, тектонических и геотермических факторов в течение длительного

геологического времени сформировались и сейчас сохраняются высокоминерализованные воды хлоридного натриево-кальциевого состава с различными температурами, варьирующими от 24 до 70° С. Эти воды, как правило, имеют высокую минерализацию (до 310 г/л); отношение $Na/Cl=0,51-0,88$. Окислительно-восстановительная среда: Eh от -250 до +150 мв; рН от 5 до 7; газовый состав — преимущественно метан и азот.

Вторая — нижняя гидрохимическая зона приурочена к глинисто-песчаным породам нижней части красноцветно-продуктивной и палеогеновой толщ и, возможно, к карбонатно-терригенным отложениям мезозоя. В этой зоне вследствие активного воздействия процессов термометаморфизма сформировались воды хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с температурами 50—100° С и выше. Отношение Na/Cl близко к 1. Эти воды имеют относительно пониженную минерализацию (от 10 до 60 г/л) и метаново-углекислый состав газов. Окислительно-восстановительные потенциалы, измеренные на устье скважин: Eh от +50 до -200 мв, рН от 6,5 до 8,0.

Между двумя основными типами вод располагаются воды смешанного типа, с различной минерализацией и преобладанием того или иного состава в зависимости от степени смешения. Эта закономерность имеет региональный характер. Разгрузка вод нижней гидрохимической зоны происходит по тектоническим разломам (в Каспийское море через грязевые вулканы), а также в результате подтока вод снизу вверх из одного горизонта в другой. Четко наблюдается зависимость минерализации подземных вод от глубины их залегания, снижение ее с увеличением глубины залегания (рис. 1).

Рис. 1. Зависимость степени минерализации подземных вод красноцветно-продуктивной толщи от глубин их залегания (Челекен, Небит-Даг, Котур-Тепе, Кум-Даг, Апшерон)



Показательны закономерности, связанные с количественными характеристиками Вг, J и В и их распределением по фактору общей минерализации рассолов (рис. 2—4, данные по Челекену).

Корреляция $Вг^-$ по общей минерализации (М) указывает на существование тесной закономерной связи между этими параметрами при коэффициенте корреляции $r_k=0,95\pm 0,01$ (для 95% вероятности). Эта практически линейная связь выражает характерное свойство бром-иона, его индифферентность к садке в концентрирующемся рассоле, вследствие высокой растворимости бромистых соединений. Само существование единой зависимости величины концентрации $Вг^-$ от общей минерализации (рис. 2) свидетельствует о генетической однотипности вод нижней и верхней гидрохимических зон.

Поведение J- в поле изменения минерализации рассолов определяется полным отсутствием искомой связи (рис. 3). Вариации концентраций йода и в слаборассольных водах, и в крепких рассолах примерно одинаковы. Таким образом, йод не сопутствует, подобно бром, метаморфи-

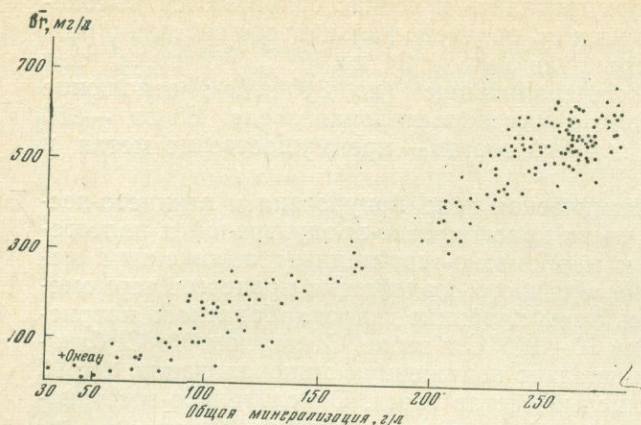


Рис. 2. Корреляционная зависимость между содержанием Вг- в рассолах и их общей минерализацией

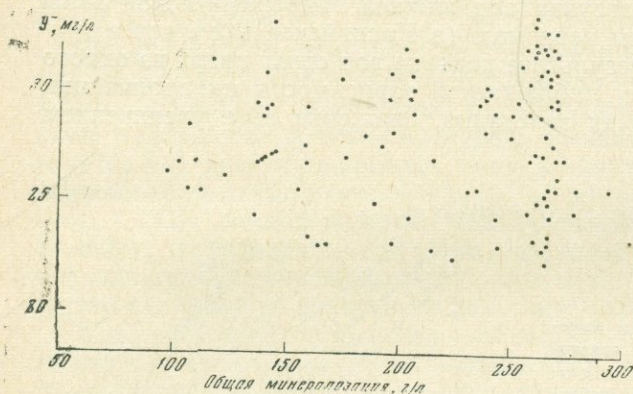


Рис. 3. Корреляция содержаний J- в рассолах по общей минерализации

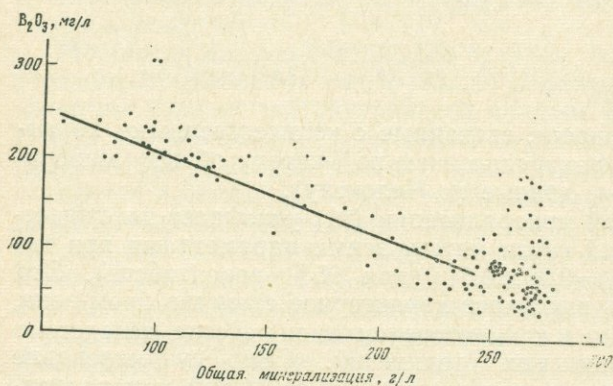


Рис. 4. Корреляционная зависимость между содержанием бора в рассолах и их общей минерализацией

зации рассолов и в процессе их концентрирования накапливается, по-видимому, как вторичный продукт из образований, не связанных непосредственно с солевым составом подземных вод. Наиболее вероятным источником йода можно назвать органический материал глин и нефтегазовых залежей.

Бор с увеличением общей минерализации рассолов от 50 до 250 г/л закономерно уменьшает концентрации с 250 мг/л до 50—75 мг/л (в расчете на B_2O_3). Коэффициент корреляции эмпирической связи бора с минерализацией $r_h = -0,85 \pm 0,20$. При общей минерализации рассолов выше 250 г/л (в интервале 250—310 г/л) связи B_2O_3 с минерализацией практически не наблюдается — $r_h = -0,04 \pm 0,21$ (рис. 4).

Имея данные о распределении величин общей минерализации подземных вод по глубине, с одной стороны, и корреляции Вг, J и В по общей минерализации, с другой, можно сделать заключение о распределении этих компонентов в вертикальном разрезе. Содержание брома с глубиной ощущимо уменьшается, бора — увеличивается; йод в вертикальном разрезе не дает никаких закономерных изменений в величине концентрации.

Графики распределения Вг, J и В по глубине, построенные на основе единичных анализов, в самом деле подтверждают косвенно приведенные заключения (рис. 5). Здесь же дается кривая изменения содержаний Sr^{2+} в рассолах по глубине.

Согласно этой кривой, Sr^{2+} достигает максимальных концентраций в крепких безсульфатных $Cl-Na-Ca$ рассолах верхней гидрохимической зоны.

К крепким рассолам верхов красноцветно-продуктивной толщи тяготеют и другие упоминавшиеся выше микроэлементы, в частности щелочи, некоторые редкие радиоактивные элементы. Пока технология извлечения этих полезных компонентов из рассолов находится на стадии разработки; на таких химических заводах, как Челекенский йодо-бромный завод, они выбрасываются в Каспийское море вместе с отработанной водой. Даже первоначально малый процент извлечения этих компонентов при комплексной переработке рассолов позволил бы получить ощутимый экономический эффект.

Кроме того солевой и газовый комплекс рассолов красноцветно-продуктивной толщи может с успехом служить бальнеологическим нуждам, хотя эта проблема еще не в полной степени оценена курортологами.

ВЫВОДЫ

1. Подземные термальные воды Южно-Каспийского бассейна попутно с йодом и бромом могут использоваться как комплексное (многокомпонентное) минеральное сырье для химической промышленности, а также для теплофикации городов и поселков ряда районов (Западно-Туркменский, Кубинский, Кобыстанский, Апшеронский и др.).

2. Устойчивость ионно-солевого состава, температуры и дебита в эксплуатационных скважинах Челекена, Небит-Дага, Нефтечалы и других месторождений на протяжении нескольких десятков лет, а также непрерывный излив восходящих водных источников и грязевых вулканов в течение сотен, а может, и тысяч лет показывают, что геологические запасы термальных вод весьма велики и практически неисчерпаемы.

3. При заложении скважин на термальные воды промышленного значения особое внимание должно быть уделено поискам структур с оптимальной водоотдачей. К таким структурам можно отнести региональные разломы, горсты и приподнятые блоки, являющиеся очагами максимального подтока термальных вод из Прикаспийской депрессии. Скважины, заложенные в пределах указанных структур на территории Прикаспия, дают при самозливе расходы термальных вод до 1000—3000 $m^3/сутки$.

4. При выборе глубин заложения промышленных скважин следует всегда учитывать особенности распределения полезных химических элементов и их соединений по глубинам с целью получения максимальной эффективности при последующей промышленной переработке подземных вод.

Литература

- Геодекия А. А., Макаренко Ф. А. Опыт глубокой экстраполяции температуры в области Южно-Каспийского тектонического прогиба.— В кн. «Региональн. геотермия и распростран. термальных вод в СССР». М., «Наука», 1967.
Щербатов А. В. О характере распределения парафиновой и беспарафиновой нефти в Западной Туркмении.— Разведка недр, 1946, № 3.

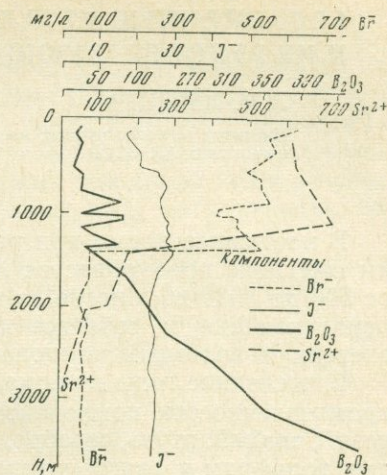


Рис. 5. Изменение концентраций Br, I, H_2O_3 и Sr в рассолах по глубине их залегания

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТАЛЛОНОСНЫЕ ГИДРОТЕРМЫ И ИХ РУДООБРАЗУЮЩАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Л. М. ЛЕБЕДЕВ

Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии
и геохимии АН СССР

В настоящее время при разведке на нефть, газ и промышленные воды ежегодно пробуривается колоссальное количество скважин глубиной от 500 до 3000 м. Многие из них вскрывают глубокие термальные воды, привлекающие к себе все большее внимание как источник тепловой энергии и полезных компонентов.

В последние годы в термальных водах, помимо таких уже освоенных промышленностью компонентов, как йод, бром и бор, выявлены рубидий, цезий, таллий, ртуть, серебро, сурьма, кадмий, цинк, медь, свинец, молибден, вольфрам и другие компоненты. При этом многие из перечисленных компонентов присутствуют в количествах, позволяющих говорить об определенной их промышленной значимости. Устанавливается все более и более проявлений металлоносных гидротерм, что позволяет говорить о современном гидротермальном рудообразующем процессе как о закономерном явлении, отражающем определенные моменты развития Земли в современную эпоху.

В самом общем плане намечается закономерная приуроченность современных металлоносных гидротерм к тектонически активным зонам планеты — областям молодого и современного вулканизма и районам повышенной сейсмической активности.

Из зарубежных примеров проявления металлоносных гидротерм, сопровождающихся рудоотложением, могут быть приведены термальные рассолы Южной Калифорнии, вскрытые глубокими скважинами в долине Империял близ оз. Солтон-Си. В обсадных трубах и на выходе из самоизливающей скважины отлагается в месяц около 2—3 т силикатного материала, обогащенного сульфидами, среди которых преобладают дигенит и борнит.

В пределах Советского Союза отмечается значительное количество проявлений металлоносных гидротерм, которые обуславливают в больших или меньших количествах образование рудных минералов.

В качестве примеров могут быть приведены Апапелевские источники на Камчатке, в грифонах которых и в настоящее время отлагаются киноварь и метациннабарит; исключительно интересные термальные источники о-ва Кунашир, характеризующиеся высоким содержанием Zn, Pb, Sb, As и в отдельных случаях повышенными количествами Hg, Ge, Cd и Mo. С водами этих источников связано образование современных галенита, сфалерита, антимонита, киновари и ряда других минералов. Не менее интересны также Гаргинские гидротермы в Прибайкалье, где совместно с кальцитом (являющимся основным новообразованным минералом) образуются сфалерит, метациннабарит, флюорит и повеллит. И, наконец, примерами современного образования сульфидов мышьяка могут служить гидротермы Дарыдага и мышьяковистые воды Синегорска, где в грифонах и в оголовках скважин происходит отложение реальгара и аурипигмента.

Одно из наиболее ярких проявлений современных металлоносных гидротерм в Советском Союзе — гидротермы п-ова Челекен. В процессе эксплуатации Челекенского йодо-бромного месторождения в мощной (2800 м) толще песчано-глинистых отложений верхнего красновата выявлены двенадцать водоносных горизонтов, термальные рассолы которых, помимо основных компонентов, содержат (в мг/л): Pb — от 0,5 до 200;

Cu — от 0,05 до 1,5; Zn — от 0,1 до 8; Cd — от 0,01 до 8,5; As — до 1, а также значительные количества таллия и рубидия.

Учитывая повышенное содержание (в мг/л) рудных компонентов в водах грязевых вулканов Розовый Парсугель (Pb — 3,2; Zn — 1,2; Cu и Cd — до 1) и Западный Парсугель (Pb — 8, Cu — 1,2, Zn — 1 и Cd — 0,66), есть основания полагать, что хлоридные натриево-кальциевые воды верхней красноцветной толщи обогащаются рудными компонентами в результате поступления более глубоких термальных вод, мигрирующих по зонам разломов.

На основании многочисленных определений вышеуказанных металлов в гидротермах п-ова Челекена получены предварительные количественные данные по выносу этими гидротермами ряда компонентов (в тоннах за 1 год): Pb — 300—350, Zn — 48—50, Cu — 24—35, Cd — 18—24, As — 6—8, В — 1200, Sr — 7200.

В значительных масштабах осуществляется рудоотложение в скважинах, трубопроводах и в различных производственных емкостях месторождения.

Во многих скважинах, вскрывших водоносные горизонты верхнего красновата, интенсивно отлагается самородный свинец. Скорость отложения его настолько велика, что многие скважины, в результате образования песчано-свинцовых пробок, перестают изливаться буквально через 2—2,5 года после бурения.

Хлоридные натриево-кальциевые воды, для которых характерна повышенная металлонность, приурочены главным образом к отложениям наиболее обводненного верхнего отдела красноцветной толщи. Минерализация вод колеблется от 150 до 290 г/л. Температура на выходе варьирует от 46 до 76°С; в ряде скважин достигает 80°С. Содержание йода в них в среднем 24 мг/л; брома — 450 мг/л. В составе газов преобладают углеводороды, водород и азот.

В незначительных количествах отмечаются CO₂ и H₂ (в верхнем горизонте). Величины Eh варьируют от +185 до +155 мв. Содержание металлов колеблется в количествах, указанных в табл. 1. Среднее содержание свинца в термальных рассолах месторождения, отобранных на устье скважин (без учета отложившегося в скважинах самородного свинца), определяется в 10 мг/л.

Следует отметить, что содержание металлов в пробах рассолов, отобранных на устьях одних и тех же скважин, значительно колеблется во времени (от десятых долей до многих десятков миллиграммов в одном литре). Причина подобных колебаний еще окончательно не выяснена, но на основании режимных наблюдений 1966—1968 гг. можно уверенно утверждать, что они не носят сезонного характера. Намечается некоторая связь между повышением концентраций металлов в рассолах с увеличением сейсмической активности региона, но эта намечающаяся зависимость требует еще тщательной проверки.

Таблица 1

Содержание рудных компонентов в водах некоторых скважин Челекенского месторождения (пробы отобраны 20.IV.1966 г.) (аналитик И. Б. Никитина)

Скважина	Компоненты, мг/л				
	Pb	Zn	Cd	Cu	As
У-1	3,60	0,19	0,00	0,90	0,02
Э-75	10,70	5,35	1,00	3,68	0,06
Р-152	3,58	3,83	2,33	0,83	0,40
Г-40	77,0	3,23	—	15,00	0,20

Таблица 2

Содержание Pb и Zn (мг/л) в рассолах в пределах водоносных горизонтов и на устьях скважин (аналитики И. Б. Никитина и В. М. Степашкина)

Место отбора проб	Г-37		Э-116		Э-79		Э-93		Э-78		Э-99		Э-87	
	Pb	Zn	Pb	Zn	Pb	Zn	Pb	Zn	Pb	Zn	Pb	Zn	Pb	Zn
На устье скважины	3,34	1,07	2,80	3,06	3,34	4,15	4,49	—	3,04	4,0	2,5	3,6	1,25	
В фильтрах	25,0	1,80	27,0	3,6	15,0	4,2	12,0	4,0	12,0	4,0	5,6	3,6	10,0	3,6
Глубина отбора, м	1450		1380		1250		1150		1030		810		550	

Глубинным опробованием скважин установлено, что содержание свинца в термальных рассолах на глубине (в водоносных горизонтах) значительно более высокое (табл. 2).

Сопоставление содержаний свинца на глубине и в пробах, отобранных на устьях скважин, показывает, что термальные рассолы при движении из пласта на поверхность теряют значительную часть свинца, который быстро и в больших количествах накапливается в стволах скважин. Характерным примером интенсивного отложения самородного свинца в скважинах являются скв. Э-111 и Э-116.

Скв. Э-111 вступила в эксплуатацию 29 июня 1964 г. Глубина забоя ее 1351 м. Подвесная колонна, опущенная до глубины 1349 м, была перфорирована в интервале 1348—1261 м. Начальный дебит скважины составлял 406 м³/сутки. Через год дебит скважины уменьшился до 200 м³/сутки, а произведенными замерами было установлено, что в интервале 1351—1279 м образовалась пробка, заполнившая ³/₄ перфорированного интервала. К июню 1966 г. дебит скважины снизился до 100 м³/сутки, а в сентябре она была поставлена на ремонт. Была раздроблена пробка, произведена промывка и заменена подвесная колонна.

В трубах поднятой подвесной колонны был установлен самородный свинец, образующий на внутренней поверхности труб корочки толщиной от 1 до 5 мм.

Произведенные подсчеты показали, что за два года в трубах 1000-метровой подвесной колонны отложилось около 1 т свинца.

Еще более значительные количества самородного свинца были вынесены при промывке скважины. В русле ручья протяженностью около 10 м (между скважиной и котлованом), образовавшемся в процессе промывки, отложилось более 2,5 т порошкообразного самородного свинца. Количество свинца, унесенного в котлован, определяется в 2—2,5 т. Всего в этой скважине в течение двух лет накопилось около 6 т самородного свинца.

Скв. Э-116 (глубина 1457 м) вступила в эксплуатацию 30 марта 1964 г. Скважина перфорирована в интервале 1450—1371 м. Начальный дебит ее составлял 425 м³/сутки. В марте 1965 г. при промере глубины забоя было установлено, что в области фильтров образовалась пробка (95 м), и дебит скважины несколько снизился. В январе 1966 г. пробка была зафиксирована в интервале 1450—1250 м; дебит скважины снизился до 205 м³/сутки. В феврале 1967 г. дебит упал до 145 м³/сутки, и скважина была поставлена на ремонт. С начала эксплуатации по февраль 1967 г. суммарный дебит скважины составил немного более 300 тыс. м³.

В поднятых трубах подвесной колонны были установлены значительные скопления самородного свинца, образующего совместно с песчано-глинистым материалом пробки в области фильтров и натечные коры на внутренней поверхности труб. В общей сложности в трубах поднятой колонны было обнаружено более 6 т самородного свинца. Около 1 т бы-

ло вынесено при промывке скважины в виде порошкового материала. В целом за три года эксплуатации в скважине накопилось более семи тонн самородного свинца (7,15 т).

Большие количества самородного свинца, также исчисляющиеся в тоннах, отмечались при промывках многих других скважин месторождения (скв. Э-80 — более 1,5 т, скв. Э-110 — около 1 т, скв. Э-123 — сотни килограммов и т. д.). Самородный свинец отлагается также в руслах ручьев, берущих начало у скважин свободно изливающихся на берегу водохранилища Алигул. Так, в русле ручья, по которому сбрасываются термальные воды скв. Г-37, было установлено более тонны тонкокристаллического свинца.

Пробки, образующиеся в фильтрах, состоят из комочков глины и песчинок, сцементированных тонкокристаллическим самородным свинцом. Под микроскопом видно, что свинцовый цемент неоднородный по строению — местами он представлен очень плотными агрегатами мельчайших зернистых индивидов, на других участках он порист и сложен пластинчатыми, иногда радиально ориентированными индивидами.

Помимо цементации терригенного материала в интервале перфорации самородный свинец отлагается в трубах эксплуатационных колонн и крестовинах в виде натечных образований. Последние представлены в трубах подвесных колонн плотными кораками с ровной поверхностью и характерной вертикально-ориентированной штриховкой; в крестовинах скважин образуются, как правило, почковидные агрегаты самородного свинца.

В настоящее время получены некоторые представления о формах миграции свинца в рассолах в условиях поверхности.

Методами ионного обмена было установлено, что в рассолах, отобранных на устьях скважин, свинец находится в форме хлоридных отрицательно заряженных комплексов ($PbCl_3^-$ или $PbCl_4^{2-}$). Исходя из данных Г. Хелгесона по устойчивости хлоридных комплексов свинца при различных температурах и концентрациях хлоридов натрия, для наших условий (высокая концентрация $NaCl$ и температуры от 50 до 80°С) устойчивым является комплекс $PbCl_4^{2-}$.

Исходя из того, что большая часть самородного свинца выделяется из рассолов при их движении по стволу скважины из пласта к поверхности, есть основание предполагать и другие формы миграции свинца. Возможно, что комплекс $PbCl_4^{2-}$ является или вторичным, возникающим при распаде других, более сложных комплексов, или остаточным устойчивым комплексом, ассоциирующим на глубине с другими менее устойчивыми в условиях поверхности комплексами.

В случае смешения металлоносных рассолов с рассолами, содержащими повышенные количества сероводорода, образуются сульфидные руды полиметаллов.

Исключительный интерес представляет чан, в который сливаются обогащенные цинком, свинцом и другими металлами воды скв. Р-152, Г-18, Г-40, Г-13 и содержащие сероводород растворы скв. У-1. В этом чане нами были обнаружены сфалерит, пирит и галенит.

Металлоносные хлоридные натриево-кальциевые растворы, поступающие из глубоких водоносных горизонтов, имеют высокую температуру (74,5—80°С) и специфический состав газов, среди которых преобладают азот, водород и углеводороды.

Растворы, поступающие из скв. У-1, которая вскрывает самый верхний водоносный горизонт, по основному составу практически не отличаются от вод глубоких горизонтов, но характеризуются значительным содержанием сероводорода.

Из скв. Р-152, Г-18, Г-13/40 в чан поступают растворы со средним содержанием цинка 3,6 мг/л. В области смешения их с растворами, по-

ступающими из скв. У-1, интенсивно образуется сульфид цинка. Температура в области смешения — 66°C , $\text{pH}=6,2$; $Eh+115\text{ мв}$. Характерным является резкое понижение содержания цинка (до $0,3\text{ мг/л}$) в растворах, отобранных в этом участке чана.

Образующийся сфалерит отлагается на стенках чана преимущественно в виде плотных кор с отчетливой микропочковидной поверхностью, реже образует гроздевидные натечные агрегаты. Толщина кор варьирует от 3 мм до $1,5\text{ см}$. Наиболее толстые (до 2 см) коры сфалерита наблюдались на доске, погруженной ниже уровня воды в чане и находящейся непосредственно в зоне смешения сероводородных и металлоносных вод. Цвет сфалерита в зависимости от примеси других минеральных фаз изменяется от буровато-серого до бурого. Блеск тусклый. Хорошо растворяется в соляной кислоте. Под микроскопом в отраженном свете светлосерый. Отражательная способность низкая. Изотропен. Характерны розовато-желтые и желтые внутренние рефлексии. Выявляется ярко выраженное тонкополосчатое колломорфное строение кор. Полосчатость обусловлена чередованием зон различно окрашенного сфалерита с прослойками сфалерита, содержащего обильную вкрапленность пирита и галенита, а также с тончайшими мономинеральными прослойками пирита. Нередко в основании корочек отмечаются скопления мелких ($0,05\text{—}0,2\text{ мм}$) оолитов сфалерита.

Процесс отложения сфалерита в чане весьма интенсивен. Проведенными экспериментами было установлено, что за 3 месяца образуется кора сфалерита толщиной $2\text{—}2,5\text{ мм}$. Всего со дна чана было извлечено $0,5\text{ т}$ сфалерита. Среди многочисленных образцов натечного сфалерита были обнаружены различные предметы технической деятельности человека, крустифицированные корочками сфалерита. Следует отметить, что значительные количества сульфида цинка в виде тончайшей взвеси, которая отлагается в выводной магистрали, выносятся за пределы чана.

Седиментация коллоидных частиц сульфида цинка в выводной трубе приводит к образованию довольно мощной (до $10\text{—}12\text{ см}$) коры сфалерита. Проверка путем вскрытия трубопровода в 10 , 100 и 150 м от чана показала, что мощность сфалеритовой коры в этих пределах сохраняется, а на расстоянии свыше $1,5\text{ км}$ в трубопроводе кора сфалерита значительно тоньше ($2\text{—}3\text{ мм}$).

Таким образом, выносящийся из чана в виде суспензии коллоидный сульфид цинка осаждается в выводной магистральной трубе на участке протяженностью около 2 км , и количество накопившегося в ней сфалерита определяется в $25\text{—}30\text{ т}$.

Как по масштабам выноса рудных компонентов, так и по интенсивности рудоотложения, челекенские термальные рассолы представляют собой пример проявления исключительно мощных современных рудообразующих гидротерм.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ КОЛЬМАТАЦИИ РАССОЛЬНЫХ ТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН П-ОВА ЧЕЛЕКЕН

В. И. ДВОРОВ

Институт геологии рудных месторождений, петрографии,
минералогии и геохимии АН СССР

Природные рассолы, как промышленное сырье для извлечения многих компонентов имеют ряд преимуществ перед твердым сырьем, но не лишены и серьезных недостатков. Наиболее существенными из недостатков этого жидкого сырья являются коррозия эксплуатационных труб и кольматация. Если коррозия в значительной степени удорожает производство, то кольматация приводит к нарушению всего производственного цикла.

На п-ове Челекен свыше двухсот скважин обслуживают йодо-бромный завод; на десятки километров протянулась сеть подводящих трубопроводов и иных специальных сооружений.

Кольматация механическими примесями и различными минеральными образованиями причиняет ощутимый экономический урон и выводит из строя как стволы скважин, так и большие участки трубопроводов.

Главную массу кольматирующего материала составляет тонкозернистый кварц-полевошпатовый песок, однако наряду с песчаными пробками встречаются кольматации гипсом, баритом, карбонатами, сульфидами и самородным свинцом.

Рассольные термы Челекена представляют собой высокоминерализованные воды хлоридного натриево-кальциевого состава в верхних горизонтах (бакинский ярус, акчагыл, апшерон, верхний красноцвет) и умеренно минерализованные воды хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава в нижних (средний и нижний красноцвет).

Рассолы верхнего комплекса, выделенного А. В. Щербаковым (1946) в первую гидрохимическую зону, характеризуются общей минерализацией, достигающей 300 г/л, высокими содержаниями микрокомпонентов (в мг/л): Вг — до 700, J — до 35, Fe²⁺ — до 25—30; тяжелых металлов: Рb — $1 \div n \cdot 10$, Cu — $n \cdot 1$, Cd — до 8 и т. д.

Температура рассолов первой гидрохимической зоны варьирует в широких пределах: от 25—30°С в приподнятых сводовых частях Челекенской структуры и до 75—80°С в опущенных блоках юго-восточного крыла.

Рассолы характеризуются стабильными рН среды, равными 5,8—6,2, и Eh-потенциалами, отражающими слабовосстановительные — восстановительные условия.

Газовый состав «верхних» рассолов однотипно метаново-азотный. В некоторых случаях определенную долю составляют водород и сероводород. Последний генерируется в верхних частях водоносного комплекса при посредстве активных сульфат-редукционных процессов.

Рассолы нижних водоносных комплексов (или второй гидрохимической зоны, по А. В. Щербакову) отличаются от верхних не только составом, но и более низкими значениями общей минерализации (20—60 г/л), меньшими концентрациями Вг⁻, незначительными содержаниями тяжелых металлов, которые сопоставимы с морскими кларками ($10^{-7} - 10^{-5}\%$).

Весьма характерным явлением для «нижних» рассолов становятся повышенные концентрации бора, достигающие 500—600 мг/л (В₂О₃) в водах ниже-красноцветных отложений.

«Нижние» рассолы более термальные (60—100° С); в газовом составе начинает появляться, наряду с метаном и его гомологами, углекислый газ.

Подземные воды второй гидрохимической зоны проявляются на поверхности в виде грязевулканических озер — Западного и Розового Порсугелей. Сказать что-либо конкретное относительно окислительно-восстановительных условий рассолов этой зоны трудно. Замеры Eh-потенциалов в грязевулканических озерах с поверхности показали в первом — $Eh = +200 - +220$ мв, во втором — $Eh = +50 - +90$ мв. Трудно судить о представительности этих результатов, в то же время Eh-потенциалы, замеренные с устья скважин, как будет рассмотрено ниже, также весьма далеки от истинных.

Для каждой отдельной группы вод характерны индивидуальные типы минеральных кольматаций, но в целом для скважин и труб, выводящих несероводородные рассолы, наиболее обычны сульфатные, сульфатно-песчаные, сульфатно-карбонатные и свинцово-песчаные пробки. Сероводородные рассолы формируют сульфидные, сульфидно-песчаные и железистоокисные сульфатные пробки. В исключительных случаях зарегистрированы баритовые и сульфатно-натриевые кольматации, цементирующие песок.

Химический состав минерального образования в магистральном трубопроводе (Челекен, Алигул), %

Компоненты		Соли	
Ca ²⁺	22,33	CaSO ₄ ·2H ₂ O	95,15
SO ₄ ²⁻	53,88	CaCO ₃	0,5
CO ₃ ²⁻	0,30	Fe [(SO ₄), (OH) ₂]·n H ₂ O	1,53
Кристаллизационная H ₂ O	20,22	NaCl	1,09
Нерастворимый остаток	0,83	Нерастворимый остаток	0,83
Cl ⁻	0,66		
Na ⁺	0,43		
Fe ²⁺	0,45		
Сумма:	99,10		99,10

Как явствует из указанного перечня типов минеральных кольматаций, наибольшая роль принадлежит сульфатам и в частности — сульфату кальция. Именно гипс присутствует практически во всех типах пробок либо как основной наполнитель (таблица), либо как цемент.

Широкое развитие гипсовых кольматаций в различных типах рассолов, по-видимому, можно объяснить своеобразием свойств растворимости CaSO₄: 1 — на фоне изменяющихся температур (t) и 2 — на фоне изменяющихся ионных сил растворителя (μ).

Целый ряд исследований (Штернина, 1949; Штернина, Фролова, 1957; Зверев, 1967) указывает на существование нелинейных зависимостей между растворимостью CaSO₄ и температурой и между растворимостью CaSO₄ и ионной силой растворителя (рис. 1 и 2). При росте температуры от 0° С до 40° С растворимость CaSO₄ изменяется от 1,759 г/л до 2,093 г/л (безводная соль); при температуре выше 40° С растворимость CaSO₄ резко падает, становясь при 100° С — 0,66 г/л (рис. 1). Из-

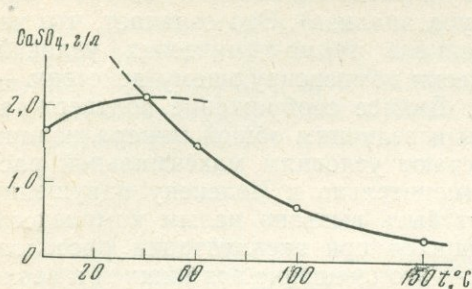


Рис. 1. Зависимость растворимости CaSO_4 от температуры (Зверев, 1967)

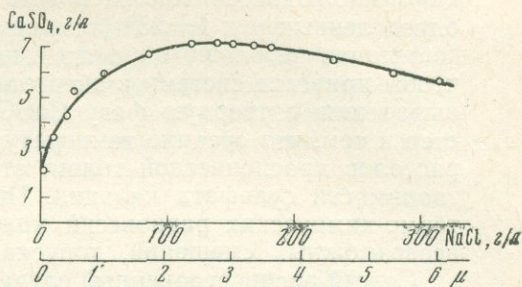


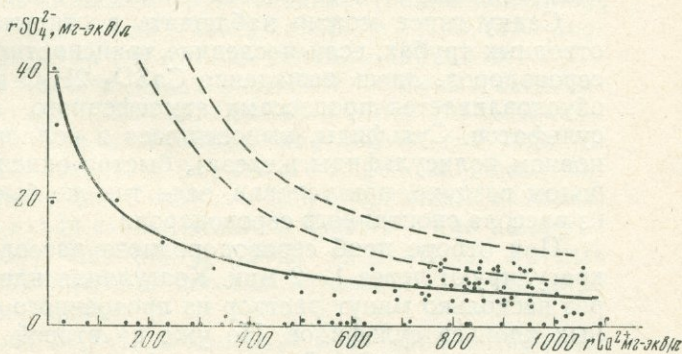
Рис. 2. Зависимость растворимости CaSO_4 от ионной силы раствора (Штернина, 1949)

менение ионной силы раствора также первоначально приводит к повышению растворимости CaSO_4 , затем, достигнув максимума (7,36 г/л) при $\mu \approx 2,7$, она падает до 5,82 г/л при $\mu = 6,45$ (рис. 2). Таким образом, основной особенностью поведения насыщенного раствора CaSO_4 является склонность к выпадению твердой фазы при увеличении температуры выше 40°C и при ее снижении, равно как при увеличении или уменьшении ионной силы раствора от $\mu \approx 2,7$.

В реальной природной обстановке при наличии свободных ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} , не связанных с гипсами или ангидритами, определяющую роль в равновесии системы $\text{Ca}^{2+} - \text{SO}_4^{2-} - \text{CaSO}_4$ (тв) играет соотношение концентраций ионов. Для челекенских рассолов первой гидрохимической зоны (содержащих до 20—25 г/л Ca^{2+}) действие одноименного иона кальция понижает растворимость CaSO_4 (даже при оптимальных

Рис. 3. Соотношение концентраций SO_4^{2-} и Ca^{2+} в рассольных водах красноцветной толщи (Челекен, Котур-Тепе, Окарем, Боя-Даг).

Пунктиром выделена зона равновесного состояния системы $\text{Ca}^{2+} - \text{SO}_4^{2-} - \text{CaSO}_4$ при $t = 25^\circ\text{C}$ и интервале $\mu = 1,1 \div 5,2$



условиях t и μ) настолько, что 500 мг/л SO_4^{2-} становятся равновесными в таком рассоле с твердой фазой. Реальное соотношение концентраций Ca^{2+} и SO_4^{2-} в рассолах Челекена и смежных структур Котур-Тепе, Боя-Дага и Окарема представляет собой довольно отчетливое приближение к теоретическим кривым, отражающим сульфатно-кальциевое равновесие для условий $t = 25 \div 45^\circ\text{C}$ и интервала $\mu = 1,1 \div 5,2$ (рис. 3). График корреляции Ca^{2+} и SO_4^{2-} показывает, что значительное число опробованных рассолов нацело освобождены от сульфат-иона при широком диапазоне концентраций Ca^{2+} . Вероятно, эти бессульфатные рассолы подверглись (или подвергаются) процессам десульфатизации через сульфат-редукцию, для которой в красноцветной толще созданы все условия, т. е. присутствие в значительных количествах органического материала и оптимальные (ниже 100°) температуры.

Для других рассолов, как показал расчет, практически во всех случаях наблюдается насыщенность сульфатно-кальциевой системы при определенных μ и $t=25^\circ$ (температура анализа). Это означает, что недостаточно небольшого сдвига в номинале термо-химических условий, чтобы привести систему к энергетически компенсирующему действию — выпадению в твердую фазу CaSO_4 . Данное соображение подтверждается и тем, что средние температуры и величины общей минерализации рассолов красноцветной толщи отвечают условиям максимальной растворимости сульфата кальция. Применительно к Челекену нарушение термо-химических равновесий может быть вызвано целым комплексом всевозможных смещений, допускающихся при эксплуатации рассолов.

Самый распространенный случай — это смешение вод нижней и верхней гидрохимических зон. При этом минеральные кольматации возникают как в самих стволах скважин, перфорированных на разные горизонты, так и в коллекторной сети трубопроводов. Сдвиг химических равновесий в смешенных рассолах происходит прежде всего по линии сульфат-иона из-за увеличения его общей концентрации. Слабо кальциевые глубокие воды могут нести сульфат-ион в значительных количествах, что и создает пересыщение по отношению к кальций-иону смешенного раствора.

Нарушение температурного равновесия при смешении, идущее либо в сторону нагрева, либо в сторону охлаждения создает чрезвычайно сложную ситуацию, разрешить которую в общем плане невозможно. Преобладающим несомненно является охлаждение, так как объем эксплуатируемых вод умеренно термальных существенно больше объема высокотемпературных вод. К тому же продвижение рассолов по трубопроводам в любое время года сопровождается естественным охлаждением. Однако сульфатно-кальциевые пробки могут образовываться и при нагреве высокотемпературными ($80-90^\circ\text{C}$) «глубокими» водами менее термальных «верхних» рассолов в месте смешения, нередко на уровне первых от поверхности фильтров в стволах скважин.

Садку гипса можно наблюдать в открытых коллекторных чанах и отводных трубах, если последние транспортируют рассолы, содержащие сероводород. Здесь выпадение $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ в твердую фазу во многом обуславливается процессами атмосферного окисления сульфидов до сульфатов. Сульфиды, выносящиеся в коллоидальном состоянии (в основном полисульфиды железа), быстро окисляются в контакте с кислородом воздуха, при условии, если так же быстро происходит дегазация из рассола спонтанного сероводорода.

При отборе проб сероводородного рассола замечено, что сульфиды коагулируют через 1—2 мин. Коагуляция идет весьма интенсивно, и через несколько минут раствор из прозрачного становится темным от черных хлопьев сульфидов. Но уже на второй день выстаивания в стеклянной посуде темный гель сульфидов светлеет, превращаясь затем в белый осадок гипса. Кинетика изменения величин E_h рассола, содержащего сначала гель сульфидов, затем осадок гипса, представлена на рис. 4.

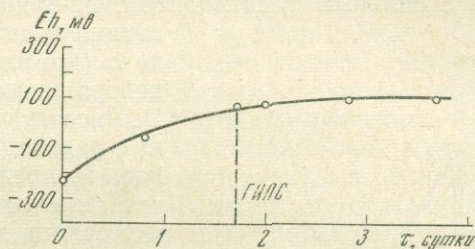
При смешении с доступом воздуха сероводородных рассолов и метаново-азотных рассолов, имеющих более высокий окислительно-восстановительный потенциал, выпадение гипса, вероятно, происходит значительно быстрее. Кольматация труб сульфидами наблюдается довольно редко, так как число сероводородных скважин на Челекене невелико.

В стволах скважин сульфидное кольматирование обычно сопряжено с глубинным смешением и пескованием. В малобитных скважинах при отборе проб глубинным пробоотборником иногда регистрировались и чисто сульфидные (без песка) образования, наросты на металл обсадных труб.

В рассольных скважинах, сильно газифицируемых сероводородом, выпадение золя сульфидов в гель происходит на поверхности в местах активного отделения сероводорода, где и образуются мощные сульфидные пробки. Длительный контакт с кислородом воздуха, увеличение окислительно-восстановительного потенциала рассолов, омывающих кольматации такого рода, преобразовывают полисульфидные скопления в гидроокислы, которые фиксируются на месте, а часть новообразованных сульфатов проносится дальше, постепенно также осаждаясь в виде

Рис. 4. Кривая изменения Eh — потенциала сероводородного рассола, содержащего гель сульфидов

Пунктиром обозначено время появления гипса на поверхности осадка сульфидов



$CaSO_4 \cdot 2H_2O$. Так как сульфидный материал практически нацело состоит из FeS_2 , то преобразованные пробки являются либо лимонитовыми, либо представляют сложную смесь сульфатов и гидроокислов железа. Всегда здесь в виде отдельных включений присутствуют гипс и охра.

Образование свинцово-песчаных пробок в ряде скважин Челекена относится к категории уникальнейших явлений. Самородный свинец в виде тонких кристаллов осаждается на металле обсадных труб по всему стволу от фильтров до устья.

За пять лет эксплуатации в 10 из 70 скважин юго-восточного крыла Челекенской структуры были обнаружены свинцово-песчаные пробки. По 50—100 м определялась мощность таких пробок в скв. Э-100, Э-105, Э-111, Э-116 и других. При опускании в такую скважину пробоотборника — на нем и на сопровождающем грузе оседали тонкие пластинки самородного свинца толщиной 1—2 мм. Часто запорное устройство пробоотборника не срабатывало из-за зарастания свинцом клапанов.

Свинец в рассольных термах Челекена достигает огромных концентраций, измеряющихся десятками миллиграммов на литр. Но механизм выделения свинца из раствора в самородную фазу во многом еще неясен, как недостаточно установлены и формы его переноса. Несомненно, что главная причина отложения свинца — это изменение параметров состояния рассола при входе его из пласта в фильтр и при дальнейшем передвижении по стволу. Вариациям одного из наиболее важных параметров — величины окислительно-восстановительного потенциала было уделено пристальное внимание.

Экспериментами установлено, что в контакте с буровой сталью челекенские рассолы и рассолы, искусственно приготовленные, резко изменяют окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) в восстановительную сторону. Контакт 250 мл рассола скв. Г-5 (общая минерализация — 230 г/л) с 20 г буровой стали, площадь поверхности которой $S=70 \text{ см}^2$, привел за три часа к изменению ОВП на 200 мВ относительно первоначального (рис. 5). Характерно явление «нулевого» скачка отрицательного потенциала в течение первой минуты опыта. Далее величины ОВП поднимаются примерно до первоначального уровня, и затем начинается неуклонное падение ОВП в восстановительную сторону. Следует отметить, что опыт был специально загрублен неизолированностью рассола от кислорода воздуха. Отсюда, по-видимому, наблюдается некоторая неровность, скачкообразность изменения окислительно-восстановительного потенциала.

Контакт того же рассола с буровой сталью (при аналогичных условиях) в течение недели изменял ОВП на 400 мв. Искусственно приготовленный рассол NaCl, 10%) при тех же условиях изменял ОВП на 340 мв (с +140 мв до — 200 мв). С повышением температуры рассола амплитуда восстановительного скачка ОВП увеличивается. Количественно это увеличение оценить пока трудно, ввиду большой дисперсии полученных результатов.

Глубокое восстанавливающее влияние железа обсадных труб в контакте с сильным электролитом, по-видимому, способствует переходу свинца из ионного или вернее ассоциированного (комплексного) состояния в состояние нейтрального атома металла.

Расчитать окислительно-восстановительную реакцию перехода Pb^{2+} (или PbL) в Pb^0 пока не представляется возможным, т. к. неизвестны начальные условия ассоциирования свинца в рассоле, тем более, что формы его ассоциирования не единичны; при явно преобладающих хлоридно-свинцовых комплексах могут составлять определенную долю Pb -карбонатные, Pb -сульфатные, а возможно, и сложно составленные смешанные комплексы.

Резкий восстановительный скачок Eh-потенциала при входе природного рассола из пласта в железный фильтр, по-видимому, не единственное, но достаточно правомерное объяснение возникновения свинцовых пробок в скважинах Челекена.

В ходе исследования этой проблемы возникла серьезная опасность ревизии данных

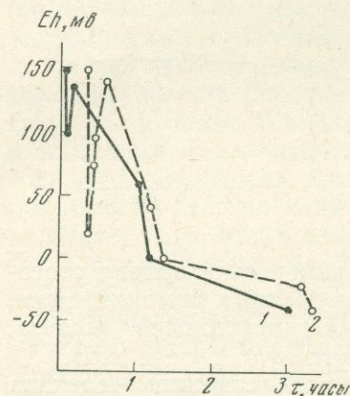


Рис. 5. Изменение Eh — потенциала рассола скв. Г-5 в контакте с буровой сталью ($t=25^{\circ}C$)

(1 и 2 — две параллельные пробы)

о значениях Eh рассольных и соленых вод.

Автор пришел к выводу, что все замеры Eh-потенциалов, произведенные в поле непосредственно на устьях скважин, имеют стабильные погрешности в 100—300%. Эти ошибки, помимо прочих (дегазация, изменение температуры и т. д.), приводят к глубокой маскировке реального состояния среды, и то, что получают при обычном измерении Eh-потенциалов вод прямо из железных труб или с устья скважин, отражает величину «наводки», создаваемой восстанавливающим влиянием Fe^0 .

Выводы. 1. Во избежание минерального зарастания термальных рассольных скважин (типа челекенских) нельзя допускать смешения вод различного состава, особенно при перфорировании стволов скважин на разные горизонты.

2. Если смешения избежать невозможно, необходимы коллекторные озера с тем, чтобы в них осадить весь колюматизирующий материал.

3. Чтобы предотвратить зарастание скважин свинцом, по-видимому, эффективно покрытие внутренней части обсадных труб металлом, стоящим в ряду напряжений далее свинца.

Литература

- Зверев В. П. Гидрохимические исследования системы гипсы — подземные воды. М., «Наука», 1967.
- Штернина Э. Б. Растворимость гипса в водных растворах солей. — Изв. сектора физ.-хим. анализа Ин-та общей и неорган. химии АН СССР, 17, 1949.
- Штернина Э. Б., Фролова Е. В. Растворимость в системе $CaCO_3$ — $CaSO_4$ — $NaCl$ — CO_2 — H_2O — Журнал неорган. химии, 1957, т. 2, вып. 7.
- Щербаков А. В. О характере распределения парафиновой и беспарафиновой нефти в Западной Туркмении. — Разведка недр, 1946, № 3.

О ГИДРОТЕРМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ И ТЕРМАЛЬНЫХ ВОДАХ БОЛЬШИХ ГЛУБИН

К. Ф. БОГОРОДИЦКИЙ

Совет по изучению производительных сил при Госплане СССР (СОПС)

В земной коре, в соответствии с термодинамическими условиями, выделяются три гидротермические зоны, подземные воды которых характеризуются определенной совокупностью физико-химических свойств. В верхней зоне (с температурами ниже точки кипения) они находятся в капельно-жидком состоянии, в средней (с температурами от точки кипения до критической) в капельно-жидком «перегретом» состоянии и в нижней (с температурами выше критической) — надкритическом состоянии. Не исключена возможность существования еще одной гидротермической зоны, охватывающей переходную часть земной коры к мантии, где из-за высоких температур и давлений, подземные воды могут диссоциировать на ионы водорода и гидроксила ($\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{OH}^-$) или распадаться на кислород и водород ($2\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + \text{O}_2$).

а) Верхняя гидротермическая зона отличается относительно небольшой мощностью (от 2000—25000 м до 4500—5000 м) и весьма изменчивыми термодинамическими условиями. Характеризующие ее термограммы нередко имеют переходы от зависимостей линейного характера к криволинейным. Такое неравномерное и неоднозначное повышение геотермического градиента с глубиной вызвано влиянием целого ряда факторов, в том числе и тех, которые свойственны только данной зоне. Среди них — влияние сезонных колебаний температур воздуха, низкотемпературных вод морей и океанов, холодных инфильтрационных вод суши и активно протекающих биохимических процессов. Общий же геотермический фон зоны создают такие источники тепла как постоянно действующий тепловой поток Земли, магматические очаги, восходящие потоки высоконагретых вод и пара, ореолы радиоактивных веществ, а также теплофизические свойства пород и их дислоцированность. Подобно температурам в данной зоне существенно изменяются и пластовые давления, которые в верхней ее части нередко приближаются к гидростатическим; в нижней — геостатическим.

Неравномерные изменения термодинамических условий и неоднородность геологической среды придали подземным водам зоны определенные специфические черты, проявившиеся в их физико-химических свойствах: диэлектрической проницаемости, произведении ионизации, энтропии и, как следствие, растворяющей способности. Остановимся на этом более подробно.

С точки зрения химической кинетики, процесс растворения можно рассматривать как химическую реакцию, происходящую на границе раздела двух фаз — твердой и жидкой. На первом этапе реакции твердая фаза (кристалл) диссоциирует на ионы, для чего необходима энергия для разрушения кристаллической решетки, на втором — ионы входят в раствор, с чем связана энергия гидратации. Полагают, что ковалентные связи между растворителями и ионами больше влияют на энергию гидратации, чем небольшое количество ковалентных связей на энергию кристаллической решетки. Поэтому наблюдаемое изменение свойств воды при переходе из одной геотемпературной зоны в другую так же находит отражение в растворимости солей, как и строение самой соли. В частности, высокая диэлектрическая проницаемость воды нередко обеспечивает высокую энергию сольватации, необходимую для разруше-

ния кристаллической решетки, и уменьшает силы притяжения между ионами в растворе, предотвращая тем самым их обратное соединение. Также заметное влияние на растворимость солей оказывает повышенная диссоциированность воды, которая в нижних зонах становится более сильной кислотой и раствор с $pH=7$ перестает быть нейтральным.

Так, при $t=100^{\circ}C$ нейтральная среда будет соответствовать $pH=6,12$, а при $200^{\circ}C$ — $5,83$. Еще больше снижается pH нейтральной среды для подземных вод зоны надкритических температур и давлений. Можно было бы привести и другие примеры, указывающие на тесную связь между изменением свойств воды (вызванным повышением температур и давлений) и ее растворяющей способностью, но эта связь пока устанавливается только качественно. Количественным же показателем растворимости солей в равновесных системах до некоторой степени является свободная энергия реакции ($\Delta F^{\circ}_{\text{реак}}$), выражаемая разностью между суммой свободных энергий образования продуктов реакции в их свободном состоянии ($\Delta F^{\circ}_{\text{пр}}$) и суммой свободных энергий образования исходных реагирующих веществ в их свободном состоянии ($\Delta F^{\circ}_{\text{р.в.}}$), т. е.

$$\Delta F^{\circ}_{\text{реак.}} = \Sigma F^{\circ}_{\text{пр.}} - \Sigma F^{\circ}_{\text{р.в.}}$$

Приведенные в табл. 1 данные показывают, что для хорошо растворимых солей, какими, к примеру, являются хлориды, величина свободной энергии в растворе меньше, чем в кристаллическом состоянии, а для труднорастворимых солей наблюдается обратная зависимость. Свободная энергия при этом указывает на ту энергию, которую следует приложить к системе, чтобы преодолеть силы химического средства, т. е. остановить реакцию. Поэтому в верхней гидротермической зоне по сравнению с нижними процессы растворения солей протекают с иной интенсивностью, что естественно нашло отражение в минерализации и химическом составе распространенных в ней подземных вод.

Таблица 1

Свободная энергия некоторых химических соединений,
ккал/моль (по данным Ф. А. Летникова)

Соединение	ΔF_{293} в кристаллическом состоянии	ΔF_{293} в растворе	ΔF реакции растворения
NaCl	-91,78	-93,9	+2,2
KCl	-97,59	-98,8	+1,2
CaCl ₂	-179,3	-194,88	+15,5
MgCl ₂	-141,57	-171,69	+30,0
Na ₂ CO ₃	-250,4	-278,13	+28,3
BaCO ₃	-272,2	-260,3	-11,9
CaSO ₄	-315,56	-309,52	-6,04
MgSO ₄	-280,5	-286,3	+5,8

В подтверждение сказанному рассчитаем свободную энергию реакции растворения хлоридных солей при температуре 350 и $400^{\circ}K$. Согласно уравнению Гиббса — Гельмгольца:

$$\Delta F_T = \Delta H_T^{\circ} - T\Delta S_T^{\circ},$$

где ΔF_T — стандартная свободная энергия реакции растворения при температуре T ; ΔH_T° и ΔS_T° — соответственно стандартная энтальпия и энтропия.

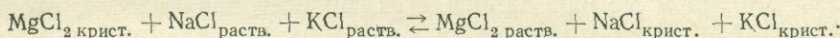
Если для упрощения принять, что теплоемкость $C_p(T)$ в интервале указанных температур является величиной постоянной, то для свободной энергии реакции растворения получим следующие значения (табл. 2).

Таблица 2

Свободная энергия реакции растворения хлоридных соединений (по данным В. В. Красинцевой), ккал/моль

Соединения	ΔH_{298}		ΔS_{298}		ΔF реакции растворения	
	в кристаллическом состоянии	в растворе	в кристаллическом состоянии	в растворе	350°K	400°K
NaCl	-98,30	-97,302	17,30	27,60	2,666	3,182
KCl	-104,180	-100,060	19,76	37,70	2,198	3,104
MgCl ₂	-153,400	-190,460	21,40	1,90	28,950	27,780

Из таблицы видно, что свободная энергия реакции растворения при повышении температуры с 350 до 400° K увеличивается для солей щелочных металлов и уменьшается для солей магния. Следовательно, в зоне распространения перегретых вод соотношение между указанными солями, по сравнению с верхней зоной, претерпит заметные изменения, хотя доминирующее значение по растворимости все же остается за MgCl₂. Об этом свидетельствует величина свободной энергии ΔF_{350} и ΔF_{400} в условиях равновесия:



По данным расчетов (при $\Delta F_{350} = -24,158$ и $\Delta F_{400} = -21,578$ ккал/моль) реакция должна идти слева направо, т. е. в сторону преимущественного растворения MgCl₂, но во втором случае с несколько меньшей интенсивностью.

В равной степени повышение температур отражается и на свободной энергии реакции растворения других солей. В частности, для сульфата кальция она по своей абсолютной величине снижается с 5,23 при 350° K до 0,96 ккал/моль при 400° K, что практически влечет за собой прекращение реакции. И не случайно поэтому пластовые сульфатно-кальциевые воды встречаются только в верхней гидротермической зоне.

Наряду с температурами при определениях свободной энергии реакции растворения химических соединений следует учитывать и давления. Последние связаны с ней следующим уравнением:

$$\Delta F_p^0 = \Delta F^0 + p\Delta V^0,$$

где ΔV^0 — изменение парциального молярного объема вещества во время реакции.

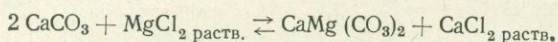
Таким образом наблюдаемые в верхней гидротермической зоне большие разности между фазовыми давлениями (литостатическим и гидростатическим) и относительно небольшие абсолютные давления в энергетическом отношении являются весьма благоприятными для перехода в раствор многих солей, в том числе и труднорастворимых, что естественно не могло не сказаться на химическом разнообразии подземных вод, получивших развитие в данной зоне. Нельзя забывать и о гидродинамическом факторе, который играет большую роль в установлении или нарушении физико-химических равновесий между фазами (твердой и жидкой) и в то же время принимает активное участие в переносе растворенных веществ.

Не менее характерны для данной зоны процессы смешения инфильтрационных вод с подземными, сопровождающиеся обменной адсорбцией и окислением.

В верхней зоне отсутствуют условия для перехода вод в парообразную фазу. Парообразование здесь проявляется только в виде испарения, поэтому перенос химических элементов с парами воды весьма ограничен. В основном это будут В, As, Hg и некоторые другие элементы, концентрация которых в паре исчисляется в сотых и тысячных долях миллиграмма на литр. При наличии в водах газовой фазы активность переноса химических элементов несколько увеличивается, но далеко не в той степени, как это наблюдается в зоне перегретых вод или, как можно ожидать, в зоне вод с температурами выше критической.

б) Переходя к рассмотрению зоны развития перегретых вод, отметим, что мощность ее составляет в среднем около 10 км, температуры на нижней границе равны критической, а давления достигают 4000—5000 кг/см². Зона отличается большей равномерностью в распределении температур по глубине и пониженными геотермическими градиентами (в среднем 15—20°/км).

Что же касается самих перегретых вод, то они в отличие от вод верхней зоны в большей своей части обеднены гидрокарбонатными и сульфатными солями и в повышенных количествах содержат хлориды натрия и кальция. Это может быть вызвано сдвигом фазовых равновесий под влиянием повышенных температур и давлений, в результате чего из пород в раствор переходят, главным образом, обладающие высокой свободной энергией растворения хлоридные соли. Отсутствие в последних хлоридов магния объясняется, по всей вероятности, вторичными процессами замещения магния в растворе на кальций в породах, идущими по схеме:

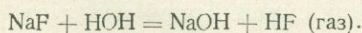
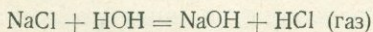


Важное значение, однако, при этом имеет первоначальный состав седиментационных вод, т. е. тот состав, который сформировался в осадочных породах до их погружения в данную зону. А он, как известно, весьма различен. В одних случаях это будут рассолы с высоким содержанием хлоридов натрия и кальция, в других — слабоминерализованные воды хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и хлоридно-сульфатного натриевого типов. То же самое можно сказать про некоторые микроэлементы и газы. И не удивительно поэтому, что при одних и тех же термодинамических параметрах в данной зоне нередко формируются перегретые воды, заметно отличающиеся между собой как по минерализации, так и химическому составу. Немалую роль в этом отношении могут играть поступления с магматическими эксгаляциями кислых газов (HCl, HF, H₂, CO₂, SO₂), которые, растворяясь в перегретых водах, значительно активизируют процессы их взаимодействия с горными породами. В результате в образующиеся водные растворы переходят многие химические элементы, свойственные не только летучим веществам магматического происхождения, но и тем горным породам, с которыми они контактируют. Особого рассмотрения в этой зоне заслуживают также химически и физически связанные воды и воды дегидратации минералов, которые за счет высоких температур и энергетического потенциала летучих могут переходить в свободное состояние и тем самым оказывать влияние на состав перегретых вод. Важно отметить и то обстоятельство, что при снижении давлений перегретые воды способны образовывать двухфазную систему (вода+пар), что влечет за собой изменение ее теплового баланса и нарушение химического равновесия. В последнем случае будет наблюдаться перераспределение находящихся в растворе химических компонентов между жидкой фазой и паровой.

В частности, как показывают наблюдения, в пары перегретых вод могут перейти многие химические элементы, в том числе В, Sr, Al, Fe, As, F, Ni, Ba, Cr, Zr, Mo, Cu, Zn, Be, Ti, V, Li, Mn. Жидкая фаза при этом дегазируется и становится более концентрированной.

в) В зоне развития надкритических вод жидкая и газообразная фазы существуют как крайние состояния, связанные между собой рядом непрерывных переходов. Глубина залегания зоны составляет в среднем 13—15 км, в областях молодой складчатости она уменьшается, в областях древней складчатости увеличивается. Можно предположить, что большую часть зоны слагают породы «гранитной» и «базальтовой» оболочек и только в крупных депрессиях — осадочные отложения. Несмотря на большую плотность пород, есть основания предполагать, что они проницаемы для флюидов и тех летучих и легкоплавких компонентов, которые образуются в результате выплавления и дегазации магмы. Поступая в зону, эти глубинные растворы оказывают теплоэнергетическое влияние на поровые воды, которые, приходя в движение, значительно пополняют ее гидродинамические ресурсы. Таким образом, надкритические воды, по мнению автора, являются производными от вод «ювенильных» и «возрожденных», или, что то же, «метаморфических». Первые из них представлены предельно насыщенными растворами, содержащими, в виде комплексных соединений, многие металлы, а также летучие вещества, вторые же в своем составе унаследовали, главным образом, те компоненты и газы, которые свойственны высокотермальным водам верхних гидротермических зон. Весьма своеобразны надкритические воды и по своим физическим свойствам (плотности, вязкости и др.), которые изменяются в соответствии с соотношением составляющих их жидких и газообразных ассоциаций. Если учесть, что при преобладании ассоциаций газообразного типа возрастает растворимость летучих веществ, а в случае преобладания ассоциаций жидкостного типа — нелетучих веществ, то можно ожидать значительного изменения химического состава надкритических вод в разрезе зоны.

Как показывают и экспериментальные исследования, плотные флюиды способны растворить полевошпатовый шпат, двуокись кремния, карбонаты, соли щелочных и щелочноземельных металлов, а также различные окислы и сульфаты. Но особенно большая роль принадлежит щелочным солям, которые не только сами в повышенных количествах переходят в раствор, но также оказывают положительное влияние на растворимость других неорганических веществ. Переходящие в надкритический раствор химические соединения имеют явную тенденцию к комплексообразованию. Высокие температуры, при которых образуются комплексы, также способствуют протеканию реакций гидролиза



Выделяемые при этих реакциях HCl, HF и другие кислоты, из-за слабой диссоциации в растворе, мигрируют вместе с другими летучими веществами в верхнюю часть зоны, усиливая при этом агрессивность надкритических вод по отношению к окружающим породам. Когда же флюиды в своем восходящем движении достигают средней гидротермической зоны, они претерпевают дальнейшую химическую дифференциацию, вследствие ослабления прочности кислотных комплексов, прекращения реакций гидролиза, а также постепенного отделения рудоносных минералов и газов. Флюиды как таковые в этих условиях прекращают свое существование, уступая место перегретым водам.

Очевидно, что из рассмотренных выше гидротермических зон особое внимание привлекает нижняя зона, надкритические воды которой обла-

дают высоким тепловым потенциалом и способны концентрировать в себе многие химические элементы и газы. И недалеко то время, когда сверхглубокое бурение в совокупности с геофизическими, гидрогеологическими и лабораторными исследованиями приоткроет тайны больших глубин и позволит человечеству получить новые источники сырья и тепловой энергии. Среди этих источников немалая роль принадлежит высокотермальным и особенно надкритическим водам, получившим развитие в нижних геотермических зонах земной коры.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ОПРОБОВАНИЕ ВЫСОКОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН В СВЯЗИ С ИХ ЗАРАСТАНИЕМ КАРБОНАТОМ КАЛЬЦИЯ

П. А. КРЮКОВ, Э. Г. ЛАРИОНОВ

Институт неорганической химии Сибирского отделения АН СССР

Практическое использование природных подземных вод в качестве геотермальных источников энергии как в нашей стране, так и за рубежом вызвало необходимость выяснения условий зарастания геотермальных скважин осадком карбоната кальция. Принятые методы и техника опробования геотермальных скважин не дают возможности установить образования осадков карбоната кальция в скважинах ни в отношении критических характеристик состава вод (состояние карбонатного равновесия), ни в отношении соответствующих величин температуры и давления. При этом недостаточно разработана также методика контроля интенсивности и характера самого процесса зарастания скважин.

В 1965—1967 гг. в Лаборатории высоких давлений Института неорганической химии СО АН СССР были разработаны конструкции специальных устройств, предназначенных для опробования скважин в отношении условий их зарастания. Комплекс этих устройств был испытан при исследованиях действующих скважин Паужетского и Больше-Банного месторождений Камчатки и месторождения Горячий Пляж на о-ве Кунашир.

Отбор глубинных проб. При опробовании геотермальных скважин химическому анализу подвергаются компоненты выходящей из скважин пароводяной смеси после их разделения в сепараторе. Оценка состава воды в целом производится на основании данных по составу воды и пара и их соотношению в пароводяной смеси. Такой метод отбора проб не пригоден для характеристики состояния карбонатной системы в воде в глубинных условиях, в частности для расчета этого состояния с использованием величин рН. Для этого необходим анализ глубинных проб воды, отобранных с сохранением их естественного состава, включая измерения рН при естественных высоких температурах.

Существующие глубинные пробоотборники, предназначенные в основном для отбора проб из нефтяных скважин, не приспособлены к температурным условиям геотермальных скважин, а также к специальным задачам их опробования и не применялись для этой цели.

Отбор проб воды для оценки условий зарастания скважин, помимо осложняющих обстоятельств, обусловленных высокой температурой, имеет особенности, облегчающие задачу. Скважины, представляющие практический интерес, являются напорными, и, кроме того, необходимая

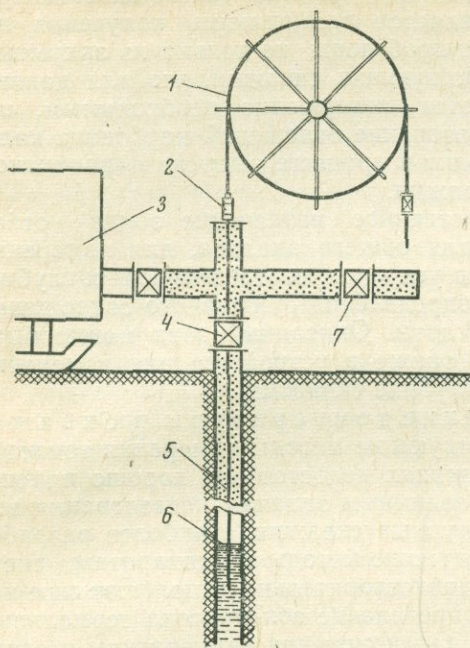


Рис. 1. Схема скважины с зондом-пробоотборником
 1 — барабан; 2 — сальник; 3 — калориметр;
 4 — вентиль; 5 — зонд-пробоотборник; 6 — уровень
 парообразования; 7 — выпускной вентиль

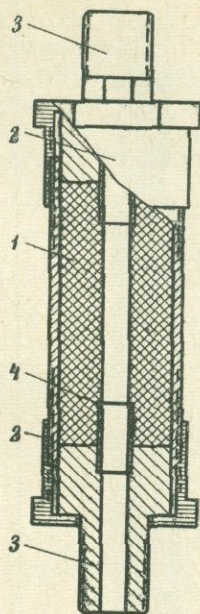


Рис. 2. Регулируемый сальник
 1 — резина; 2 — гайки; 3 — втулки;
 4 — направляющие вставки

глубина опробования, связанная с уровнем парообразования, обычно сравнительно невелика.

В этих условиях глубинный пробоотбор может быть осуществлен с помощью простого устройства, представляющего собой тонкую трубку-зонд, опускаемую через сальник в скважину ниже уровня парообразования. Вода поступает в зонд под существующим в скважине давлением, а выход ее регулируется вентилем таким образом, чтобы сохранялось достаточное давление для предотвращения парообразования в зонде. Схема такого устройства изображена на рис. 1.

В качестве зондов были применены трубки из нержавеющей стали марки Х18Я10Т, ТУ 9941-62 (изготовитель — Новотрубный завод в г. Первоуральске) с наружным диаметром 6 мм и внутренним 4 мм. Звенья трубки спаивались припоем марки ПСР-45, и места стыков дополнительно упрочнялись муфтами с наружным диаметром 8 мм на том же припое. На конце зонда делалась серия боковых отверстий на случай засорения торцевого отверстия. Такой зонд достаточно прочен и гибок для того, чтобы его можно было сворачивать кольцами диаметром около 1,5 м и опускать в скважину с помощью простейших приспособлений: лестницы и направляющих колец или же специально изготовленного для этой цели барабана, на который навивается зонд.

Для ввода в скважину применялся специальный разжимной сальник, изображенный на рис. 2. Уплотнение в нем достигалось с помощью толстостенной вакуумной резиновой трубки и регулировалось с помощью двух гаек. Благодаря такому устройству обеспечивается уплотнение как основных трубок зонда, так и муфт. Сальник укрепляется на крышке Т-образного оголовка скважины.

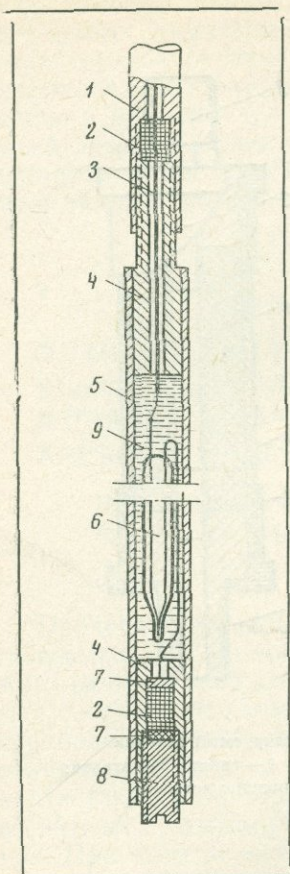


Рис. 3. Электротермометр

- 1 — трубки;
- 2 — прокладка;
- 3 — провод во фторопластовой изоляции;
- 4 — втулки;
- 5 — корпус;
- 6 — термистор;
- 7 — шайба;
- 8 — поджимной болт;
- 9 — масло

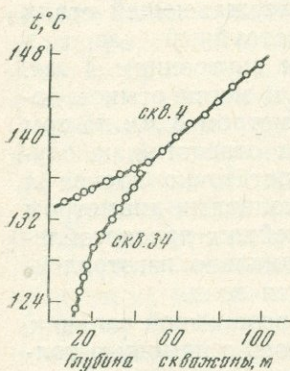


Рис. 4. Графики термометрии

- 1 — скважина 4;
- 2 — скважина 34

Важнейшей особенностью такого способа пробоотбора является возможность получения неразделенных проб воды не только из закрытых, но и из действующих скважин, что для данных целей является совершенно необходимым, поскольку образование отложений карбоната кальция происходит в процессе выпуска пароводяной смеси из скважин.

Непосредственное назначение зонда — отбор проб воды для общего анализа, для измерения величин рН в условиях, соответствующих глубинным, и для определения суммарного содержания угольной кислоты. Описанный зонд может быть использован также в устройстве для измерения давления в глубине скважин.

Измерение температуры в скважинах. Существующие методы измерения температуры в скважинах недостаточно хорошо приспособлены к различным задачам исследования высокотемпературных скважин. Наиболее разработаны геофизические методы термокаротажа скважин, и они удовлетворительно выполняют свое назначение — определение зон притока термальных вод. Однако для измерения температуры в зарастающих скважинах, в которых просвет может быть очень мал, существующие электротермометры не пригодны уже по диаметру датчика. Кроме того, обычный значительный диаметр датчика является препятствием к его применению в действующих скважинах.

Практикуемое измерение температуры в выстоявшихся и в действующих скважинах с помощью максимальных термометров представляет очевидные неудобства и не дает, в частности, возможности проведения непрерывных и детальных по вертикали замеров температуры, необходимых для исследования условий зарастания скважин.

Предъявляемым в данном случае требованиям удовлетворяет способ измерения температуры в скважинах с помощью зондов с термистором в качестве датчика.

Был применен термистор КМТ-14, имеющий верхний предел измерений 180°С. Термистор выполнен в виде стеклянной трубочки с наружным диаметром 4 мм и длиной 8 см, в конце которой заключен миниатюрный активный элемент. Способ монтажа термистора изображен на рис. 3.

Зонд с термистором представляет собой трубку из нержавеющей стали с наружным диаметром 6 мм и внутренним 4 мм, внутри которой протянут посеребренный медный провод сечением 0,35 мм² в монолитной фторопластовой изоляции марки ГФ-40 500 (ТУ СКБ КП 97—63). Звенья трубки спаиваются между собой с укреплением наружными муфтами припоем марки ПСР-45.

Ввиду того, что термистор КМТ-14 имеет высокое сопротивление порядка 40 000 ом при 20°С,

а сопротивление токопроводов составляет всего несколько ом, измерение сопротивления может быть произведено по простейшей двухпроводной схеме с помощью моста постоянного тока типа Р-333 или аналогичного. Роль второго провода исполняет трубка зонда. Предварительно термистор калибруется сравнением его показаний с показаниями нормального ртутного термометра в термостатированной бане с силиконовым маслом. Зонд с термистором опускается в скважину с помощью тех же устройств, что и пробоотборник, т. е. через разжимной сальник, изображенный на рис. 2.

При замере температуры в скв. 4 Кунаширско-го месторождения длина зонда составляла 120 м, что не является пределом.

Электротермометр может быть применен не только для непрерывного измерения температуры по глубине ствола скважины, но и для определения глубины парообразования в действующей скважине. Последнее его применение основано на том, что градиенты температур в водной фазе под уровнем парообразования и в пароводяной смеси над ним различны, а это обуславливает перелом на графике зависимости температуры в стволе скважины от ее глубины. Точка перелома на графике соответствует глубине парообразования. На рис. 4 приведены графики термометрии скв. 4 Кунаширского месторождения при давлении на выходе из скв. 3,1 атм и скв. 34 Больше-Банного месторождения при давлении на выходе из скв. 1,2 атм. Из рассмотрения графиков видно, что глубина парообразования в скв. 4 равна 50 м, а в скв. 3420 м. Разница углов наклона графиков вызвана различием динамики скважин.

Контроль процесса зарастания скважин. Для первоначального обследования скважин в отношении степени их зарастания (перед опусканием в скважину других устройств) может быть рекомендовано применение шаблона, изображенного на рис. 5. «Фонарь» шаблона — жесткий, изготовленный из стальной проволоки диаметром 3 мм, приварен или припаян твердым припоем к стержню (трубке) диаметром 10 мм. Стержень опускается в скважину через сальник и последовательно удлиняется звеньями, соединенными на резьбе. Опускание производится до ощутимого упора. На поднятом шаблоне ясно обозначаются метки, соответствующие диаметру заросшего отверстия скважины на данной глубине. Размер шаблона подбирается в соответствии с диаметром скважины.

Для более детального обследования может быть применен набор шаблонов различных диаметров.

Наблюдение за процессом отложения карбоната кальция в скважине можно проводить не по изменению внутреннего диаметра скважины, а по нарастанию карбоната кальция на стержне, опущенном в скважину. Это позволяет за короткое время получить данные относительно скорости и места нарастания карбоната кальция.

В качестве примера могут быть приведены результаты определения скорости нарастания карбоната кальция в скв. 12 Больше-Банного месторождения. В скважину, через разжимной сальник, был опущен зонд из стали-серебрянки диаметром 5 мм. На рис. 6 на левом графике приведена толщина слоя карбоната кальция, наросшего на стержне за 6 часов в скв. 12, на правом — изменение температуры по глубине скважины. Из

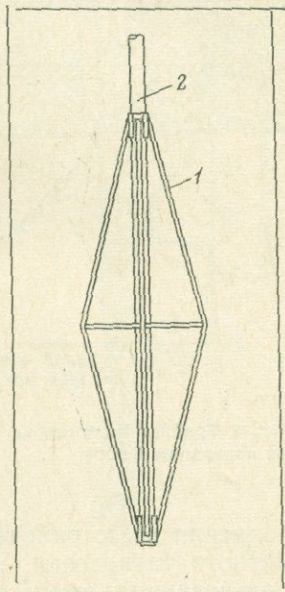


Рис. 5. Шаблон
1 — проволочный «фонарь»;
2 — стержень

графиков видно, что наибольшее отложение карбоната кальция наблюдается в первой трети ствола скважины, считая от уровня парообразования.

Проведенные испытания показали, что скорость зарастания остается одинаковой на различных материалах: нержавеющей сталь, фторопласт, кремнеорганический лак К-47.

Измерение величины рН. Наряду с данными химического анализа проб воды, отобранных ниже уровня парообразования, для характеристики состояния карбонатного равновесия необходимо знание величины рН. Для определения этой величины пробу воды, отобранную с помощью глубинного пробоотборника, необходимо герметизировать в электролитической ячейке специальной конструкции, в которой можно было бы создать условия, соответствующие глубинным.

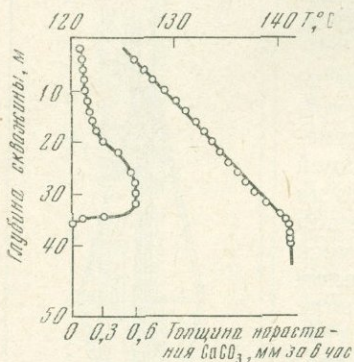


Рис. 6. Графики термометрии и толщины нарастания CaCO₃.

Основным аппаратом, применяемым для высокотемпературных измерений рН, является автоклав, в котором может быть создана температура выше 100° С. Конструкция такого автоклава описана в работах (Крюков и др., 1965; Крюков и др., 1966).

В отличие от указанных работ, где автоклав был заполнен исследуемой жидкостью неполностью, определение величины рН в пробах термальных вод требует заполнения всего рабочего объема автоклава во избежание сдвига карбонатного равновесия. Поэтому существенной деталью в конструкции использованного нами автоклава является поршневой компенсатор избыточного давления, вызванного тепловым расширением заполняющей автоклав жидкости. Схема автоклава с деталями общего назначения изображена на рис. 7.

Корпус (4) автоклава, а также внутренние части дна (8) и крышки (3) изготовлены из фторопласта. Вводы в автоклав уплотняются прокладками (12) из термостойкой резины с помощью подвижных втулок с резьбой в металлической части крышки (1). Нагревательный элемент (5) и контактный термометр (17) помещаются в титановых пробирках (6). В крышке автоклава размещаются также вводы электродов, вывод поршневого компенсатора и вводы входного и выходного вентилях. Внутри корпуса компенсатора (14) находится пружина (15), обеспечивающая обратный ход поршня (16), и налито небольшое количество воды, давление насыщенного пара которой компенсирует избыточное давление в автоклаве. Поддонник (9) изготовлен из немагнитного металла. Крышка, корпус и дно автоклава стягиваются болтами (2) с пружинами (10) и уплотняются кольцами (13) из фторопласта или титана. Перемешивание внутри автоклава производится магнитной мешалкой (11), элемент которой (7) заключен в оболочку из фторопласта.

После заполнения автоклав жестко монтируется на корпусе магнитной мешалки. Для заполнения автоклава открывают входной и выходной вентили, и входной вентиль при помощи вакуумного резинового шланга соединяется с зондом — пробоотборником.

После того как в автоклаве произойдет достаточный обмен воды, входной и выходной вентили закрываются и с помощью внутреннего электрического нагревателя производится нагрев воды в автоклаве до предварительно определенной глубинной температуры, при которой и производятся измерения э. д. с.

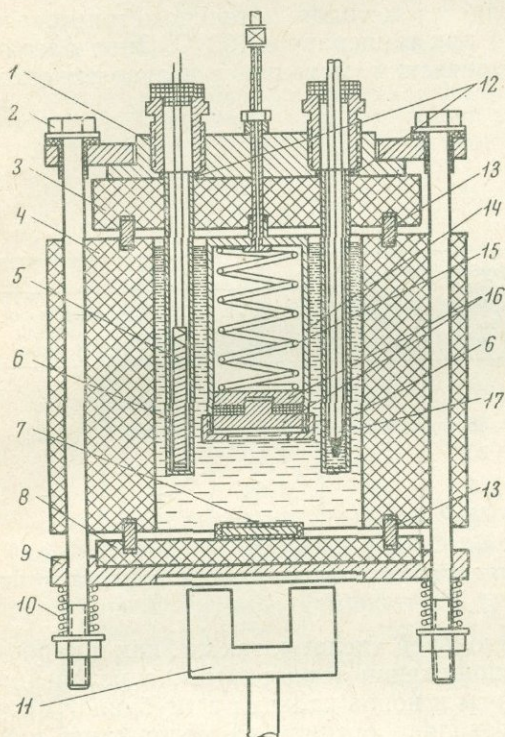


Рис. 7. Автоклав
(Обозначения в тексте)

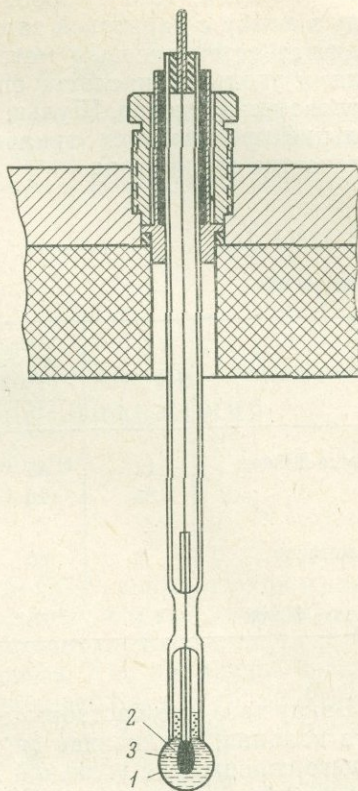


Рис. 8. Стеклоый электрод
(Обозначения в тексте)

Схема примененного стеклянного электрода с хлорсеребряным элементом изображена на рис. 8.

Активная часть электрода (1), выполненная в виде шарика, заполнена 1N раствором HCl (2), в которой помещен капиллярный хлорсеребряный электрод (3), изготовленный смешанным термическим и электролитическим способом. Над раствором наливается слой силиконового масла, предохраняющий раствор от закипания. Герметизация стеклянного электрода достигается переплаиванием его горловины, причем одновременно впаивается внутренний полуэлемент.

В качестве элемента сравнения был применен выносной талламидный полуэлемент с жидкостным соединением. В нем трубка полуэлемента заполнена асбестом для тиглей Гуча, пропитанным насыщенным раствором KCl. Жидкостное соединение представляет собой трубку из фторопласта, соединенную с кварцевым шлифом, через который осуществляется электролитический контакт. Компенсация давления в жидкостном соединении обеспечивается эластичными стенками фторопластовой трубки.

Калибрование стеклянных электродов производится при температуре, равной температуре исследуемой воды.

В табл. 1 приведены результаты измерения рН в скв. 4 Горячего Пляжа и в скв. 34 Больше-Банного месторождения. Изменение величин рН вызвано изменением общего содержания углекислоты в сепарированных жидкой фазе и конденсате по отношению к глубинной пробе.

Аналитические определения. Для определения общего содержания угольной кислоты применяется специальная методика (Крю-

ков, Заводнов, 1961). Проба воды впрыскивается через инъекционную иглу в колбу с баритовой зарядкой. Содержание угольной кислоты определяется затем весовым методом. Величина щелочности, обусловленная солями угольной кислоты, определяется методом потенциометрического титрования (Крюков, Шульц, 1955) при температуре 100° С. Определение кальция производится трилометрическим методом с флуоресционом в качестве индикатора.

Таблица 1

Значения рН

Месторождение	Скважина	Глубина уровня паровообразования, м	Глубина уровня отбора пробы, м	Температура на уровне отбора пробы, °С	рН		
					на уровне отбора пробы	паровой фазы	сепарированной воды
Больше-Банное	12	45	50	138	7,24	5,22	8,00
	34	20	46	137	6,77	5,55	7,72
			23	130,5	7,60		
Паужетское	8	60	135	156	6,62	—	—
			95	145	6,73		
Горячий Пляж	4	50	66	141	5,43	5,11	6,94

Ввиду того, что растворимость угольной кислоты, так же, как и карбоната кальция, увеличивается при понижении температуры, определение общего содержания угольной кислоты и ионов кальция в глубинной пробе, охлажденной при ее отборе, позволяет оценить их содержание при естественной высокой температуре.

Проведенные аналитические определения позволили установить степень насыщенности карбонатом кальция исследованных глубинных вод. В табл. 2 приведены величины произведения растворимости карбоната кальция при температурах, равных температурам на уровне отбора проб, и произведения активностей ионов Ca^{+2} и CO_3^{-2} при условиях, соответствующих глубинным.

Таблица 2

Насыщенность глубинных вод карбонатом кальция

Скважина	Температура, °С	$\text{CaCO}_3 \cdot 10^{11}$	$a_{\text{Ca}^{+2}} \cdot a_{\text{CO}_3^{-2}} \cdot 10^{11}$
12	138	4,8	12,5
34	137	5,0	6,9
8	156	2,3	0,44
4	141	4,1	0,5

Как видно из табл. 2, воды Больше-Банного месторождения пересыщены карбонатом кальция, который и осаждается на стенках действующих скважин. Воды месторождений Паужетского и Горячий Пляж недонасыщены карбонатом кальция, чем объясняется их пригодность, по данному признаку, для эксплуатации.

Литература

- Крюков П. А., Перковец В. Д., Старостина Л. И., Смоляков Б. С. Стандартизация величин рН буферных растворов при температурах до 150°.— Изв. СО АН СССР, 1966, т. 7, вып. 2.
- Крюков П. А., Старостина Л. И., Перковец В. Д., Линов Э. Д. Вопросы методики измерения рН высокотермальных вод.— Республиканская научно-техническая конференция по современным проблемам рН-метрии. Тезисы. Тбилиси, 1965.
- Крюков П. А., Шульц Н. Е. О карбонатном равновесии в почвенных растворах.— Гидрохимич. материалы, 1955, т. XXIII, вып. 110.

КОРРОЗИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Д. Г. ЦХВИРАШВИЛИ, О. Ш. ВАРДИГОРЕЛИ

Грузинский научно-исследовательский институт энергетики

По ресурсам термальных вод Грузинская ССР занимает одно из ведущих мест в СССР. С точки зрения практического использования наибольший интерес представляют термальные источники Колхидского и Мегрельского бассейнов. Температура термальных вод на изливе скважин здесь доходит до 100°С, а дебит источников колеблется от 50 до 300 м³/ч. Из существующих скважин по своим показателям большого внимания заслуживают источники Цаиши, Зугдиди и Моквы.

Технико-экономические расчеты показали, что возможности эффективного использования термальных вод Грузии для выработки электроэнергии ограничены. Использование существующих источников на геотермальное теплоснабжение городов, курортов, промышленных предприятий и теплично-парникового хозяйства обеспечивает республике значительную экономию дефицитного органического топлива. Наибольшая экономия достигается при комбинированном использовании тепла термальных вод, включая потребности чайных фабрик.

В Западной Грузии целесообразно бурение до водоносных пластов с температурой 100°С и выше, с определенными дебитами для удовлетворения теплом тех или иных потребителей. Коммунальное теплоснабжение здесь характеризуется небольшим коэффициентом тепловой нагрузки (48%). Для этой цели целесообразно бурение скважин с дебитом 80 м³/ч и выше при средней стоимости метра проходки 50 руб. или скважин с дебитом 140 м³/ч и выше при средней стоимости метра проходки 100 руб. Для теплоснабжения теплично-парникового хозяйства, в связи с увеличением коэффициента использования тепла, можно бурить скважины с дебитом 80 м³/ч и выше при средней стоимости метра проходки 100 руб. Для комбинированного использования тепла термальных вод экономически оправдывается уже бурение скважин со средней стоимостью метра проходки 200 руб. с дебитом не ниже 80 м³/ч.

Схема использования тепла термальных вод и технико-экономические показатели зависят от коррозионной агрессивности воды и образования на поверхностях нагрева солевых отложений.

Большинство термальных вод Грузии коррозионно-агрессивны в отношении многих металлов (Тавадзе, Манджагаладзе, 1963). Однако коррозия конструкционных материалов в условиях эксплуатации сооружений геотермального теплоснабжения не изучена.

Нами были поставлены опыты по коррозии конструкционных материалов в натуральных термальных водах. Наряду с длительными полевыми

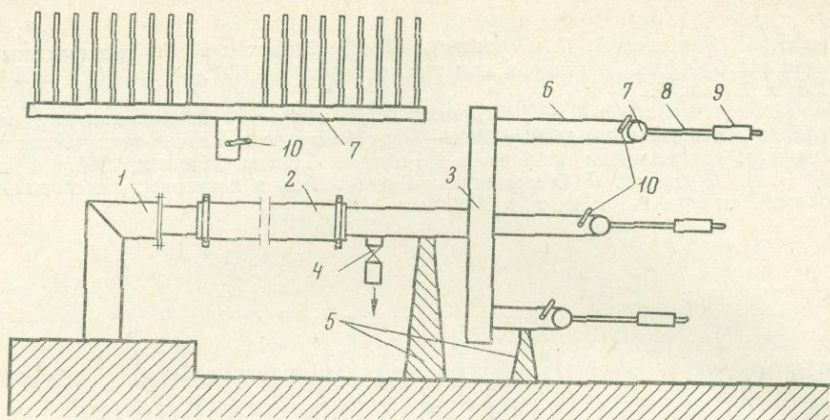


Рис. 1. Экспериментальная установка

1 — геотермальный источник Цайши 1; 2 — соединяющая резиновая труба; 3 — распределительная труба; 4 — сливной вентиль; 5 — опоры; 6 — отводы к коллекторам; 7 — коллекторы; 8 — отводы к образцам; 9 — образцы; 10 — регулирующие задвижки

исследованиями были проведены краткосрочные лабораторные эксперименты в статических условиях.

На источниках Зугдиди 1 и Цайши 1 были смонтированы установки (рис. 1) для изучения коррозионных процессов в зависимости от скорости течения термальной воды.

Экспериментальная установка состояла из нескольких коллекторов, расположенных по одной вертикали параллельно друг другу. Вода из источника (1) через резиновый шланг (2) подавалась в распределительную трубу (3), откуда она через трубы (6) поступала в горизонтальные коллекторы (7). Из коллекторов вода распределялась по трубочкам, на концах которых стояли образцы испытываемых материалов. С целью стабилизации потока длину отвода от коллектора до образца брали $l > 50 d$. Регулировка скоростей течения геотермальной воды осуществлялась с помощью специальных задвижек (10), которые стояли перед каждым коллектором. На цайшской установке скорость течения воды менялась от 0,6 до 2,7 м/сек, а на зугдидской — от 0,3 до 5,2 м/сек. Обе установки были изготовлены целиком из нержавеющей стали марки 1×18Н10Т.

Образцы изготавливались в виде трубок диаметром 10/8 мм и длиной 100 мм. Изоляция наружной поверхности образца показана на рис. 2. Образец (1) крепился на отводящую от коллектора трубу с помощью резиновой трубки (4). Для предотвращения контактной коррозии были предусмотрены эбонитовые прокладки (3). С целью предотвращения в пределах образцов насыщения потоков геотермальной воды кислородом воздуха устанавливались удлиняющие сливные трубки (6). На наружной поверхности образца была намотана хлорвиниловая изоляционная лента, которая хорошо выдерживала высокую температуру в течение длительного времени. На образцы были надеты изоляционные трубки (5), которые с обоих концов заглашались резиновыми пробками. Таким образом, была осуществлена практически полная изоляция образцов от внешней среды.

Снятие образцов и обработка данных по ним производились после трехмесячных, полугодовых и годовых испытаний.

На источнике Зугдиди 1 был проведен также эксперимент для изучения стояночной коррозии. В этом случае образцы набирались в виде индикаторных пластинок на стержне и опускались в проточную воду

на определенное время, а потом прокорродировавшие образцы выдерживались на воздухе. В этом эксперименте скорость течения термальной воды не менялась и составляла около 0,25 м/сек. Образцы находились в воде в течение 1300 часов, а на воздухе 700 часов.

При постоянной скорости течения термальной воды около 0,5 м/сек индикаторные пластинки из разных материалов в течение 2000 час испытывались также на Цаишских источниках 1 и 4 и на источнике курорта Симонети.

На источнике Цаиши 4 металлические материалы испытывались как на выходе воды из скважин, так и после сильного перемешивания воды с воздухом в специальной емкости.

В процессе перемешивания с воздухом из воды удалялось около 50% сероводорода и углекислоты. Одновременно вода насыщалась кислородом воздуха.

В лабораторных условиях образцы испытывались в воде источника Зугдиди 3. В колбы наливали около 1 л термальной воды. В каждой колбе на капроновой леске были подвешены по два образца. Большое количество таких колб помещалось в водяной ванне, подогреваемой электрическими нагревателями. Температура всей ванны регулировалась с помощью температурного реле типа ТР-200, которое обеспечивало регулировку температуры с точностью $\pm 1^\circ\text{C}$. В ваннах стояли несколько контрольных термометров. Эксперименты проводились при: 90, 60, 40

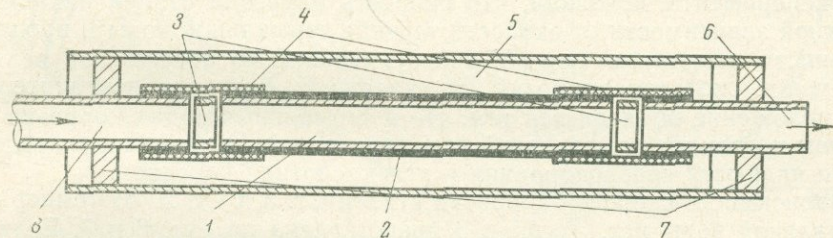


Рис. 2. Образец с наружной изоляцией

1 — образец грубчатой формы; 2 — хлорвиниловая изоляционная лента; 3 — эбонитовые прокладки; 4 — соединяющие резиновые трубки; 5 — изоляционная трубка; 6 — удлиняющая трубка; 7 — резиновые пробки; 8 — отвод к образцу

и 20°C . Образцы испытывались в водяной фазе, на границе раздела фаз и в паровой фазе.

Аналогичные испытания были проведены при разных величинах рН термальной воды. Водородный показатель изменяли путем ввода в термальную воду гидроксида аммония и гидроксида натрия. Следует отметить, что величина рН в конце опыта оказывалась ниже, чем в начале. Результаты опытов нами были отнесены к значениям рН, измеренным в конце опытов.

Во всех опытах величина коррозии оценивалась по потере веса.

Химический состав некоторых термальных вод Грузии, по данным Управления геологии Груз.ССР, приведен в табл. 1.

Своеобразие термальных вод как коррозионно-агрессивной среды заключается в наличии в них компонентов, которые способствуют, с одной стороны, созданию защитных пленок на металлах и, с другой стороны, их разрушению. Именно влиянием этих двух, противоположно действующих, факторов определяется конечный результат коррозионной стойкости материалов (Акользин и др., 1960). O_2 ; S^{2-} и Fe_2O_3 способствуют одновременно и образованию и разрушению окисных пленок; $\text{SiO}_3\text{O}_3^{2-}$ и NH_3 способствуют образованию защитных окисных пленок, а CO_2 , Cl^- и SO_4^{2-} способствуют разрушению защитных пленок.

Очевидно, что в зависимости от концентрации вышеуказанных веществ для разных металлов протекание процессов коррозии будет совершенно различным. Поэтому каждый конкретный случай требует непосредственного экспериментального изучения.

Испытания показали, что характер коррозии металлов во всех рассмотренных водах одинаковый, в основном равномерный. Поверхность всех образцов покрывалась непрочной, черной пленкой. Основная часть проржавевшего металла (около 60%) переходила в воду и загрязняла ее.

При стояночной коррозии поверхность металла покрывалась довольно толстой непрочной пленкой, что было вызвано свободным доступом кислорода к поверхности металла. Толстые непрочные пленки цвета ржавчины появлялись также на образцах, находящихся в аэрированной воде ист. Цаиши 4.

Если в водной фазе характер коррозии равномерный, то в паровой фазе она носит неравномерный характер (язвенного типа). В паровой фазе в очагах коррозии образовывалась очень прочная пленка цвета ржавчины, тогда как остальная поверхность сохраняла металлический блеск.

На образцах с полупогружением были зафиксированы аналогичные соответствующим фазам характеры коррозии. На границе раздела фаз коррозия была наиболее интенсивной.

Эксперименты показали, что скорость коррозии сталей находится в сложной зависимости от скорости течения термальной воды и продолжительности испытания (рис. 3, 4 и 5). Однако по абсолютной величине изменение скорости коррозии от указанных факторов незначительное. Это положение объясняется тем, что в термальных водах коррозии в основном протекает с водородной деполяризацией. Основными видами коррозии являются сероводородная и углекислотная коррозии.

Зависимость скорости коррозии сталей Ст. 3 и Ст. 20 от температуры термальной воды ист. Зугдиди 3 представлена на рис. 6 и 7. Если скорость коррозии в водной фазе незначительная, то на границе раздела фаз и в паровой фазе она существенно возрастает. С уменьшением температуры воды коррозия во всех фазах значительно уменьшается. Аналогичное явление отмечено и для синтетической минерализованной воды (Курсанова, Константинова, 1967).

Опыты показали, что коррозия уменьшается также с повышением рН термальной воды (рис. 8), что увязывается с данными (Герасимов и др., 1966). При повышении водородного показателя характер коррозии остался равномерным.

В табл. 2 сведены скорости коррозии конструкционных материалов в некоторых геотермальных водах Западной Грузии. Сопоставление приведенных данных с химическим составом термальных вод (табл. 1) показывает, что уменьшение содержания в воде SiO_3^{2-} приводит к значительному усилению коррозии. Коррозия стали Ст. 3 в воде ист. Симонети в 3,5 раза сильнее, чем в воде ист. Цаиши 1.

При относительно высоком содержании SiO_3^{2-} снижение общей минерализации термальной воды приводит к снижению коррозии. Скорость коррозии стали Ст. 3 в воде ист. Зугдиди 1 (рис. 5) в 3—4 раза меньше, чем в воде ист. Цаиши 1.

Результаты испытаний на зугдидских источниках легли в основу проектирования геотермальной системы теплоснабжения города. Расчеты условий равновесия углекислотных соединений, анализ ионного состава зугдидских термальных вод, оценка вероятности образования тех или иных соединений, а также лабораторные опыты и наблюдения на месте показали, что на теплопередающих поверхностях солевые отложения образовываться не будут. Солевые отложения наблюдаются на ист. Моквы.

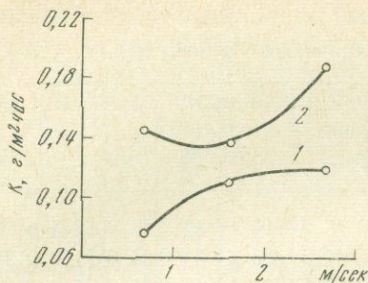


Рис. 3. Зависимость скорости коррозии стали Ст. 3 от скорости течения геотермальной воды источника Цаши I при разной длительности испытания
1 — 3800 час; 2 — 3400 час

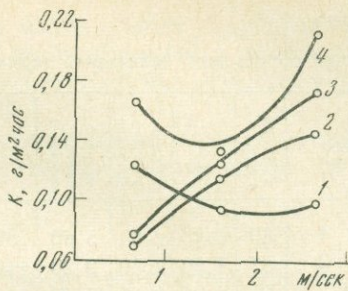


Рис. 4. Зависимость скорости коррозии стали Ст. 10 от скорости течения геотермальной воды источника Цаши I при разной длительности испытания
1 — 9000 час; 2 — 3800 час; 3 — 3400 час; 4 — 2000 час

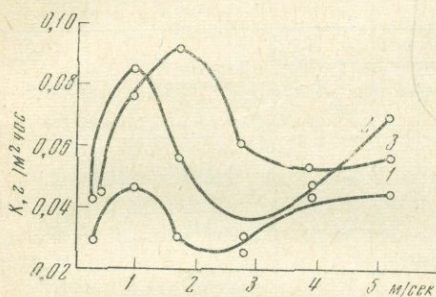


Рис. 5. Зависимость скорости коррозии стали Ст. 3 от скорости течения геотермальной воды источника Зугдиди I при разной длительности испытания
1 — 8800 час; 2 — 5400 час; 3 — 2600 час

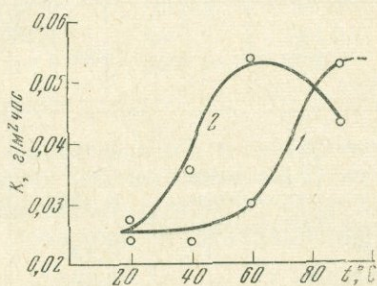


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии сталей от температуры геотермальной воды источника Зугдиди 3
1 — сталь Ст. 3; 2 — сталь Ст. 20

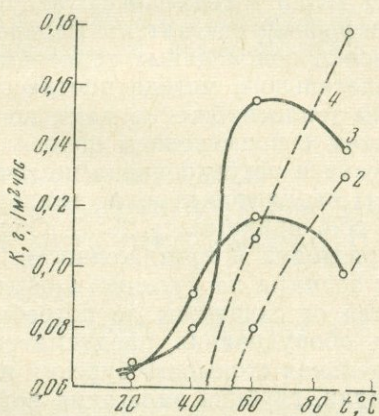


Рис. 7. Зависимость скорости коррозии сталей от температуры геотермальной воды источника Зугдиди 3
1 — и 2 — сталь Ст. 3; 3 и 4 — сталь Ст. 20. Сплошная линия — граница раздела фаз; пунктирная — паровая фаза

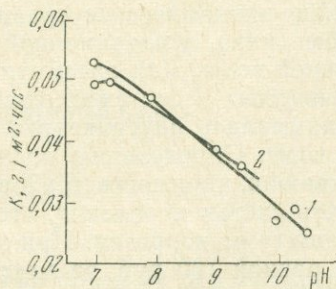


Рис. 8. Зависимость скорости коррозии сталей от величины pH геотермальной воды источника Зугдиди 3
1 — сталь Ст. 3; 2 — сталь Ст. 20

Таблица 1

Химический состав вод некоторых термальных источников Грузии, мг/л

Источник	Температура, °С	pH	Щелочность, мг-экв/л	Жесткость, мг-экв/л	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Na+	K+	SiO ₂ ⁻	H ₂ S	CO ₂
Зугдиди 1	89	6,95	2,60	5,60	80,0	19,6	75,9	194,1	42,0	15,0	57,4	0,068	46,2
Зугдиди 2	87	7,30	2,60	9,20	140,0	26,8	91,6	385,2	58,0	24,0	71,0	0,042	61,2
Цаиши 1	81	6,80	2,80	15,40	244,0	38,9	256,1	711,1	145,0	45,0	75,6	—	—
Цаиши 4	82	6,76	2,40	16,20	248,0	46,4	152,7	730,8	92,0	32,0	72,0	1,3	52,8
Моква	100	7,50	2,50	9,60	152,4	24,3	362,5	94,7	78,0	37,0	86,4	—	—
Симонети	40	6,95	7,32	7,80	92,0	38,9	6,9	51,1	8,0	4,0	23,0	—	—

Таблица 2

Скорость коррозии конструкционных материалов в некоторых термальных источниках г/м²/час (по данным 2000 час. испытания)

Материалы	Цаиши 1	Цаиши 4		Загдиди 1, Стояночная коррозия	Симонети
		Натуральная вода	Аэрированная вода		
Сталь Ст-3	0,146	0,185	0,533	0,291	0,422
Сталь Ст-3 с механическим напряжением	0,164	0,166	0,408	0,313	0,429
Сталь Ст-3 со сварным швом	0,166	0,174	0,419	0,255	0,537
Сталь Ст-20	0,187	0,192	0,428	0,241	0,609
Чугун	0,152	0,144	0,495	0,223	0,645
Сталь 1X18H10T	—	0,000	0,003	0,003	—

Установленные на этом источнике для коррозионных испытаний образцы покрывались солями и коррозии не подвергались.

Исходя из вышеизложенного, очевидно, что удаление из геотермальной воды растворенных газов приведет к снижению скорости коррозии. Коррозию можно снизить также путем ввода в термальную воду ингибиторов и реактивов, повышающих водородный показатель. Распространена защита от коррозии путем установки водоводяных теплообменников. С целью выявления наиболее желательного метода противокоррозионной защиты геотермальной системы теплоснабжения нами проведено технико-экономическое сравнение схем с применением водоводяного теплообменника, деаэрационной установки и регулирования щелочности термальной воды. Для рассматриваемых вариантов перепад температур, срабатываемых в системах отопления вод, принимался 20°С. Одинаковой принималась внутриквартальная разводка и протяженность линии сброса воды. Определению подлежали затраты на бурение и обустройство скважин, стоимость тепловых сетей от скважины до потребителя, стоимость систем отопления, стоимость оборудования, предусматривающего защиту от коррозии. При этом удельная стоимость бурения принималась равной 100 руб. за метр проходки, глубина залегания водоносного пласта — 3000 м, температура воды на выходе из скважины 80°С, дебит одной скважины 80 м³/ч. В варианте регулирования щелочности геотермальной воды определяли годовой расход вводимого реагента, потребного для повышения pH воды до величины 8,5. При применении деаэрационной установки и дозирующих устройств затраты по тепловым сетям, отопительным приборам и скважинам остаются равными. Указан-

ные составляющие в варианте установки водоводяных теплообменников возрастают из-за снижения температуры воды, идущей на теплоснабжение. По мере возрастания тепловой нагрузки этот метод защиты требует более быстрого роста числа скважин.

Результаты определения капиталовложений и эксплуатационных расходов в зависимости от величины использования тепла сведены в табл. 3.

Таблица 3

Технико-экономические показатели защиты от коррозии геотермальной системы теплоснабжения

Тепловая нагрузка, гкал/ч	Система с водоводяным теплообменником		Система с деаэрационной установкой		Система с применением регулирования величины рН	
	Капитальные вложения, тыс. руб.	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.	Капитальные вложения, тыс. руб.	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.	Капитальные вложения, тыс. руб.	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.
5	731,2	61,4	647,5	41,0	672,5	48,0
15	1600,0	148,7	1420,0	86,7	1420,0	100,5
20	2756,0	312,5	2470,0	210,0	2469,0	235,0

Из приведенных расчетов следует, что защита системы теплоснабжения от коррозии путем установки водоводяных теплообменников может быть оправдана только при небольших тепловых нагрузках. С увеличением тепловой нагрузки преимущество использования деаэрационной установки возрастает.

Литература

- Акользин П. А., Богачев А. Ф., Гинзбург Э. С. Коррозионная стойкость сталей в условиях работы геотермальных установок.—Теплоэнергетика, 1966, № 11.
 Гарасимов В. В., Громова А. И. Влияние величины рН воды на коррозионное поведение перлитной стали.—Теплоэнергетика, 1966, № 8.
 Курсанова Б. И., Константинова Е. В. Влияние газовых компонентов минерализованной воды на коррозионную стойкость углеродистой стали.—Водоснабжение и санит. техн., 1967, № 1.
 Тавадзе Ф. Н., Манджагаладзе С. Н. Коррозия и защита металлов в натуральных лечебных водах. М., Изд-во АН СССР, 1963.

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ МАХАЧКАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ КАК ИСТОЧНИК БЫТОВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Ю. И. ГАЛЬЦЕВ

Дагестанский государственный медицинский институт

В г. Махачкале геотермальные воды уже более 10 лет используются для бытовых целей в системах централизованного горячего водоснабжения. Их используют в 19 жилых домах, где проживает более 2300 человек; в 4 детских дошкольных учреждениях на 820 мест; в 3 лечебно-профилактических учреждениях на 1140 коек, а также в 17 промышленных предприятиях (5 пищевых и 11 промышленных).

Изучение органолептических свойств и состава геотермальных вод караганского и чокракского водоносных комплексов среднего миоцена, по 9 скважинам Махачкалинской площади, находящимся в промышленной эксплуатации, показало, что они значительно отличаются от требований ГОСТ 2874-54 «Вода питьевая» и ГОСТ 2760-57 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения» по вкусу, содержанию сухого остатка, общего железа, цветности, спонтанных газов. Так сухой остаток геотермальных вод варьирует от 1838 (скв. 98) до 6605 мг/л (скв. 215). По вкусу они — от слабо соленых до соленых. Содержание общего железа колеблется в пределах от 0,5 до 0,8 мг/л (скв. 30, 63, 73, 83). По составу эксплуатируемые термальные воды слабощелочные, общая жесткость от 0,3 до 4,2 мг/экв, карбонатная от 0,2 до 3,5 мг/экв, хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатные натриевые, хлоридно-гидрокарбонатные натриевые и сульфатно-гидрокарбонатные натриевые. Количество хлоридов колеблется (в мг/л) от 227 до 2314, сульфатов от 58 до 1370, бикарбонатов от 717 до 1999, кальция от 5 до 37, магния от 4,1 до 34, Na+K от 752 до 2579.

В бактериальном отношении изученные нами геотермальные воды безупречны. Коли-индекс не был более 3, коли-титр постоянно более 300, микробное число до 30. Из микроэлементов в геотермальных водах содержатся (мг/л) алюминий от 3,49 до 29,15, кремний — от 14,92 до 549,42, стронций от 1,04 до 32,18, барий — от 0,37 до 10,93, марганец от 0,11 до 0,93 и медь от 0,07 до 0,56, йод от 0,12 до 2,7, фтор от 0,5 до 2,6. Солей тяжелых металлов в геотермальных водах всех 9 эксплуатирующихся скважин нами не обнаружено.

Спонтанные газы термальных вод караганского и чокракского водоносных комплексов относятся к двум группам — азотной и метановой, содержание метана в них колеблется от 1,1 до 6,1 объемных %, и только в воде скв. 43 и 175 он содержится соответственно 24,50 и 69,9 объемных %. Содержание других предельных углеводородов (этан, пропан, бутан) колеблется от 0,3 до 8,3 объемных %. Сероводород содержится только в воде скв. 43 (16,8—29,4 мг/л). Содержание азота и редких газов колеблется в пределах от 17,80 до 94,86 объемных %. Общая радиоактивность геотермальных вод по β -излучению не превышает предельно допустимых показателей. С целью выяснения отношения населения к используемым в быту термальным водам махачкалинской площади нами был проведен опрос 2300 человек, который показал, что население положительно относится к их использованию, никто из опрошенных не заявил, что использует их для питья, все указали только на бытовое назначение их.

Некоторыми из опрошенных и нами было отмечено, что геотермальные воды некоторых скважин (30, 63) периодически кратковременно выносят мельчайший песок. Изучение состояния общей заболеваемости населения, в связи с использованием термальных вод на бытовые цели, проведенное нами путем выкопировки заболеваемости из амбулаторных карт за последние 3 года, показало, что использование этих вод не оказывает влияния на уровень и структуру заболеваемости. Длительность пользования ими также никакого влияния не оказывает. Таким образом, проведенные нами наблюдения позволяют сделать вывод о безвредности в эпидемиологическом и токсикологическом отношении термальных минерализованных (менее 8 г/л) вод Махачкалинской площади и рекомендовать их к использованию в системах централизованного горячего водоснабжения для бытовых целей. Однако основными, определяющими условиями их использования в системах открытого централизованного водозабора на бытовые цели должны явиться:

- 1) безусловный отказ от использования их для питья;
- 2) подача их в те здания и сооружения, где имеется система питьевого водоснабжения;

- 3) отдельные системы подачи воды от источников до потребителя, не допускающие смешения их с питьевой водой;
- 4) общая жесткость не более 10 мг/экв, отсутствие солей тяжелых и редких металлов, отсутствие вредных для здоровья газов при подаче потребителю;
- 5) безупречность в бактериальном отношении и возможность организации санитарно-защитной зоны вокруг водоисточников;
- 6) возможность сброса используемых геотермальных вод, обеспечивающая их разбавление;
- 7) предварительная подготовка перед подачей их потребителю (дегазация, отделение от песка и т. д.);
- 8) объединение скважин при промышленной эксплуатации их.

Кроме того, уже сейчас необходимо провести ряд санитарно-технических мероприятий, направленных на оборудованность устьев и санитарно-защитных зон вокруг отдельных скважин, которые на сегодняшний день не отвечают необходимым требованиям.

Целесообразно оборудовать эксплуатируемые скважины фильтрами а в дальнейшем предусмотреть их обязательную установку.

Проблема широкого практического использования подземных термальных вод для коммунального благоустройства населенных мест и в народном хозяйстве выдвигает перед гигиенистами и техническими работниками задачи по дальнейшему изучению свойств и состава их, влияния на здоровье населения, эффективности подготовки их перед подачей потребителю и другие вопросы.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Современное состояние и общие задачи использования термальных вод в народном хозяйстве	5
<i>В. А. Нуршанов, Б. М. Дрозд.</i> Использование глубинного тепла Земли в народном хозяйстве	5
<i>И. И. Сивашинский.</i> Использование термальных вод для теплоснабжения защищенного грунта	8
<i>В. В. Иванов, Л. Н. Барабанов, М. М. Фомичев.</i> Ресурсы и использование термальных вод в курортном деле СССР	12
<i>С. А. Джамалов.</i> Экономическая эффективность использования термальных вод для теплоснабжения городов (на примере Махачкалы)	18
<i>О. С. Найманов.</i> Паужетская геотермальная электростанция «Камчатскэнерго»	22
<i>О. А. Кремнев, В. Я. Журавленко, А. В. Шурчков.</i> К вопросу освоения тепла глубинных горных пород	25
<i>И. М. Дворов.</i> Использование тепла Земли за рубежом	34
<i>Е. А. Любимова.</i> Подготовка специалистов в области использования геотермальной энергии	40
<i>Ю. Д. Дядькин, Ю. М. Парийский, А. Б. Вайнблат, В. А. Романов.</i> Исследование и разработка рациональных систем извлечения и использования тепла, аккумулированного глубинными слоями земной коры в районах Крайнего Севера и Северо-Востока СССР	43
<i>Б. К. Козлов.</i> Энергетическое использование термальных вод	51
<i>О. А. Кремнев, В. Я. Журавленко, А. В. Шурчков.</i> Техничко-экономическая оценка систем геотермального теплоснабжения	60

Распространение и ресурсы термальных вод в СССР

<i>Н. А. Леденцова.</i> Оценка экономической эффективности использования термальных вод для теплоснабжения жилых районов	69
<i>Ф. А. Макаренко, В. И. Кононов.</i> Гидротермальные районы СССР и перспективы их освоения	74
<i>Б. Ф. Маврицкий, Б. А. Локшин, А. В. Вольфенфельд.</i> Прогнозные запасы термальных вод СССР, возможные объемы внедрения геотермального теплоснабжения	84
<i>Г. В. Богомолов, Л. А. Цыбуля, П. Л. Атрощенко.</i> Геотермические условия территории Белоруссии	97
<i>В. И. Лялько.</i> Баланс термальных вод Закарпатья и прогнозирование их запасов	101
<i>В. И. Лялько, М. М. Митник.</i> О формировании запасов термальных вод Днепровско-Донецкой впадины	107
<i>А. А. Амаев.</i> Промышленное использование термальных вод Кавказа	112
<i>М. К. Курбанов.</i> Оценка термальных вод Дагестана	115
<i>К. А. Кудрявцева, М. К. Курбанов, О. Г. Семейко, С. А. Каспаров, Ю. Г. Шейхов.</i> Основные месторождения и перспективные участки термальных вод Дагестана	121
<i>М. А. Кашкай, С. А. Алиев.</i> Термальные воды и использование их в народном хозяйстве Азербайджана	129
<i>Г. Б. Кенгерлинская, И. И. Тагиев, А. М. Магеримова.</i> Гидрогеологические особенности термальных вод Азербайджана, перспективность их использования на примере Ленкоранской и Кировабадской областей	132
<i>А. М. Бабаев, Ф. А. Макаренко.</i> Геотермические особенности и термальные воды Ленкоранской области	135

<i>С. Л. Полевой, И. П. Ковшов.</i> Поисково-разведочные работы на термальные воды в условиях пластовых водонапорных систем (на примере Восточного Предкавказья)	138
<i>А. А. Шпак.</i> Особенности методики оценки эксплуатационных запасов термальных вод (на примере Восточного Предкавказья)	143
<i>А. Г. Аскеров.</i> Закономерности распространения высокотермальных вод Апшеронского полуострова и их народнохозяйственное значение	150
<i>И. М. Буачидзе, Г. И. Буачидзе, М. П. Шаоршадзе.</i> Термальные воды Грузии	151
<i>Г. В. Наниташвили.</i> Перспективы использования термальных вод Грузии	159
<i>М. П. Ходжоян, Р. Б. Ядоян.</i> Гидротермальные ресурсы Армянской ССР и пути их практического использования	166
<i>У. М. Ахмедсафин, В. С. Жеваго.</i> Термальные воды Казахстана и пути их рационального использования	171
<i>Б. А. Бедер.</i> Ресурсы термальных вод Средней Азии, схема их распространения и пути рационального использования	174
<i>А. В. Белев, П. Г. Григоренко, Е. И. Лагутин.</i> Закономерности формирования термальных вод Киргизии, их ресурсы и перспективы практического использования	180
<i>Т. Б. Гребенищикова, Г. В. Куликов, Л. Х. Сафаева.</i> Гидротермальные ресурсы Узбекистана	187
<i>Н. М. Чуришина, В. Н. Крат.</i> Гидротермальные ресурсы Таджикской ССР и их использование в народном хозяйстве	194
<i>А. В. Кудельский.</i> Термальные воды Копетдага	199
<i>Б. Ф. Маврицкий, Г. К. Антоненко.</i> Прогнозные эксплуатационные запасы термальных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна и перспективы их освоения	203
<i>И. С. Ломоносов, С. В. Лысак.</i> Использование и перспективы освоения термальных вод Прибайкалья в народном хозяйстве	209
<i>П. И. Самойленко, В. Н. Попов, Г. З. Авдеева.</i> Результаты исследований термальных вод Камчатки и перспективы их использования	216
<i>Ю. Ф. Манухин, Л. Г. Пащенко, В. В. Овчаренко, Л. А. Ворожейкина, Л. Т. Наумов.</i> Парагунское месторождение термальных вод на Камчатке	222
<i>В. М. Дуничев.</i> Парогидротермы Горячего Пляжа и перспективы использования термальных вод Курильских островов	226

Вопросы методики и технического освоения глубинного тепла

<i>Г. А. Мыслин, Ю. Я. Геллер.</i> О проектно-изыскательских работах по использованию геотермальных ресурсов	229
<i>С. А. Джамалов, Ю. И. Султанов.</i> Полевые геотермические исследования действующих скважин	233
<i>Е. Ф. Болгарина.</i> Термальные воды среднего миоцена Дагестанского артезианского склона и особенности методики изучения Махачкалинского месторождения	236
<i>Л. И. Рабинович.</i> Преобразователи тепловой энергии термальных вод в механическую энергию	241
<i>С. А. Каспаров, Ш. К. Тумалева.</i> О роли водонепроницаемых толщ при формировании термальных и минеральных вод	245
<i>В. И. Монастырский.</i> Перспективы использования высокоминерализованных термальных вод для электролитического приготовления обеззараживающих реагентов на водоочистных сооружениях	247
<i>А. С. Цырульников, В. С. Горбенко, А. И. Фиалко, В. П. Пономарев.</i> Подземные тепловые котлы для извлечения тепла земной коры	249
<i>Х. Х. Натанов.</i> Определение индекса стабильности минерализованных термальных вод	253
<i>А. А. Карчигаев.</i> К вопросу об интерпретации диаграмм термометрии скважин	256
<i>Х. А. Далгат, В. П. Карамушко, П. Будаева.</i> Использование термальных вод в овощеводстве Дагестана	260
<i>М. И. Ткаченко.</i> Опыт использования термальной воды для обогрева теплиц	262

Вопросы геохимии термальных вод

<i>А. В. Щербаков.</i> Критерии оценки термальных вод промышленного значения	265
<i>А. В. Щербаков, Н. Д. Козлова, Г. Н. Смирнова.</i> О химическом составе термальных вод СССР	267
<i>А. В. Щербаков, В. И. Дворов.</i> О комплексном использовании солевого состава термальных вод Южно-Каспийского бассейна	278
<i>Л. М. Лебедев.</i> Современные металлоносные гидротермы и их рудообразующая деятельность	282
<i>В. И. Дворов.</i> Геохимические процессы коьматации рассольных термальных скважин п-ова Челекен	287
<i>К. Ф. Богородицкий.</i> О гидротермической зональности и термальных водах больших глубин	293
<i>П. А. Крюков, Э. Г. Ларионов.</i> Физико-химическое опробование высокотермальных скважин в связи с их зарастанием карбонатом кальция	298
<i>Д. Г. Цхвирашвили, О. Ш. Вардигорели.</i> Коррозия конструкционных материалов в геотермальных системах теплоснабжения	305
<i>Ю. И. Гальцев.</i> Термальные воды Махачкалинской площади как источник бытового водоснабжения	311

Изучение и использование глубинного тепла Земли

Утверждено к печати

Научным советом по геотермическим исследованиям АН СССР

Редактор издательства *А. В. Щербаков*
Художественный редактор *С. А. Литвак*
Художник *В. А. Тогобицкий*
Технический редактор *Л. И. Куприянова*

Сдано в набор 18/IX-1972 г. Подписано к печати 19/II-1973 г.
Формат 70×108¹/₁₆. Бумага № 2. Усл. печ. л. 29,65 Уч.-изд. л. 28,9
Тираж 1300. Тпп. зак. 5211. Т-01331

Цена 3 р. 24 к.

Издательство «Наука», 103717 ГСП, Москва, К-62, Подсосенский пер., 21
2-я типография издательства «Наука», 121099, Москва, Г-99, Шубинский пер., 10

550

С. 24 к.



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»