

007.2
Н-33

Х. Х. Натанов

ПОДГОТОВКА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

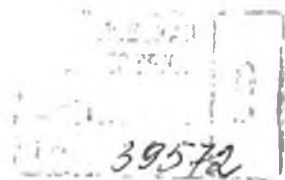


МОСКВА
СТРОЙИЗДАТ
1980

д.м.ч
Х. Х. Натанов

*551.2
Н-33*

**ПОДГОТОВКА
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ
ВОД
К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ**



Москва Стройиздат 1980

ББК 38.761.1

Н 33

УДК 628.16:551.23

Печатается по решению секции литературы по инженерному оборудованию редакционного совета Стройиздата.

Натанов Х.Х.

Н 33 Подготовка геотермальных вод к использованию. — М.: Стройиздат, 1980. — 80 с., ил.

Приведены сведения о гидрогеологической и тепло-технической изученности используемых в народном хозяйстве геотермальных вод, а также данные о запасах этих вод и их тепловой энергии. Рассмотрены современные схемы использования глубинного тепла Земли в различных областях народного хозяйства и показана необходимость комплексного применения геотермальных вод. Подробно освещены проблемы подготовки воды и защиты геотермальных установок от коррозии и солеотложений.

Книга предназначена для инженерно-технических работников проектных и эксплуатационных организаций.

Н 30210 — 282 — 226—79. 3206000000
047(01) — 80

ББК 38.761.1

6С9.3

© Стройиздат, 1980

ПРЕДИСЛОВИЕ

В исторических решениях XXV съезда КПСС главной задачей десятой пятилетки признан курс на всемерный рост эффективности общественного производства, улучшения качества продукции и усиления режима экономии в народном хозяйстве. Председатель Совета Министров СССР товарищ А.Н. Косыгин в докладе об основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы подчеркнул, что осуществление мероприятий по совершенствованию структуры топливно-энергетического баланса и более рациональному использованию всех видов топлива и энергии должно дать к 1980 г. экономию свыше 150 млн. т. условного топлива. Одним из резервов в достижении этой цели является широкое использование тепла подземных термальных вод и парогидротерм.

Ограниченность источников энергии на земном шаре вызвала в последние годы интерес к работам по использованию глубинного тепла Земли в народном хозяйстве. Проблемами использования тепла Земли в настоящее время занимается ряд научно-исследовательских и производственных организаций в Советском Союзе и за рубежом.

Геотермальные воды как источник энергии, в силу ряда специфических особенностей, требуют комплексного подхода к их использованию. Глубинное тепло Земли в виде геотермальных вод и парогидротерм можно применять для выработки электроэнергии, теплоснабжения производственных, жилых, общественных и сельскохозяйственных зданий и сооружений, а также для бальнеологических целей. Кроме того, рассольные геотермальные воды могут служить сырьем для получения ценных химических веществ. Эти направления весьма актуальны и полностью отвечают нашей Конституции, где сказано, что в СССР принимаются необходимые меры для научно обоснованного и рационального использования земли, ее недр и водных ресурсов.

Затронутые в данной монографии вопросы являются обобщением практического опыта использования геотермальных вод. Учитывая, что в 1974 г. Стройиздатом была опубликована книга Б.А. Локшина "Использование геотермальных вод для теплоснабжения", отражающая современный уровень знаний в данной области, теплотехническому использованию геотермальных вод в предлагаемой читателям книге уделено меньшее внимание. Проблема защиты геотермальных установок от коррозии и солеотложений в литературе ранее не освещалась, несмотря на то что от ее решения в значительной степени зависит промышленное использование глубинного тепла Земли.

Исследования по обработке геотермальных вод с целью защиты систем от коррозии и солеотложений проводились в лаборатории тематической партии Кавказского промышленного управления по использованию глубинного тепла Земли. Часть этой работы по гидродинамическому расчету вихревых реакторов для стабилизационной обработки геотермальных вод проводилась в сотрудничестве с Дагестанским государственным университетом. Автор приносит глубокую благодарность докторам техн. наук М.Г. Алишаеву и И.Э. Апельщину за ценные советы, данные ими при проведении этих исследований.

Автор выражает признательность канд. техн. наук. А.З. Ивянскому и инж. В.Ф. Кудину за замечания, сделанные при рецензировании рукописи.

ЗАПАСЫ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

1. ГЛУБИННОЕ ТЕПЛО ЗЕМЛИ — НОВЫЙ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ВИД ЭНЕРГИИ

В недрах земной коры хранятся огромные запасы горячих и перегретых вод. По ориентировочным данным [15], общие накопленные и возобновляемые запасы геотермальных вод составляют около 700 млн. км³ и равны примерно половине объема мирового океана.

Использование горячих естественных источников, главным образом для бальнеологических целей, началось еще в глубокой древности. Об этом свидетельствуют археологические раскопки, проведенные в Советском Союзе, Греции, Италии и других странах.

Огромные бассейны геотермальных вод имеются во многих районах СССР — в Западной Сибири, на Камчатке, на Северном Кавказе, в Закавказье, Казахстане, Средней Азии, Крыму, Забайкалье и т. д. В этих районах, что особенно ценно, термальные воды располагаются на вполне доступных глубинах (1–3 км). Параметры геотермальных вод в зависимости от их местонахождения и глубины залегания весьма различны.

В настоящее время подсчитанные прогнозные запасы геотермальных вод в целом по Советскому Союзу, по данным Б.Ф. Маврицкого [19], составляют более 250 м³/с и имеют температуру от 40 до 100°C. Использование этих ресурсов в целях теплоснабжения позволило бы высвободить около 50 млн. т условного топлива в год. Глубинное тепло Земли широко используется в ряде зарубежных стран, таких, как Исландия, Новая Зеландия, Болгария, Венгрия, Италия, США, Мексика, Япония и др.

Геотермальные воды как новый вид тепловой энергии обладают рядом весьма ценных преимуществ по сравнению с традиционными видами топлива:

1) в отличие от всех других источников тепловой энергии запасы геотермальных вод при определенных условиях эксплуатации скважин относятся к категории возобновляемых (из-за кругооборота воды в природе);

2) использование геотермальных вод для отопления и горячего водоснабжения позволяет избавиться от загрязнения атмосферы дымовыми газами;

3) путем вторичного использования геотермальных вод достигается экономия дефицитной природной воды питьевого качества;

4) использование тепла даже низко- и среднетемпературных геотермальных вод с экономической точки зрения во многих случаях вполне конкурентоспособно с такими видами топлива, как каменный уголь и мазут.

Как источник тепловой энергии глубинное тепло Земли, в зависимости от параметров теплоносителя, может находить применение во многих областях хозяйственной деятельности.

Суммарная мощность электростанций, работающих на геотермальной энергии, в различных странах мира в настоящее время достигла 850 МВт, в том числе в Италии — 384 МВт, США — 193 МВт, Новой Зеландии — 160 МВт, Мексике — 75 МВт, Японии — 31 МВт. Работы по расширению геотермальной энергетики продолжаются. В СССР в 1966 г. была пущена первая геотермальная электростанция мощностью 5 МВт на тепле парогидротерм Паужетского месторождения Камчатки. С учетом мощностей Северо-Мутновской и Киреунской ГеоТЭС, по данным Института вулканологии Дальневосточного отделения АН СССР, возможная мощность всех геотермальных электростанций на месторождениях парогидротерм Камчатки и Курильских островов составит около 380 МВт.

Другим важным направлением использования тепла геотермальных вод является создание на их базе крупных теплично-парниковых хозяйств для выращивания ранних овощей. Геотермальные воды для этой цели широко используются в Болгарии, Венгрии и Исландии. В Венгрии общая площадь отапливаемых геотермальными водами теплиц к концу 1969 г. составляла 400 тыс. м². В последние годы только на территории Северного Кавказа (Дагестан и Чечено-Ингушетия) запроектированы и строятся теплично-парниковые комбинаты общей площадью 220 тыс. м² с геотермальным отоплением.

Геотермальные воды находят также широкое применение для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий. Наиболее показательное использование в этом направлении глубинного тепла Земли в такой стране, как Исландия, которая не имеет собственных минеральных ресурсов и леса и где термальные воды представляют единственный источник тепла. По данным 1960 г. наиболее крупная и современная районная система теплоснабжения Рейкьявика располагала приблизительно 42 тыс. м³ термальной воды в сутки с температурой 94°C, что достаточно для отопления 5000 домов с тепловой нагрузкой $5,46 \cdot 10^6$ МДж/ч. Кроме того, термальной водой обогревалось около 95 тыс. м² теплиц и 80 плавательных бассейнов. За период с 1960 по 1975 г. использование геотермальных вод в Исландии возросло в 4 раза.

Министерством здравоохранения СССР в 1968 г. было в виде исключения дано разрешение на использование в Махачкале гео-

термальных вод с содержанием до 10 г/л для хозяйственно-бытового горячего водоснабжения (исключая питьевые нужды) при условии отсутствия в геотермальных водах токсичных компонентов в количестве, превышающем нормативы ГОСТа на питьевую воду. Многолетний опыт использования геотермальных вод для бытовых целей (стирка, купание, мытье полов и т. д.) в Махачкале и Избербаше и наблюдения, проведенные Махачкалинской городской санитарно-эпидемиологической станцией, показали, что такое их применение не сказывается отрицательно на здоровье людей.

Геотермальные воды повышенной минерализации, как правило, являются лечебными и могут широко применяться при лечении ряда болезней.

Во многих зарубежных странах геотермальные воды используются для создания круглогодично действующих плавательных бассейнов.

Широкое применение геотермальных вод находят и для технологических нужд промышленных предприятий. Так, геотермальный пар и геотермальные воды используются: в Новой Зеландии — для производства бумажной массы, мытья шерсти, выделки кож и др.; в Венгрии — для сушки сельскохозяйственных продуктов; в Исландии — при обработке диатомового ила; в США — для производства взрывчатых пластиков [2].

В ряде случаев геотермальные воды могут быть источниками ценных химических продуктов. Некоторые геотермальные бассейны в СССР и за рубежом имеют воду с высокой (промышленной) концентрацией йода, брома, свинца, поташа и других химических веществ. В частности, из парогидротерм Тосканы (Италия) добывается до 15 тыс. т различного химического сырья в год, в том числе: 4400 т борной кислоты, 4000—5000 т буры, 620 т хлористого аммония и других соединений. В США на месторождениях геотермальных рассолов в Солтон-Си получают 40%-ный раствор хлористого кальция, выпаривая на солнце рассольную геотермальную воду [2].

В тех случаях когда бассейны геотермальных вод с температурой до 100°C находятся в районах, где отсутствуют собственные источники питьевой воды, геотермальные воды могут применяться одновременно в качестве и источника энергии, и исходного сырья для получения пресных вод методом мгновенного вскипания, термокомпрессионными методами и др.

В последние годы помимо указанных стран большое внимание изучению ресурсов геотермальной энергии уделяют Сальвадор, Турция и Филиппины. Значительную помощь в этом им оказывает ООН, которая из специального фонда финансирует разработку трех проектов по изучению и подготовке к эксплуатации источников геотермальной энергии в Сальвадоре и Турции. Осуществление каждого из этих проектов рассчитано на 2—3 года и потребует денежных средств в размере 1,5—3 млн. долл.

Экономическая целесообразность использования глубинного тепла Земли несомненна. По данным Г. Полмасона и И. Зоэга [2], себестоимость 1 МДж тепла из геотермальных источников в Исландии оценивается в 0,9 долл., в то же время себестоимость 1 МДж тепла на привозном топливе обходится в 1,6 долл. В Венгрии, по данным Т. Болдичара [2], фактическая себестоимость отопления термальными водами в г. Сегед составила 0,7 долл. за 1 МДж тепла. Аналогичное количество тепла, полученное в районной котельной при сжигании угля, этим же автором оценивается в 2,6 долл. Экономическая эффективность геотермального теплообеспечения может быть подтверждена и опытом эксплуатации геотермальных месторождений в Советском Союзе. Так, по данным Кавказского промышленного управления по использованию глубинного тепла Земли, отпускная цена 1 МДж тепла составляет 0,67 руб., а Махачкалинской ТЭЦ — 0,9 руб.

В Советском Союзе первые шаги к широкому промышленному использованию геотермальных ресурсов были сделаны сравнительно недавно. В 1966 г. при Министерстве газовой промышленности СССР было создано первое хозяйственное Кавказское промышленное управление по использованию глубинного тепла Земли. Годом позже было организовано соответствующее управление на Камчатке. В настоящее время только на территории Кавказа функционируют три промышленных управления. Этими управлениями ведется поиск и разведка геотермальных вод на территории Кавказа и Камчатки, осуществляется строительство и эксплуатация геотермальных систем и установок, проводится значительная часть научно-исследовательских работ.

Большой вклад в разработку методов и систем использования глубинного тепла Земли внесли Дагестанский научно-исследовательский отдел энергетики, ЦНИИЭП инженерного оборудования, Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова, Институт теплофизики Сибирского отделения АН СССР, Теплоэлектропроект, НИИ овощного хозяйства, ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского и Институт технической теплофизики АН УССР.

2. ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В СССР

Изучением регионального распространения и ресурсов геотермальных вод на территории СССР занимается в настоящее время большое количество научно-исследовательских и производственных организаций. К ним в первую очередь следует отнести Геологический институт АН СССР и соответствующие геологические институты и проблемные лаборатории Академии наук Белоруссии, Украины, Казахстана, Киргизии, Азербайджана, Таджикистана, Дагестанского филиала АН СССР.

Кроме того, значительный объем работ в этом направлении проведен территориальными геологическими управлениями и трестами Министерства геологии СССР и министерств союзных республик. Оценке эксплуатационных запасов геотермальных вод посвящены работы таких институтов, как Востокгипрогаз, ВНИИгаз, ряда высших учебных заведений, а также Кавказского и Камчатского промысловых управлений по использованию глубинного тепла Земли. Весьма ценными, на наш взгляд, представляются исследования ВСЕГИНГЕО [19], посвященные обобщению большого количества работ по геотермальной гидрогеологии и подсчету прогнозных запасов геотермальных вод на территории СССР.

К районам, располагающим запасами геотермальных вод, в первую очередь относятся области интенсивной вулканической деятельности, в частности полуостров Камчатка и Курильские острова. Весьма перспективными районами являются равнинный Крым и южная часть Предкавказья, равнинный Узбекистан на Туранской плите, южные районы Западной Сибири. Кроме этих областей следует отметить районы выхода высокотемпературных источников Забайкалья, Памира и Тянь-Шаня, межгорных впадин — Рюонской, южных частей Курильской и Ферганской, северной части Таджикской и других районов.

По условиям залегания геотермальные воды платформенных областей относятся к пластовым водам, складчатых областей — в основном к трещинно-жильным.

Для указанных районов ВСЕГИНГЕО были сделаны расчеты прогнозных эксплуатационных запасов геотермальных вод (см. таблицу) и составлена карта распространения геотермальных вод на территории СССР с выделением перспективных районов.

Геологоструктурный регион	Температура воды на изливе, °С	Прогнозные запасы воды, м ³ /с
---------------------------	--------------------------------	---

Геотермальные воды пластового типа

Скифская плита

Крымский район	40—60	2
Предкавказье	40—60	20
	60—80	7
	80—100	3

Туранская плита

Сырдарьинская впадина	40—70	4
-----------------------	-------	---

Геологоструктурный регион	Температура воды на изливе, °С	Прогнозные запасы воды, м ³ /с
Бухаро-Хивинский район	40-60	7
Мангышлакский район	40-60	5
<u>Западно-Сибирская плита</u>		
Южные районы (к югу от 58° с. ш.)	40-60	100
	60-80	20
Северные районы (к северу от 58° до 65° с. ш.)	40-60	50
	60-80	8
<u>Межгорные впадины</u>		
Рионская	40-60	1,5
	60-80	1
	80-100	1
Куринская	40-70	3
Таджикская	40-70	2
Ферганская	40-70	2
Джаркентская (восточная часть Илийской впадины)	40-60	1
	60-80	0,5
	80-100	1
Баргузинская, Селенгинская,	40-60	2
Тункинская		
о. Сахалина	40-70	2
Итого	-	243

Геотермальные воды трещинно-жильного типа

Зоны горно-складчатые

Камчатская	40-60	0,5
	60-80	1
	80-100	0,5
	100-200	4

Геологоструктурный регион	Температура воды на изливе, °С	Прогнозные запасы воды, м ³ /с
Курильская	60–80	0,5
	80–100	0,5
	100–200	1
Байкальская	40–60	0,5
	60–80	0,5
Тянь-Шаньская	40–60	0,5
	60–80	0,5
Кавказа, Памира, Саян, Приамурья, Чукотки, Чукотско-Катазиатского вулканогенного пояса	40–60	1
	60–80	1
<hr/>		
Итого	—	12
<hr/>		
Всего	—	255

Прогнозные запасы подсчитывались из условия равномерной сработки уровня воды в скважинах при расчетном понижении на 100 м ниже поверхности при глубине залегания водоносных горизонтов до 3000 м. Суммарные прогнозные запасы геотермальных вод в соответствующих интервалах температур распределяются следующим образом:

Температура, °С	40–60	60–80	80–100	100–120
Прогнозные запасы, м ³ /с	201	43	6	5

Однако следует отметить, что запасы геотермальных вод, подсчитанные по указанным условиям, учитывали контур с содержанием воды до 35 г/л. Возможность использования вод с такой высокой минерализацией на современном этапе развития техники по использованию глубинного тепла Земли вызывает сомнения и поэтому прогнозные запасы, определенные по этой методике, могут быть приняты только с соответствующей корректировкой.

Наибольший экономический эффект в ближайшие 5—10 лет может быть получен в районах Камчатки, Курильских островов, Грузии и Северного Кавказа. На территории Грузии и Северного Кавказа в 1980 г. ожидается вывод на поверхность соответственно 80 и 50% прогнозных запасов геотермальных вод.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ПО ИХ ТЕМПЕРАТУРНЫМ И ХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

За нижний предел температуры термальных вод принимается температура человеческого тела [25]. К собственно термальным относятся подземные воды с температурой $t = 37 - 41^{\circ}\text{C}$, к гипотермальным с $t = 42 - 100^{\circ}\text{C}$, к перегретым с $t > 100^{\circ}\text{C}$.

Однако при теплотехническом использовании более удобна классификация, предложенная Б.М. Выморковым [25], по которой геотермальные воды условно разбиты на следующие три группы: низкопотенциальные с $t < 70^{\circ}\text{C}$; среднеспотенциальные с $t = 70 - 100^{\circ}\text{C}$; высокопотенциальные с $t > 100^{\circ}\text{C}$.

Геотермальные воды характеризуются весьма разнообразным химическим составом, который в основном определяется условиями их формирования.

С повышением температуры воды ускоряются процессы диффузии, влияющие на скорость растворения солей, на характер газообмена и имеющие важное значение в формировании некоторых типов подземных вод. Наиболее активные химические реакции, сопровождаемые растворением составных частей горных пород, выпадением осадков труднорастворимых солей и процессами катионного обмена, наблюдаются при температуре подземных вод $25 - 70^{\circ}\text{C}$. Растворимость натриевых солей возрастает с температурой. Соли двухвалентных металлов (CaCl_2 , CaSO_4 , MgSO_4 и др.) достигают максимума растворимости при температуре менее 100°C , а с дальнейшим повышением температуры их растворимость снижается. При нагревании растворов гидрокарбонатов двухвалентных металлов ион гидрокарбоната разлагается на двуокись углерода и карбонат-ион (малорастворимые соли). Для удержания в растворе гидрокарбонатов кальция, магния и железа требуется значительное количество уголекислоты, растворимость которой с повышением температуры снижается. Вследствие этого среди геотермальных вод преобладают натриевые воды.

Верхним пределом для большей части биохимических процессов является температура около 50°C , при которой происходит свертывание белка. Отдельные виды термофильных бактерий живут и при более высоких температурах.

В зависимости от газового состава, а также геологических, геохимических и температурных условий формирования В.В. Ивано-

вым (1961 г.) выделяются пять основных (генетических) типов термальных подземных вод: сероводородно-углекислые (фумарольные), углекислые, азотно-углекислые, азотные (щелочные) и метановые, в том числе азотно-метановые и сероводородно-метановые.

Сероводородно-углекислые (фумарольные) геотермальные воды формируются в сфере непосредственного воздействия очагов современной вулканической деятельности и распространены на Камчатке и Курильских островах. Они подразделяются на термы:

а) "глубинного" происхождения, насыщенные высокотемпературными газами и содержащие HF , HCl , CO_2 , SO_2 , H_2S (при выходе на поверхность обладают очень высокой температурой);

б) "поверхностного" происхождения сульфатного состава, образующиеся в самых верхних горизонтах пород.

Кислые фумарольные термы являются обычно грунтовыми или слабонапорными, иногда поверхностными водами, характеризующимися очаговым распространением. В некоторых случаях они образуют мощные поверхностные потоки.

Минерализация сероводородно-углекислых терм обычно невелика (3–5 г/л), но иногда достигает 20 г/л и более. Преобладающими среди анионов являются хлориды и сульфаты, среди катионов присутствуют H^+ , Fe^{2+} и Al^{3+} иногда NH_4^+ . Температура вод колеблется от 40 до 100°C.

Углекислые геотермальные воды генетически связаны с толщами осадочных отложений, прорванных молодыми магматическими породами. Углекислота, насыщающая подземные воды в сфере магматических очагов, образуется при воздействии высоких температур на окружающие породы. Углекислые воды приурочены, как правило, к глубоким полужакрытым и закрытым структурам. Динамика их целиком связана с динамикой природных водонапорных систем, в которых заключены месторождения углекислых вод. По мере движения углекислых вод к очагам разгрузки насыщающая их углекислота мигрирует от мест высокого к местам пониженного давления, в связи с чем наряду с геотермальными распространены также теплые и холодные углекислые воды.

А.М. Овчинниковым (1953, 1961) отмечено, что на земной поверхности можно выделить области распространения углекислых вод, соответствующие: пограничным областям альпийской складчатой зоны и платформы (углекислые воды Забайкалья, выделенные Н.И. Толстихиным); сложным бассейнам углекислых вод, обычно приуроченным к антиклинальным структурам в пределах альпийской области (Карпаты, Малый Кавказ и др.); локальным бассейнам углекислых вод, расположенным вне крупных областей их распространения.

Химический состав углекислых геотермальных вод обычно бывает сложным и весьма разнообразным. Анионы HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , определяющие минералогический состав вод, зачастую одновре-

менно содержатся в значительных концентрациях. Наряду с катионами Na^+ в больших количествах содержатся катионы Ca^{2+} . Иногда в углекислых водах наблюдаются значительные количества кремниевой кислоты (до 100–200 мг/л), а также мышьяка, йода, брома, бора и др. Общая минерализация их изменяется от 2 до 40 г/л. Среди углекислых вод не встречается типичных рассолов, что свидетельствует об относительно интенсивной их миграции и "промытости" структур, к которым они приурочены.

В пределах СССР выделяются четыре характерные области распространения геотермальных углекислых вод: восточная Камчатка (источники Пущевские, Нальчевские и др.); район Кавказских минеральных вод (Пятигорск, Железноводск, Ессентуки); Памир (источники Чарм-Чашма и др.); Малый Кавказ (Исти-Су, Джермук и др.).

Азотно-углекислые геотермальные воды (парогидротермы) — сильно перегретые воды, температура которых на сравнительно небольшой глубине достигает 200–300°C. Высокая температура вод, приводящая при их подъеме на поверхность к выделению пара, и сравнительно слабая проницаемость водовмещающих пород обуславливают появление воды на поверхности в виде пароводяных струй (в частности, гейзеров), а также в виде кипящих источников. При вскрытии подземных азотно-углекислых геотермальных вод скважинами также образуются пароводяные фонтаны.

Формирование азотно-углекислых терм происходит в восстановительных высокотемпературных условиях в непосредственной близости от активно действующих вулканов. Приурочены такие воды обычно к вулканическому или вулканогенным осадочным породам. Они встречаются на Камчатке (Долина гейзеров, Паужетские источники), в Новой Зеландии (район Вайракей), в Исландии (район Кризувик), в Италии и др.

Азотно-углекислые термы характеризуются обычно невысокой минерализацией (2–5 г/л) и хлоридно-натриевым составом. Отличительной чертой является высокое содержание кремниевой кислоты (до 300–600 мг/л). Преобладающими газами в пластовых условиях являются азот и углекислота.

Азотные (щелочные) геотермальные воды могут быть как атмосферного и глубинного, так и морского происхождения и формируются в восстановительной обстановке на значительной глубине. Они широко распространены в горно-складчатых и платформенных областях СССР. Различают два типа азотных терм (Иванов, 1961): кульдурский (атмосферного происхождения) и чукотский (морского происхождения).

Воды атмосферного происхождения характеризуются низкой минерализацией (менее 1,5 г/л), гидрокарбонатно-натриевым либо хлоридно- и сульфатно-натриевым составом, а также сравнительно высоким содержанием кремниевой кислоты (от 40 до 200 мг/л). Формирование химического состава этих вод происходит в процессе выщелачивания пород инфильтрационными вода-

ми. В большинстве случаев они приурочены к крупным массивам кристаллических пород и связаны обычно с крупными тектоническими зонами. Вместе с тем встречаются артезианские бассейны азотных геотермальных вод. В пределах глубоких частей таких артезианских бассейнов осадочные отложения обычно промыты и выщелочены. Примером может служить Приташкентский артезианский бассейн геотермальных вод.

Воды морского происхождения отличаются высокой минерализацией (до 40 г/л), хлоридно-натриевым и хлоридно-кальциево-натриевым составом, наличием характерных микроэлементов — брома и йода. Температура таких вод достигает 90°C. Распространение азотных геотермальных вод морского происхождения сравнительно ограничено и в той или иной мере связано с распространением древних глубоко залегающих метаморфизированных морских вод. В зависимости от характера водовмещающих отложений азотные геотермальные воды образуют пластовые или трещинные водонапорные системы. Выходы их на поверхность приурочены обычно к крупным зонам тектонических нарушений.

Метановые геотермальные воды, встречающиеся как в платформенных, так и в горно-складчатых областях, широко распространены в крупнейших нефтегазоносных артезианских бассейнах Русской и Сибирской платформы, Западно-Сибирской низменности, Средней Азии, Сахалина, Кавказа и ряда других районов. Эти воды приурочены к осадочным отложениям глубоких частей артезианских бассейнов. Формирование их связано с развитием биохимических процессов. В зависимости от стадии формирования вод, геологических условий и геохимической обстановки их распространения помимо чисто метановых встречаются также сероводно-метановые и азотно-метановые геотермальные воды.

Минерализация метановых вод разнообразна: от нескольких граммов в 1 л до 400–500 г/л. Воды сравнительно слабой минерализации (до 20–30 г/л) по составу являются гидрокарбонатно-натриевыми, гидрокарбонатно-хлоридными и хлоридно-натриевыми; высокоминерализованные воды и рассолы имеют хлоридно-натриевый и хлоридно-кальциево-натриевый состав; гораздо реже встречаются хлоридно-натриево-кальциевые и хлоридно-кальциевые рассолы. Характерным для высокоминерализованных метановых вод является наличие специфических компонентов — бора, брома, йода, нафтеновых кислот, часто сероводорода. В некоторых случаях концентрации микроэлементов достигают промышленных величин; в большинстве случаев концентрации их превышают нижний предел кондиций для минеральных лечебных вод.

Геотермальные воды Кавказа относятся по генетическому типу в основном к метановым подземным водам. Однако исключительное разнообразие данных по минерализации, химическому составу и газонасыщенности не позволяют эти воды однозначно классифицировать по одному генетическому признаку.

Руководствуясь соображениями практического использования геотермальных вод в народном хозяйстве, целесообразно их классифицировать по следующим признакам.

1. По степени минерализации, мг/л:

Ультрапресные	< 100
Пресные	100—1000
Повышенно-минерализованные	1000—10000
Полурассольные	10 000—50 000
Рассольные	> 50 000

2. По жесткости (классификация может быть принята обычная для вод питьевого качества с небольшими поправками), мг-экв/л:

Очень мягкие	< 1,5
Мягкие	1,5—3
Средней жесткости	3—6
Жесткие	6—12
Очень жесткие	> 12

3. По газонасыщенности (по массе, для теплотехнического использования), %:

Слабые	< 0,1
Средние	0,1—0,5
Высокие	> 0,5

Поскольку геотермальные воды имеют такую высокую температуру, при которой все химические процессы чрезвычайно ускоряются, одним из основных показателей является стабильность геотермальных вод, т. е. наличие углекислотного равновесия. Следует учитывать, что углекислотное равновесие геотермальных вод в процессе их использования может нарушаться, так как технологические процессы, как правило, должны предусматривать дегазацию этих вод и, кроме того, при отдаче тепла в систему отопления температура геотермальных вод понижается.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ГЛУБИННОГО ТЕПЛА ЗЕМЛИ

1. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Геотермальные воды по сравнению с обычным теплоносителем имеют ряд характерных особенностей. Рассмотрим эти особенности подробно, поскольку они определяют схемы использования геотермальных вод и их конструктивное решение.

1. Обычно применяемые схемы теплоснабжения с использованием геотермальных вод, в отличие от схем с традиционными источниками тепла, не предусматривают циркуляции воды в системе. Отдав свое тепло, геотермальная вода сбрасывается в канализацию, водоем и пр. В этих условиях следует максимально использовать тепловой потенциал геотермальных вод, так как остаточное тепло перед сбросом является безвозвратно утерянным. Это требование приводит к необходимости применения соответствующих нагревательных приборов и к разработке специальных схем геотермального теплоснабжения.

2. Геотермальные воды в зависимости от глубины скважины, ее дебита, геотермической и гидрогеологической характеристики территории могут быть выведены на поверхность в широком диапазоне температур. Вместе с тем для конкретной скважины или водоносного горизонта характерна строго неизменная температура воды. В системах теплоснабжения практически находят применение геотермальные воды с $t \geq 40^{\circ}\text{C}$.

3. Известно, что традиционные системы теплоснабжения рассчитываются на определенный температурный перепад при начальной температуре, зачастую не совпадающей с начальной температурой геотермальной воды. В течение отопительного периода в зависимости от температуры наружного воздуха в обычных системах теплоснабжения осуществляется качественное регулирование, а в геотермальных системах это весьма затруднено.

4. Как уже было отмечено в гл. I, геотермальные воды могут иметь очень разнообразный химический состав, как правило, повышенную по сравнению с обычными пресными водами минерализацию и значительное количество растворенных и сопутствующих газов. Ввиду этого геотермальные воды некоторых видов отличаются высокой коррозионной агрессивностью по отношению к обычным конструкционным материалам. В среде вод с положи-

тельным индексом Ланжелье могут наблюдаться интенсивные отложения карбоната кальция. Кроме того, повышенное солесодержание является причиной, затрудняющей сброс отработанных вод в водоемы. Поэтому широкое использование геотермальных вод невозможно без решения ряда специфических задач, обусловленных особенностями химического состава воды.

Геотермальные воды по данным химического и газового состава в большинстве своем обладают ценными бальнеологическими свойствами, которые могут найти применение при лечении многих заболеваний. Кроме того, геотермальные воды некоторых скважин имеют промышленное содержание ряда микроэлементов. Извлечение этих компонентов является вопросом технологии. Таким образом, комплексное использование геотермальных вод в значительной степени связано с их химическим и газовым составом.

5. Представление о том, что глубинное тепло Земли является "даровым" источником энергии, ошибочно. Действительно, использование геотермальных вод дает большую экономию дефицитного органического топлива, однако сооружение геотермальных систем теплоснабжения требует значительных капитальных вложений. В связи с этим представляет интерес анализ составляющих капитальных вложений в строительство геотермальных установок.

Доля стоимости работ по бурению геотермальных скважин составляет до 70% общих капитальных вложений. Стоимость бурения скважины связана с ее глубиной. В общем виде эта зависимость может быть представлена в виде степенной функции стоимости от глубины (рис. 1). Для районов Северного Кавказа (с достаточной

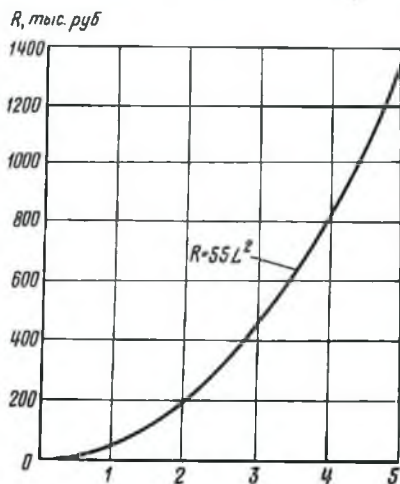


Рис. 1. Зависимость стоимости бурения скважины от ее глубины

для понимания существа вопроса степенью точности) зависимость стоимости скважины от глубины выражается формулой

$$R = 55L^2,$$

где R – стоимость бурения скважины, тыс. руб.; L – глубина скважины, км.

Температура геотермальных вод (при равных геотермальных и гидрогеологических условиях) с увеличением глубины скважины возрастает. Эта зависимость может быть представлена в виде

$$L = (t_z - 15) / \Gamma,$$

где t_z – температура на забое скважины, °С; Γ – геотермический градиент; 15 – температура нейтрального слоя, °С.

В зависимости от назначения может применяться геотермальная вода с различной температурой. В общем случае, чем выше температура теплоносителя, тем более широкие возможности открываются для его использования и возрастает экономичность системы. Но, с другой стороны, при получении воды с более высокой начальной температурой возрастает стоимость бурения скважин. Решение задачи по оптимизации системы зависит от целого ряда причин.

Автором было показано [7], что при геотермальном горячем водоснабжении для условий Кавказа оптимальная устьевая температура колеблется от 45 до 65°С, а глубина скважин – от 1200 до 1700 м. Следует, однако, отметить, что использование в геотермальном горячем водоснабжении воды с температурой ниже нормативов СНиП должно согласовываться с санитарными органами.

2. ВОЗМОЖНЫЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Перечисленные выше особенности геотермальных вод определяют основные тенденции в их использовании.

В связи с одноразовостью использования тепла геотермальных вод необходимо добиваться максимально возможного срабатывания их температуры. При наличии высоких постоянных независимых от эксплуатации затрат на амортизацию для достижения экономичности систем геотермального теплоснабжения требуется обеспечить возможно больший срок эксплуатации скважины в течение года с максимальной нагрузкой. В общем виде эффективность использования геотермальной скважины может быть выражена соотношением

$$\zeta_{скв} = Q_{исп} / Q_{макс},$$

где $\eta_{\text{скв}}$ — коэффициент полезного действия скважины; $Q_{\text{макс}}$ — максимальное количество тепла, которое можно получить от скважины в течение года; $Q_{\text{исп}}$ — полезно используемое количество тепла геотермальной скважины в течение года.

Максимальный отбор тепла из скважины в течение года возможен в случае непосредственной подачи термальной воды в систему горячего водоснабжения:

$$Q_{\text{макс}} = Gc(t_{\text{скв}} - t_{\text{х зим}}) \eta_{\text{зим}} + Gc(t_{\text{скв}} - t_{\text{х лет}}) \eta_{\text{лет}},$$

где G — дебит скважины; c — теплоемкость воды; $t_{\text{скв}}$ — температура воды в устье геотермальной скважины; $t_{\text{х зим}}$ и $t_{\text{х лет}}$ — температура холодной водопроводной воды соответственно в зимний и летний период; $\eta_{\text{зим}}$ и $\eta_{\text{лет}}$ — продолжительность соответственно зимнего и летнего периода года.

В схемах комплексного использования геотермальных вод $Q_{\text{исп}}$, как правило, меньше $Q_{\text{макс}}$. В частности, в схемах использования геотермальных вод для отопления и горячего водоснабжения годовой расход тепла $Q_{\text{исп}}$ составит:

$$Q_{\text{исп}} = Q_{\text{от}}^{\text{зог}} + Q_{\text{зв}}^{\text{зог}} = Q_{\text{от. макс}} \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н ср}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}} \eta_{\text{от}} + Q_{\text{зв}} \eta_{\text{от}} + 0,8 Q_{\text{зв ср}} \frac{t_{\text{скв}} - t_{\text{х зим}}}{t_{\text{скв}} - t_{\text{х лет}}}$$

где $Q_{\text{от. макс}}$ — максимальный часовой расход тепла на отопление; $t_{\text{в}}$ — усредненная температура воздуха в помещении; $t_{\text{н ср}}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период; $t_{\text{н}}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления; $\eta_{\text{от}}$ — продолжительность отопительного периода, ч; $Q_{\text{зв ср}}$ — среднечасовой за неделю расход тепла на горячее водоснабжение.

В значительной степени на принцип использования геотермальной воды влияют ее физико-химические свойства и состав растворенных в воде и сопутствующих ей газов. Одним из важнейших условий использования геотермальных вод является возможность сброса обработанных вод.

При анализе методов использования тепла геотермальных вод при наличии достаточно высоких начальных температур предпочтение следует отдавать получению электроэнергии на геотермальных электростанциях. Такое использование обладает тем преимуществом, что позволяет транспортировать энергию на расстояние и дает возможность применять ее более широко. Низкотемпературные воды могут рассматриваться только как местный источник энергии в дополнение к другим.

По данным Б.К. Козлова [13], экономически целесообразно в энергетических установках использовать геотермальные воды с начальной температурой 130°C и более. Дж. Комбс и Л.Дж. Маффлер [9] считают, что для производства электроэнергии с помощью обычных паровых турбин температура геотермального бассейна должна быть выше 180°C. Однако следует отметить, что

возможность получения геотермальных вод с температурами ниже 130°C многократно превышает возможности получения геотермальных вод, которые можно подавать в обычные паротурбинные установки.

В тех редких геологических структурах, где давление водяного пара в бассейне выше гидростатического, возникают условия, при которых геотермальный бассейн перекрывается куполом перегретого пара. Эти условия являются оптимальными для использования пара в обычной паровой турбине, так как в этом случае сухой пар обладает слабой коррозионной агрессивностью. В остальных случаях при высоких температурах геотермальная вода, поднимаясь на поверхность, по мере снижения давления превращается в пароводяную смесь. На поверхности отсепарированный пар поступает в трубу. При такой схеме энергетического применения геотермальной воды остается неиспользованным тепло, которое остается в горячей воде. Отсепарированный пар может быть коррозионно опасным. С целью устранения этих недостатков некоторые исследователи рекомендуют применять турбины низкого давления, имеющие относительно высокую стоимость.

Комплексному энергетическому использованию геотермальных вод была посвящена работа Б.К. Козлова [13]. На рис. 2 представлена схема комплексного электротехнического и теплотехнического

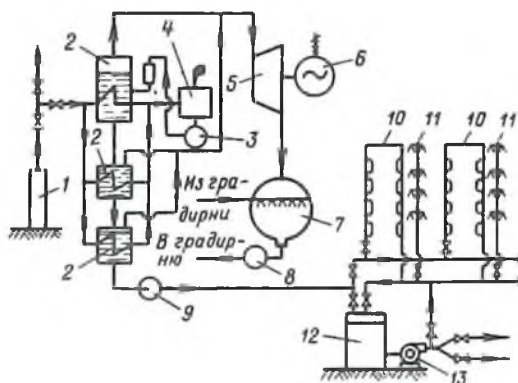


Рис.2. Комплексная схема электротехнического и теплотехнического использования геотермальных вод

1 - скважина; 2 - испарители; 3 - насос дегазатора; 4 - дегазатор; 5 - паровая турбина; 6 - электрогенератор; 7 - конденсатор; 8 - циркуляционный насос; 9 - насос теплоснабжающей системы; 10 - отопительная система; 11 - система горячего водоснабжения; 12 - бак-аккумулятор; 13 - насос для подачи воды на сельскохозяйственные нужды

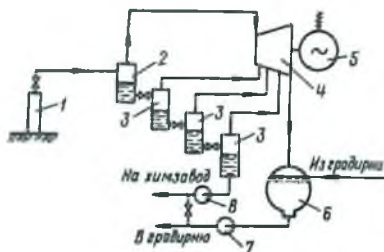


Рис.3. Комплексная схема электроэнергетического и химического использования геотермальных вод
 1 — скважина; 2 — расширитель избыточного давления; 3 — вакуумные расширители; 4 — паровая турбина; 5 — электрогенератор; 6 — конденсатор; 7 — циркуляционный насос; 8 — насос химически концентрированной геотермальной воды

кого использования этих вод. Образовавшийся в испарителях пар поступает на паровую турбину, а геотермальная вода направляется в системы отопления и горячего водоснабжения, а также для сельскохозяйственных нужд. Схема комплексного использования геотермальных вод для выработки электроэнергии и извлечения химических продуктов, по данным Б.К. Козлова, представлена на рис. 3.

С целью повышения экономичности геотермальных электростанций весьма перспективным методом является использование промежуточного легкокипящего теплоносителя. На Паратунском месторождении геотермальных вод на Камчатке построена опытно-промышленная геотермальная электростанция, где в качестве промежуточного теплоносителя использован фреон. Американской фирмой "Магма энерджи" запатентован энергетический цикл с использованием в качестве вторичного теплоносителя изобутана [9]. Первая изобутановая турбина изготовлена мощностью (в зависимости от условий цикла) около 9 МВт.

Использование вторичных теплоносителей по сравнению с непосредственной подачей геотермального пара в турбину обладает целым рядом преимуществ, главными из которых являются:

надежная защита трубопроводов и самой турбины от коррозии и выпадения солей;

более низкие температуры конденсации и связанный с этим меньший расход геотермальной воды;

более экономичная конструкция самой турбины.

В тех случаях когда геотермальная вода имеет начальную температуру ниже 100°C и, следовательно, использовать ее для выработки электроэнергии экономически нецелесообразно, она находит применение в системах теплоснабжения.

При удовлетворительном химическом и газовом составе геотермальные воды непосредственно подаются в систему теплоснабжения (рис. 4). При неблагоприятных условиях (наличии избыточного количества высокотемпературных геотермальных вод питьевого качества) возможно использование простейшей схемы, изображенной на рис. 4,а. По такой схеме в настоящее время эксплуатируется геотермальная вода в Кизляре.

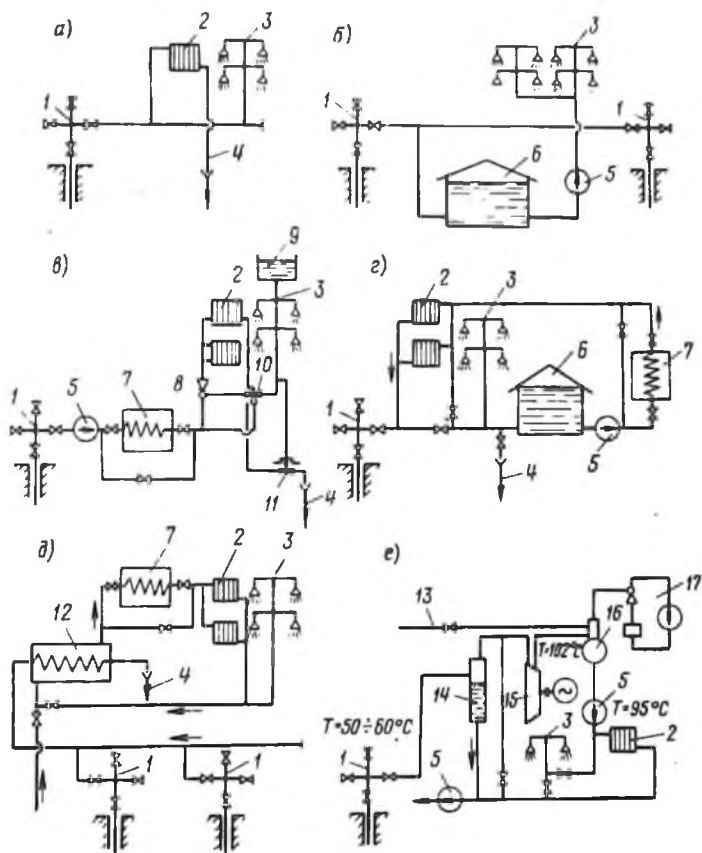


Рис.4. Принципиальные схемы использования геотермальных вод для теплоснабжения

а, б, в, г – схемы с непосредственной подачей геотермальной воды в систему теплоснабжения; д, е – закрытые схемы; 1 – геотермальная скважина; 2 – система отопления; 3 – система горячего водоснабжения; 4 – сброс отработавшей воды; 5 – насосы; 6 – аккумулирующая емкость; 7 – котельная пикового догрева (электрическая, газовая и пр.); 8 – элеватор; 9 – напорный бак-аккумулятор; 10 – регулятор температуры; 11 – регулятор дренажа; 12 – теплообменник; 13 – подпитка из водопровода; 14 – расширитель-испаритель; 15 – термокомпрессор; 16 – пленочный подогреватель; 17 – эжекторная группа

Если геотермальные воды имеют температуру 50–60°C и состав вод позволяет подавать их на горячее водоснабжение, использование геотермальных вод для отопления, как это было показано выше, не всегда оказывается экономически оправданным. При этом, если имеется какой-либо другой источник тепла (котельная, ТЭЦ и др.), удовлетворяющий потребности в тепле для нужд отопления, наиболее рациональной является схема, при которой вся геотермальная вода подается на хозяйственно-бытовое горячее водоснабжение и для технологических нужд промышленных предприятий (см. рис. 4,б). По этой схеме вода из одной скважины (или группы скважин) собирается в аккумулялирующие емкости и оттуда насосами подается в сеть горячего водоснабжения. По такому принципу действуют термораспределительные станции (ТРС) в Махачкале и Избербаше (Дагестанская АССР). Например, ТРС в Махачкале построена с таким расчетом, чтобы обеспечить горячим водоснабжением южный жилой район города с населением 15–17 тыс. чел. В аккумулялирующих резервуарах суммарной вместимостью 250 м³ собирается термальная вода трех геотермальных скважин. Из резервуаров вода забирается насосами и подается в сеть горячего водоснабжения трех микрорайонов. Производительность ТРС составляет около 3000 м³/сут.

Описанная выше схема, предусматривающая комбинацию традиционных и геотермальных источников тепла, помимо чрезвычайной простоты обладает рядом преимуществ:

- 1) при использовании термальных вод на горячее водоснабжение достигается максимально возможное срабатывание температуры геотермальной воды;

- 2) геотермальная вода используется круглый год;

- 3) система очень легко автоматизируется простейшими средствами автоматики;

- 4) геотермальный и традиционный источники тепла работают в наиболее экономичных оптимальных условиях.

В тех случаях когда комбинация из традиционного и геотермального источников энергии по тем или иным причинам невозможна и ставится задача комплексного использования тепла геотермальных вод, включая нужды отопления, схема теплоснабжения значительно усложняется.

Поскольку геотермальная вода должна отдать в системе отопления максимально возможное количество тепла, необходимы такие нагревательные приборы, которые имели бы наибольшую площадь поверхности нагрева при минимальной металлоемкости. Поэтому для геотермальных систем теплоснабжения рядом авторов рекомендуются конвекторы [18], потолочно-напольные системы [10, 18] и системы с воздушным отоплением. Этой же цели служит и разработанная Б.А. Локциным схема геотермального теплоснабжения с комбинированным применением систем водяного и воздушного отопления [18].

Сотрудниками Дагестанского научно-исследовательского отдела энергетики — П.Н. Ригером, С.А. Джамаловым, Б.К. Козловым и Ю.А. Султановым были проведены производственные испытания напольно-потолочной системы отопления с геотермальным теплоснабжением от Махачкалинской ТРС. Применялась комбинированная схема отопления, при которой основная часть требуемого тепла была получена с помощью напольно-потолочной системы отопления на геотермальной воде, а пиковая часть нагрузки — за счет нагревательных приборов (конвекторов типа "Комфорт") из сети теплоснабжения от Махачкалинской ТЭЦ. Результаты испытаний подтвердили эффективность данной системы отопления — при металлоемкости 23 кг на 1 экм достигнуто снижение температуры сбросной воды до 25–30°C.

Большинство систем теплоснабжения, использующих низко- и среднетемпературные геотермальные воды, предусматривают пиковый догрев воды при наиболее низких температурах наружного воздуха. Пиковый догрев предусматривается с целью обеспечения равномерным теплоснабжением максимального качества потребителей и для повышения экономической эффективности геотермальных систем.

Одна из таких систем (см. рис. 4, в), предложенная В.И. Горловым (АКХ им. К.Д. Памфилова) [10], характеризуется отсутствием сброса обратной воды из системы отопления в канализацию. По данной схеме была построена и несколько лет эксплуатировалась система теплоснабжения жилого трехэтажного 24-квартирного дома в Махачкале. Но так как при разработке данной схемы не было учтено качество воды, система в настоящее время полностью вышла из строя в результате развития коррозионных процессов в трубопроводах. Коррозия в значительной степени усиливалась вследствие свободного поступления кислорода в бак-аккумулятор.

На рис. 4, г представлена осуществленная в настоящее время принципиальная схема теплоснабжения геотермальными водами нескольких кварталов жилых домов в Грозном (Гойтинский район). По этой схеме геотермальная вода поступает в обратный трубопровод системы отопления, откуда она в случае необходимости подается на пиковый догрев в котельную, а затем в подающий трубопровод системы отопления. На нужды горячего водоснабжения вода поступает непосредственно из обратного трубопровода системы отопления. Излишек воды из обратного трубопровода сбрасывается в канализацию.

Разновидностью указанных выше комплексных схем использования геотермальных вод являются схемы с повторным использованием охлажденных геотермальных вод из обратного трубопровода отопления на бальнеологические нужды. Такая система, в частности, осуществлена в Махачкалинской физиотерапевтической больнице, где геотермальные воды используются для отопления лечебных и хозяйственных корпусов, стирки белья и бальнеологи-

ческих нужд. Подобный же опыт имеется на ряде курортов Кавказа – в Цхалтубо, Нальчике [10] и др.

Очевидно, при непосредственной подаче геотермальной воды в систему теплоснабжения особо строгие требования должны предъявляться к таким свойствам геотермальных вод, как коррозионная агрессивность и способность к отложению солей. При неблагоприятном химическом составе от непосредственной подачи геотермальной воды в систему теплоснабжения приходится отказываться. В этих случаях геотермальная вода направляется в теплообменник, где отдает свое тепло обычной водопроводной воде, циркулирующей в системе теплоснабжения. Простейшая схема "закрытого" использования геотермальных вод представлена на рис. 4, д.

Предлагаемые рядом ученых [10, 13] системы геотермального теплоснабжения с тепловыми насосами (термотрансформаторами) позволяют повысить степень относительного срабатывания температурного перепада. В качестве промежуточного теплоносителя в этих системах может быть принят в зависимости от температуры термальной воды фреон-12, водоаммиачный раствор, бромистый литий и др. Трансформаторами тепла могут служить компрессионные и абсорбционные холодильные машины. Такие системы могут играть двойную роль: зимой являться источником тепла, а летом – холода, для охлаждения жилых и общественных помещений. Возможность получения холода в летнее время года представляет определенный интерес для южных районов страны.

Для низкотемпературных геотермальных вод Б.К. Козловым и П.Н. Ригером [24] разработана схема теплоснабжения, в которой пиковые нагрузки с понижением температуры наружного воздуха последовательно покрываются с помощью теплового насоса и пиковой котельной. В сочетании с централизованным горячим водоснабжением при такой несколько усложненной схеме удастся использовать до 80–85% тепла геотермальной скважины.

Разновидностью схем с тепловым насосом является предложенная Г.И. Крашенинниковым [10] схема, при которой можно отказаться от применения промежуточных теплоносителей (фреон, аммиак и другие легкокипящие средства). При условии изготовления термокомпрессоров отечественной промышленностью можно было бы упростить теплонасосную установку и увеличить ее эффективность.

На рис. 4, е представлена упрощенная схема установки с тепловым насосом, видоизмененная для случая, когда геотермальные воды подать непосредственно в систему теплоснабжения невозможно. Эта установка работает следующим образом. Геотермальная вода поступает в расширитель-испаритель, где компрессором устанавливается вакуум 16-28 кПа (в зависимости от температуры геотермальной воды), и частично испаряется в нем. Образовавшийся пар сжимается компрессором до давления 120 кПа и посту-

пает в смешивающийся пленочный подогреватель, куда также подается вода из обратного трубопровода системы отопления. Выходящий из деаэратора теплоноситель, представляющий собой смесь подогретой воды и конденсата пара, насосом подается в отопительную систему.

Безусловно, требования к степени коррозионной агрессивности и возможности зарастания трубопроводов для "закрытых" систем могут быть значительно снижены. Однако "закрытые" установки, по сравнению с установками с непосредственной подачей геотермальной воды в систему теплоснабжения, имеют пониженный сбавываемый перепад температур, что снижает их экономичность. Кроме того, при непосредственном использовании геотермальных вод для целей горячего водоснабжения достигается дополнительный эффект за счет экономии водопроводной воды.

Одной из проблем использования геотермальных вод в народном хозяйстве является сброс отработанных геотермальных вод, поскольку существующими нормами запрещено сбрасывать в водоемы воду с минерализацией, превышающей минерализацию воды водоема. Этот вопрос довольно легко решается в приморских районах страны, так как минерализация морской воды обычно выше минерализации геотермальных вод. При обратном соотношении следует использовать опыт ВНР [15].

Принятым в Венгрии законодательством в водоемы запрещается сброс воды с содержанием солей выше 0,5 г/л. Если необходимое соотношение не обеспечивается разбавлением, то воду с большой концентрацией солей накапливают в открытых хранилищах — бассейнах и озерах, где организуют базы отдыха. Вода с минерализацией 1–2 г/л после охлаждения может служить питательной средой для прудовых рыб и водорослей лечебного значения. В период выпадения значительных осадков (весной и осенью) вода из хранилищ сбрасывается с соблюдением указанных выше требований к ее составу.

Перспективным решением проблемы сброса отработанных геотермальных вод является закачивание их обратно в пласт. В этом случае возникает замкнутый контур с постоянно циркулирующим теплоносителем, и отбор тепла горных пород вследствие восстановления пластовых давлений интенсифицируется. Такие системы получили условное название подземных тепловых котлов, рассмотрению которых посвящен следующий пункт.

Закачивание воды для поддержания пластового давления широко применяется в нефтяной промышленности. Наиболее крупным исследованием в этой области является работа И.Э. Апелыци-на [6], которая может служить предварительным руководящим материалом для рассмотрения этого метода.

3. ПОДЗЕМНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ КОТЛЫ

Несмотря на то что бассейны геотермальных вод занимают довольно значительную часть суши, их энергетические ресурсы в десятки раз менее ресурсов тепла сухих горных пород. Поэтому будущность геотермальной энергетики состоит в отыскании экономичных способов извлечения тепла непосредственно из горных пород, и в том числе в стимулировании малопродуктивных бассейнов геотермальных вод.

Советскими и зарубежными учеными уже сделаны в этом направлении первые обнадеживающие шаги. В Советском Союзе исследованиям по созданию подземных тепловых котлов посвящены работы Института технической теплофизики АН УССР, Ленинградского горного института и других организаций.

Разработкам конкретных решений по извлечению тепла сухих горных пород и изучению последствий воздействия на окружающую среду различных способов стимулирования геотермальных систем посвящены работы ученых США [9].

О.А. Кремневым, В.Я. Журавленко и А.В. Шурчковым проводились теоретические и экспериментальные исследования по изучению условий теплообмена и гидродинамики подземных котлов (рис. 5) на базе естественных подземных коллекторов. Как видно из рис. 5, авторами этого исследования предлагается широкое поле применения подземных котлов, включая возможность строительства электростанций и получения тепла для целей теплоснабжения.

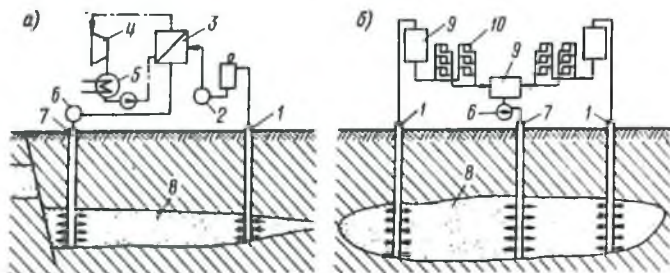


Рис.5. Принципиальные схемы геотермических котлов

а — электростанция с геотермическим котлом; б — система геотермального теплоснабжения; 1 — эксплуатационные скважины; 2 — сборный коллектор; 3 — теплообменники; 4 — турбогенератор; 5 — конденсатор; 6 — нагнетательный насос; 7 — нагнетательные скважины; 8 — подземный коллектор; 9 — баки-аккумуляторы; 10 — система теплоснабжения

В работе [13] по результатам исследований произведен анализ ориентировочных расчетов геотермических котлов для различных вариантов (разной мощности коллектора, разной удаленности скважин, закачивающих холодную воду и выводящих на поверхность горячую воду или пар, и т. п.). При обеспечении постоянной и максимальной температуры теплоносителя при выходе из котла скорости фильтрации составляют несколько миллиметров в час, дебиты скважин — несколько сотен тонн. Оптимальное расстояние между закачивающей воду скважиной и скважиной, выводящей на поверхность горячий теплоноситель, должно определяться технико-экономическим расчетом. Значительный экономический эффект от применения подземных тепловых котлов может быть достигнут в районах Крайнего Севера и северо-востока СССР для нужд горнодобывающей промышленности [13].

Стимулирование малопродуктивных бассейнов геотермальных вод в настоящее время может быть достигнуто одним из следующих способов: гидравлическим разрывом и с помощью взрывов (в том числе ядерных). Каждый метод представляет собой большой круг частных проблем и сопутствующих явлений.

Метод гидроразрыва хорошо известен из практики нефтедобывающей и газовой промышленности. Суть его состоит в том, что при закачивании в скважину воды под достаточным давлением вдоль нее образуются протяженные трещины. До тех пор пока утечка воды через горную породу не будет превосходить ее подачу, разрыв будет расти. Исследованиям по использованию гидроразрыва для стимулирования геотермальных систем посвящена работа М. Смит и др. [9]. Одновременно с гидроразрывом по мере закачивания холодной воды в горячий пласт при достаточно высоком геотермическом градиенте может проявиться дополнительное растрескивание горных пород под воздействием тепловых напряжений.

Конструктивно рабочая жидкость может циркулировать по двухскважинной системе. Вторая скважина пробуривается на меньшую глубину, чтобы внедриться в верхнюю часть разрыва. Несколько более сложным является устройство коаксиального течения в той же скважине, которая была использована для гидроразрыва.

В качестве первоочередных мероприятий по использованию данного способа американскими специалистами намечается создание геотермальной системы с помощью гидроразрыва в районах, где геотермальный градиент аномально высок и горячие вулканические породы залегают сравнительно неглубоко. Для этих условий, когда на глубине 4,5 км температура горных пород достигает примерно 300°C , при строительстве электростанции мощностью 100 МВт себестоимость выработки электроэнергии составит около $4,7 \cdot 10^{-3}$ долл/(кВт·ч), а система вполне конкурентноспособна с атомными электростанциями и станциями на ископаемом топливе.

Ряд статей [9] посвящен стимулированию месторождения геотермальных вод и извлечению геотермальной энергии из горячей сухой горной породы с помощью взрывов, в том числе ядерных. Исследование Дж.Б. Бэрнхейма и Д.Х. Стюарта посвящено анализу Плушерской геотермальной программы, согласно которой в горной породе создается система трещин с помощью серии последовательных подземных ядерных взрывов. В Плушерской программе помимо технического описания геотермальной электростанции рассмотрены соотношения между энергией ядерных взрывов, их числом и энергией, извлекаемой из горной породы; проведены предварительные расчеты коэффициента растрескивания горных пород в зависимости от числа, мощности и схемы расположения ядерных зарядов; подсчитано, что при размещении зарядов на глубине 3 км, температуре горных пород 350°C и мощности зарядов 5–2 МН стоимость энергии в расчете на геотермальную электростанцию мощностью 200 МВт составит соответственно $5,8 \cdot 10^{-3}$ долл/(кВт·ч).

Стимулирование работы геотермальных скважин с помощью зарядов обычных взрывчатых веществ может быть вполне осуществимо методами, применяемыми в настоящее время для стимулирования работы нефтяных и газовых скважин. Однако тут также имеются еще не решенные вопросы, к которым относятся:

недостаточная изученность поведения горных пород, подвергающихся импульсной нагрузке;

изготовление взрывчатых веществ, использование которых допустимо в зоне высоких температур.

В исследовании Г.М. Сэндквиста и Г.Э. Вэн [9] подробно анализируются возможные воздействия на окружающую среду при стимулировании месторождений с помощью ядерного взрыва. Некоторые последствия подземного ядерного взрыва вообще трудно предвидеть точно. К их числу относятся смещение горных пород и связанные с этим землетрясения. Американскими исследователями указывается, что даже при взрыве заряда мощностью 1 МН разрушения зданий могут быть значительными на очень больших расстояниях. Эта опасность возрастает в районах с высокой естественной сейсмической активностью, к которым часто приурочены геотермальные месторождения. Подземные ядерные взрывы могут оказать двойное влияние на сейсмические районы: ускорить возникновение землетрясения и уменьшить его последствия, высвободить меньшую сейсмическую энергию прежде, чем возникнет крупное землетрясение.

Неотъемлемой частью программы безопасного использования ядерного взрыва для стимулирования геотермального тепла должна быть разработка методов защиты окружающей среды от радиоактивного заражения, хотя по предварительным данным такая опасность невелика.

Сравнение влияния подземных тепловых котлов на окружающую среду с влиянием традиционных электростанций на ископае-

мом горючем говорит не в пользу последних. Электростанции, работающие на энергии глубинного тепла Земли, практически не имеют отходов, и влияние их на окружающую среду ожидается минимальным.

В заключение необходимо отметить, что для реализации проектов по сооружению подземных геотермических котлов необходимо провести большой объем научно-исследовательских работ.

4. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛЕВОГО СОСТАВА РАССОЛЬНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

В комплексной схеме использования подземных геотермальных источников в тех случаях, когда это экономически оправдано, должно предусматриваться извлечение ценных химических продуктов. Ярким примером того, что геотермальные воды могут служить сырьем для химической промышленности, может служить Южно-Каспийский артезианский бассейн. Более 30 лет воды отдельных месторождений этого бассейна служат промышленным сырьем для извлечения йода и брома [13]. В настоящее время имеет смысл извлекать из этих вод и другие химические элементы — бор, барий, стронций, кадмий, литий, рубидий, цезий, редкие и рассеянные радиоактивные элементы, кондиционные содержания которых нередко встречаются в геотермальных водах.

Как показали исследования В.И. Монастырского [13], высокоминерализованные геотермальные воды могут служить сырьем для электролитического получения обеззараживающих реагентов на водопроводных очистных станциях.

Своеобразным способом использования солевого состава геотермальных вод также является широкая возможность их применения в бальнеологических целях.

Таким образом, комплексная система использования глубинного тепла Земли должна предусматривать последовательное использование геотермальных вод для теплотехнических целей и в химической промышленности.

В Советском Союзе имеются исследования, посвященные поисковым критериям геотермальных вод промышленного значения [13] и анализу наиболее интересного в этом отношении Южно-Каспийского артезианского бассейна.

Прямым поисковым признаком месторождений геотермальных вод промышленного значения являются такие концентрации микрокомпонентов, которые могут представлять интерес для химической промышленности. Такими минимальными концентрациями являются: для йода — 100 мг/л; для брома — 250 мг/л; для бора — 300 мг/л; для стронция — 500 мг/л; для лития — 10 мг/л; для цезия — 0,5 мг/л и др.

Кроме прямых поисковых признаков исследованиями А.В. Щербакова [13] выделяются следующие главные предпосылки для поиска геотермальных вод промышленного значения: геоструктурные; гидродинамические; фациально-литологические; геоморфологические; гидрохимические; термобарические; стратиграфические и др.

Благоприятной геоструктурной обстановкой для формирования геотермальных вод промышленного значения являются раскрывающиеся геологические структуры современной вулканической деятельности, предгорных прогибов и межгорных впадин.

С гидродинамической точки зрения важное значение имеет миграция геотермальных вод различного солевого состава. В условиях структурных поднятий, характерных для межгорных впадин и предгорных краевых прогибов, геотермальные воды мигрируют к поднятиям по водоносным горизонтам и тектоническим нарушениям. В глубоких горизонтах миграционные условия служат обогащению геотермальных вод такими микроэлементами, как йод, бор, фтор, цезий и др.

Фациально-литологическими предпосылками геотермальных вод с промышленной концентрацией брома, бора, стронция и лития являются галогенные фации нижнекембрийского, девонского и верхнеюрского возрастов.

Геоморфологические разгрузки геотермальных вод часто приурочиваются к пониженным участкам. Рассолы в месте разгрузки отлагают соляные осадки, иногда замещающие сопряженные породы.

На миграцию микрокомпонентов и переход их из твердой фазы в жидкую большое влияние оказывает химический состав геотермальных вод.

Из-за своей высокой температуры геотермальные воды более насыщены ценными микроэлементами, чем холодные воды. Давление в породах проявляется способностью удерживать в водных растворах летучие компоненты, такие как углекислота, бор, йод, фтор и др.

Геотермальные воды Южно-Каспийского бассейна, по данным исследований А.В. Щербакова и В.И. Дворова [13], могут служить для теплофикации ряда районов (Западно-Туркменского, Кубинского, Кобыстанского, Апшеронского и др.) и как многокомпонентное комплексное сырье для химической промышленности.

Ионно-солевой состав, температура и дебит эксплуатационных скважин Челекена, Небит-Дага, Нефтечалы и других месторождений устойчивы на протяжении нескольких десятков лет. На основании этих данных, а также учитывая непрерывный излив восходящих водных источников и грязевых вулканов на протяжении сотен лет, можно сделать вывод, что запасы геотермальных вод практически неисчерпаемы.

Кроме уже упомянутых микрокомпонентов некоторые геотермальные месторождения, по данным Л.М. Лебедева, характеризу-

ются наличием в геотермальных водах в большой концентрации таких компонентов, как рубидий, цезий, таллий, ртуть, серебро, сурьма, кадмий, цинк, медь, свинец, молибден и др. [13]. При этом концентрации некоторых из этих компонентов позволяют говорить о их промышленной значимости. В Советском Союзе к таким металлоносным гидротермам могут быть отнесены Апапелевские источники на Камчатке, термальные источники острова Кунашир, Гаргинские гидротермы в Прибайкалье и другие месторождения. Наиболее ярким проявлением металлоносных гидротерм является Челекенское йодо-бромное месторождение. Термальные рассолы этого месторождения содержат: 0,5–200 мг/л Pb ; 0,05–1,5 мг/л Cu ; 0,1–8 мг/л Zn ; 0,01–8,5 мг/л Cd ; до 1 мг/л As . В течение года воды этого месторождения выносятся на поверхность: до 300–350 т Pb ; 24–35 т Cu ; 48–50 т Zn ; 18–24 т Cd ; 6–8 т As ; 1200 т B , 7200 т Sr .

Таким образом, извлечение ценных химических элементов из геотермальных вод некоторых месторождений в схеме комплексного использования геотермальных вод является перспективным направлением в промышленном освоении глубинного тепла Земли. Методы извлечения этих элементов являются вопросами химической технологии.

Как уже упоминалось, одним из методов использования минерализованных геотермальных вод в санитарной технике является электролитическое получение гипохлорида натрия для обеззараживания питьевых вод. Исследованиями В.И. Монастырского [13] установлено, что независимо от типа используемых вод получаемые продукты электролиза по бактерицидному действию в основном идентичны жидкому хлору. Техничко-экономические расчеты показывают, что при использовании для этой цели геотермальных вод с минерализацией более 30–50 г/л себестоимость обеззараживания воды реагентом, полученным этим способом, значительно ниже, чем себестоимость обеззараживания жидким хлором. Экономическая эффективность данного метода снижается при применении вод с меньшим солесодержанием. Электролитическое получение гипохлорида натрия может быть рекомендовано для очистных станций производительностью до 5000 м³/сут.

СТАБИЛЬНОСТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД И БОРЬБА С ЗАРАСТАНИЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ

1. СТАБИЛЬНОСТЬ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Основные причины зарастания геотермальных трубопроводов те же, что трубопроводов, транспортирующих обычную пресную воду.

Геотермальные воды, как правило, не содержат взвешенных веществ. Исключение составляют воды горизонтов, представленных песчаниками. В этом случае при разрушении призабойной зоны скважин в геотермальные трубопроводы выносятся кварцевый песок. Учитывая, что наличие песка в воде приводит к быстрому эрозионному разрушению теплопроводов ввиду абразивных свойств песка, его необходимо удалять непосредственно у устья геотермальной скважины. Для этой цели в настоящее время используются различного рода напорные пескочловушки, применяемые в нефтяной промышленности. Гораздо более эффективным средством удаления песка из системы является применение гидрориклонов. Поэтому при использовании стабильных геотермальных вод опасность донных отложений невелика.

Если в геотермальных водах нарушено углекислотно-кальциевое равновесие, то наряду со сплошными карбонатными отложениями наблюдаются донные отложения сцементированного карбоната кальция песка, выносимого из скважины. При этом в нижней части трубопровода слой отложений обычно толще, чем в средней и верхней частях.

Сплошные карбонатные отложения в геотермальных установках и трубопроводах довольно характерны, что очень затрудняет использование таких вод в народном хозяйстве.

Вновь открытое Кизлярское месторождение геотермальных вод (ДАССР), где на ограниченной площади только с четырех скважин по ориентировочным подсчетам можно получить около 10 тыс. м³ геотермальной воды в сутки со средней температурой около 90°C, представлено водами, способными к отложению карбоната кальция, несмотря на то, что они поступают с разных термоводоносных горизонтов. Аналогичные примеры можно привес-

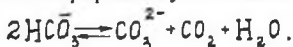
ти по ряду геотермальных скважин Грузии, Камчатки, Новой Зеландии, Венгрии и др.

Осмотр внутренней поверхности трубопроводов говорит о том, что наиболее интенсивные отложения наблюдаются в местах резкого перепада давления (после штуцера, задвижки, на поворотах и т. д.), а также в концевой части трубопровода. Очевидно, в этих местах в результате падения давления происходит вскипание воды с выделением свободной углекислоты, в результате чего углекислотное равновесие нарушается. Из химического анализа видно, что на 75% выпавшие отложения состоят из CaCO_3 , который выпадая, образует плотную и твердую массу, прочно прикрепленную к стенкам труб.

Как показала практика, бугристые коррозионные отложения весьма характерны для геотермальных вод, насыщающихся в процессе эксплуатации кислородом воздуха. Эти отложения состоят в основном из гидроокиси железа и при интенсивной коррозии значительно увеличивают гидравлическое сопротивление трубопроводов. Борьба с бугристыми отложениями тесно связана с вопросами защиты геотермальных установок от коррозии, которые будут рассмотрены в гл. 1У.

Биологические обрастания, очевидно, также могут наблюдаться в трубопроводах геотермальной воды. Учитывая высокую температуру геотермальных вод, этот вид зарастания геотермальных трубопроводов не так опасен. Однако в последнее время имеются указания на то, что в результате деятельности сульфатредуцирующих бактерий, наблюдаются случаи биологической коррозии геотермальных отопительных систем и связанного с этим зарастания трубопроводов.

Расчет стабильности геотермальных вод. В водных растворах углекислых соединений существует динамическое равновесие между различными формами угольной кислоты:



Из этого уравнения следует, что для поддержания в растворе определенной концентрации бикарбонатных ионов требуется, чтобы в воде присутствовало некоторое соответствующее этой концентрации количество свободной углекислоты, называемое равновесной углекислотой.

Для определения способности воды к образованию отложений, или коррозии Ланжелье, предложен индекс насыщенности, или индекс стабильности,

$$i = \rho\text{H} - \rho\text{H}_g,$$

где ρH — показатель концентрации водородных ионов в исследуемой воде; ρH_g — показатель концентрации водородных ионов, соответствующий равновесному насыщению воды карбонатом кальция.

Вывод формулы для определения pH_s основан на уравнении электрической нейтральности растворов углекислых соединений и может быть представлен в виде:

$$pH_s = pK_2 - pS_{CaCO_3} - \lg[Ca^{2+}] - \lg[Ш] - \lg f_{HCO_3} - \lg f_{Ca} \quad (1)$$

Для пресных вод значения всех составляющих уравнения (1) приводятся в литературе [4, 23]. Величины pK_2 и pS_{CaCO_3} являются функцией только температуры. Концентрация катиона кальция в геотермальных водах, как правило, невелика. Во всяком случае, диапазон изменения $[Ca^{2+}]$ от 5 до 500 мг/л является достаточно всеобъемлющим. Щелочность геотермальных вод может быть довольно высока и достигает иногда 60 мг-экв/л.

Из теоретической электрохимии [5, 11] известно, что коэффициент активности ионов в разбавленных растворах можно рассчитать по формуле Дебая – Гюккеля, которая в ходе развития теории растворов в окончательном виде представлена следующим уравнением:

$$\lg f_{\pm} = \frac{h |z^+ z^-| \sqrt{I}}{1 + A \sqrt{I}} + B I, \quad (2)$$

где z – валентность ионов; I – ионная сила раствора; A и B – эмпирические константы;

$$h = \frac{e^2}{2,3 D K T} \sqrt{\frac{8 \pi e^2 N_A d_0}{D K T 1000}};$$

здесь e – заряд данного иона; D – диэлектрическая постоянная при данной температуре; K – константа Больцмана; T – абсолютная температура; N_A – число Авогадро; d_0 – плотность чистого растворителя.

Френк и Томпсон [21] в 1969 г. показали, что зависимость среднего коэффициента активности электролитов $\lg f_{\pm}$ от кубического корня из концентрации

$$\lg f_{\pm} = a - b c^{1/3} \quad (3)$$

оказывается для водных растворов одно-одновалентных солей хорошо применимой в зоне концентраций $C \approx 0,001 \div 0,02$ или 0,05 моль/л, т.е. на всем участке больших разбавлений. Эта зона может быть также успешно охарактеризована теорией Дебая – Гюккеля, содержащей \sqrt{I} или, что то же, \sqrt{C} .

Это противоречие, как справедливо замечает Френк, объясняется четырьмя допущениями:

уравнение (3) имеет физический смысл, а успех уравнения (2) – результат подгонки под эксперимент;

уравнение (2) имеет физический смысл;

ни одно из уравнений не имеет физического смысла;

оба уравнения имеют физический смысл и в основе этого лежит теоретическая связь, пока ускользающая от нас.

Френк останавливается на первой альтернативе, пытаясь обосновать, что в зоне $C = 0 \div 0,001$ соблюдаются формальные соотношения Дебая, а далее ионное облако переходит в псевдорешетку, что приводит к закону корня кубического. Различия в значениях коэффициента δ приписываются им специфическим воздействиям ионов в духе модели Герни.

Как видно из уравнения (3), Френк и Томпсон в своих расчетах в качестве независимой переменной воспользовались не ионной силой раствора I , а концентрацией электролита C и не смогли учесть валентности ионов, поэтому диапазон возможности применения их уравнения относительно мал.

Если в уравнение (3) вместо концентрации C подставить ионную силу I , то зависимость логарифма коэффициента активности от корня кубического из ионной силы раствора I очень хорошо аппроксимируется в прямую линию в диапазоне значений I от 0,001 до 0,2, что соответствует значениям минерализации воды от 0,2 до 15 г/л (рис.6). Значения коэффициента активности ионов при этом могут быть найдены по формуле

$$\lg f = -z^2(0,26\sqrt[3]{I} - 0,015). \quad (4)$$

Аналогичную зависимость можно получить и для средних коэффициентов активности электролита.

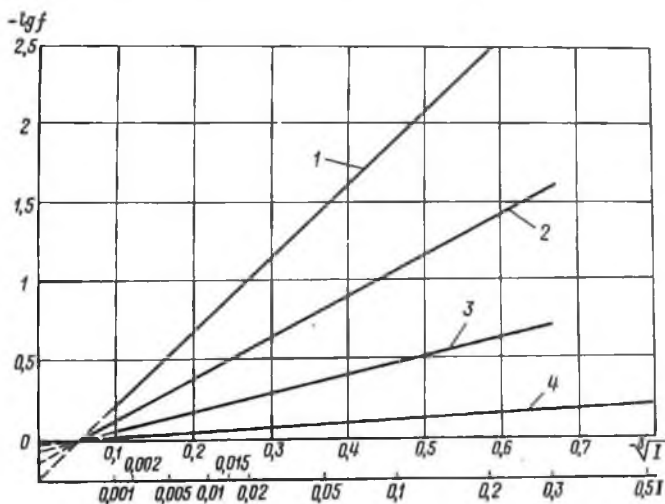


Рис.6. Зависимость коэффициента активности иона от $\sqrt[3]{I}$
 1 — четырехвалентного иона; 2 — трехвалентного; 3 — двухвалентного;
 4 — одновалентного

Найденные по уравнению (4) значения логарифма коэффициента активности соответствуют температуре воды $t = 25^{\circ}\text{C}$. При другом значении температуры необходимо вводить поправку. Пренебрежение температурной поправкой может привести к ошибке, которая достигает 18% от значения коэффициента активности при $t = 25^{\circ}\text{C}$, а по абсолютной величине при подсчете pH_g общая ошибка может достигать 0,14.

Поправочный коэффициент k можно с достаточной степенью точности определить из уравнения

$$k = \frac{e_{gf}}{e_{gf_{25}}} = \frac{D_{25} T_{25} \sqrt{D_{25} T_{25}}}{DT/DT} \quad (5)$$

Значения коэффициента k для различных температур следующие:

$t, ^{\circ}\text{C}$	0	10	20	25	30	40
$k \dots$	0,957	0,972	0,989	1,000	1,008	1,028
$t, ^{\circ}\text{C}$	50	60	70	80	90	
$k \dots$	1,050	1,085	1,112	1,145	1,177	

Таким образом, с учетом температурного коэффициента уравнение (4) примет вид:

$$e_{gf} = -k t^2 (0,26\sqrt[3]{T} - 0,015). \quad (6)$$

Следовательно, можно записать:

$$e_{gf_{\text{MgCO}_3}} = -k t^2 (0,26\sqrt[3]{T} - 0,015) = k (0,015 - 0,26\sqrt[3]{T}); \quad (7)$$

$$e_{gf_{\text{Ca}}} = -k \cdot 2^2 (0,26\sqrt[3]{T} - 0,015) = k (0,06 - 1,04\sqrt[3]{T}). \quad (8)$$

Если щелочность выразить в мг-экв/л, а концентрацию катиона кальция — в мг/л и подставить значения $e_{gf_{\text{MgCO}_3}}$ и $e_{gf_{\text{Ca}}}$ из формул (7) и (8) в уравнение (1), то получим:

$$\text{pH}_g = \text{p}K_2 - \text{p}S_{\text{CaCO}_3} - e_g[\text{Ca}^{2+}] - e_g[\text{Ш}] + k (1,3\sqrt[3]{T} - 0,075) + 7,6. \quad (9)$$

Формулу (9) символически можно записать в виде:

$$\text{pH}_g = f_1(t) - f_2(\text{Ca}^{2+}) - f_3(\text{Ш}) + f_4(I), \quad (10)$$

где $f_1(t)$ — функция температуры воды, без учета того, что коэффициент активности также зависит от температуры:

$$f_1(t) = pK_2 - pS_{CaCO_3};$$

$f_2(Ca^{2+})$ — функция содержания в воде катионов кальция:

$$f_2(Ca^{2+}) = e_g [Ca^{2+}];$$

$f_3(Ш)$ — функция щелочности воды; $f_4(I)$ — функция общего солесодержания воды:

$$f_4(I) = 1,3 \sqrt[3]{I} - 0,075.$$

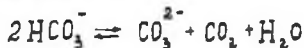
Для практических расчетов нами построен график (рис. 7), аналогичный известному графику И.Э. Апельцина, в диапазоне изменения ионной силы раствора от 0,005 до 0,2.

Для отыскания pH_g алгебраически суммируют значения $f_1(t)$, $f_2(Ca^{2+})$, $f_3(Ш)$ и $f_4(I)$ (см. рис. 7) в соответствии с формулой (10), при этом значение $f_4(I)$, найденное по шкале, следует умножить на поправочный коэффициент k .

Влияние температуры на стабильность геотермальных вод. Возможность отложений карбоната кальция в трубопроводах в очень большой степени зависит от температуры геотермальной воды. При полностью идентичном газовом и химическом составе воды двух термальных источников, но при разных температурах, в одном случае наблюдаются отложения карбоната кальция, а в другом вода стабильна или даже содержит агрессивную углекислоту.

Выяснение зависимости изменения стабильности воды от температуры имеет большое значение для практического использования тепла термальных вод. Так как, проходя через теплообменные аппараты и нагревательные приборы, термальная вода отдает часть своего тепла и температура ее понижается, стабильность геотермальной воды также может измениться.

Теоретически известно [14], что стабильная вода характеризуется углекислотно-кальциевым равновесием, которое может быть выражено системой:



Ca

CaCO₃ — раствор

CaCO₃ — пересыщенный раствор

CaCO₃ — зародыши микрокристаллов

CaCO₃ — кристаллы

Очевидно, что под влиянием охлаждения, начиная с определенной температуры, приведенная выше система будет сдвигаться

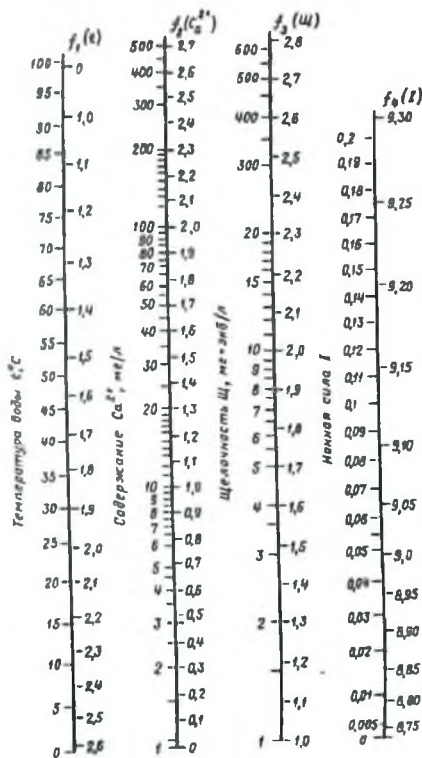


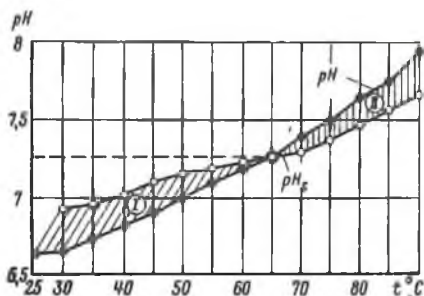
Рис. 7. К определению pH_g геотермальных вод

влево, в сторону образования бикарбонатов, и в воде может появиться уголекислота в количестве, превышающем равновесное.

Для определения характера изменения стабильности воды с понижением температуры были проведены исследования в Кизляре на скважине № 5-Т.

Так как способность воды отлагать карбонат кальция на стенках труб характеризуется индексом стабильности, который представляет собой разность между pH и pH_g , были проведены измерения pH при различной температуре. Для создания условий, близких к естественным, изменение температуры воды достигалось не путем соприкосновения ее с воздухом, в результате чего могло быть сдвинуто уголекислотное равновесие, а охлаждением в прочном стеклянном холодильнике. Это позволило определять pH воды при изменении температуры, оставляя другие параметры не-

Рис. 8. Зависимость стабильности геотермальной воды (сква. № 5-Т) от температуры
 I — зона избыточной агрессивной углекислоты; II — зона отложенной карбоната кальция



измененными. Результаты этих измерений приведены на рис. 8. На том же рисунке приведена зависимость pH_g от температуры, полученная расчетным путем.

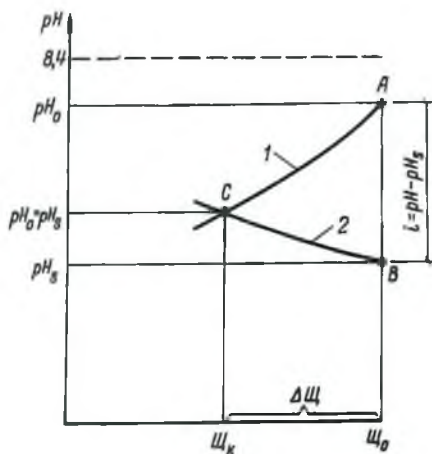
Величина pH_g была определена также и экспериментально для температуры, при которой $pH - pH_g$ ($t = 65^\circ C$). Экспериментальное определение pH_g проводилось в соответствии со стандартной методикой с тем отличием, что перемешивание геотермальной воды с порошком карбоната кальция достигалось при заранее заданной температуре, для чего колба с геотермальной водой и порошком $CaCO_3$ термостатировалась на магнитной мешалке. Величина pH_g определялась после насыщения термальной воды карбонатом кальция в течение 1 ч.

Сопоставление величин pH и pH_g , вычисленных и полученных экспериментально, указывает на достаточную точность расчетного метода. В результате исследований было установлено, что вода стабильна в интервале температур $60-70^\circ C$ (см. рис. 8). Это подтверждается и эксплуатацией системы отопления от указанной геотермальной скважины. Обратный трубопровод с температурой воды $60-70^\circ C$ не обрастает карбонатом кальция при непосредственной подаче термальной воды (минуя вихревые реакторы) в систему отопления. При температуре ниже $60^\circ C$ вода уже содержит агрессивную углекислоту. При тех же условиях подающий трубопровод, в котором геотермальная вода имеет температуру $90-95^\circ C$, очень интенсивно обрастает карбонатом кальция.

2. ВОЗМОЖНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ УСТАНОВОК ОТ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ

При положительном индексе насыщения в водных растворах углекислых соединений концентрация в воде свободной углекислоты меньше равновесной концентрации. В этом случае для компенсации недостатка углекислоты динамическое равновесие углекислых соединений должно сдвигаться влево, в результате чего

Рис.9. Стабилизация воды при подкислении



уменьшается концентрация HCO_3^- и увеличивается концентрация CO_2 и CO_3^{2-} . Ионы CO_3^{2-} реагируют с обычно имеющимися в воде катионами кальция и образуют малорастворимый карбонат кальция, создающий кристаллические отложения на стенках труб.

Очевидно, добиться прекращения этого процесса можно добавлением к воде кислоты (серной или соляной) в количестве, обеспечивающем стабильность воды. При подкислении снижается содержание в воде бикарбонатных ионов и увеличивается концентрация CO_2 . Доза кислоты должна быть подобрана так, чтобы вода стала точно стабильной.

Принцип решения этой задачи можно уяснить из рис. 9. Точка А характеризует показатели исходной необработанной воды, щелочность которой равна Щ_0 , и показатель концентрации водородных ионов pH_0 . Точка В имеет координаты Щ_k и pH_s , а разность ординат точек А и В равна индексу насыщения l . В результате подкисления воды одновременно снижаются щелочность и pH воды, причем закономерность изменения щелочности и pH характеризуется кривой 1. При подкислении воды и снижении ее щелочности происходит увеличение pH_s . Очевидно, вода станет стабильной при значениях щелочности Щ_k и pH , отвечающих точке пересечения кривых 1 и 2, т. е. когда $\text{pH}_0 = \text{pH}_s$.

Другим широко распространенным методом обработки воды для предотвращения зарастания труб карбонатом кальция является добавление в нее гексаметафосфата натрия. Экспериментально доказано, что для этой цели требуется доза гексаметафосфата натрия 1–3 мг/л в пересчете на P_2O_5 . Достаточность столь малых доз гексаметафосфата натрия может быть объяснена тем, что метафосфатные соединения расходуются только на создание тонкого

адсорбционного слоя на микрокристаллах карбоната кальция, а не на полное их растворение.

По литературным данным, эффективность последнего способа падает с повышением температуры. По Гамеру и др. [8], обычно при температуре до 60°C и карбонатной жесткости до 12 мг-экв/л для предотвращения осаждения карбоната кальция достаточно 2 мг/л гексаметафосфата натрия. При более высоких температурах гексаметафосфат натрия гидролизует в ортофосфат, и применять подобную обработку для воды с температурой значительно выше 50°C нецелесообразно из-за опасности появления больших отложений фосфата кальция. Хотя такую обработку и предусматривают при температурах около 80°C, однако скорость разложения реагентов может быть настолько большой, что будет внушать опасения. Наблюдаемые в практике интенсивные отложения карбоната кальция относятся, как правило, к геотермальным водам с температурой более 90°C, поэтому использование фосфатов с целью защиты геотермальных трубопроводов требует постановки специальных экспериментов.

В последние годы для предкотловой подготовки воды находит широкое применение магнитная обработка питательной воды. С целью выявления эффективности такой обработки для геотермальных вод была проведена их пробная магнитная обработка на геотермальной скважине. Воду пропускали через два последовательно соединенных трубчатых постоянных магнита, имеющих пропускную способность 5 м³/ч; скорость движения воды до 1 м/с; плотность магнитного поля в рабочем пространстве 1000 Гс. Длина прибора составляет 360 мм, а его максимальный диаметр 36,5 мм (такой прибор можно использовать при общей жесткости воды не более 4,5 мг-экв/л). Расход воды через эти магниты поддерживался в пределах 1,5–2 м³/ч. Поскольку два магнита были соединены последовательно, расход воды поддерживался более чем в 4–5 раз меньшим паспортной производительности магнитов. Через 10 дней работы установка внутренняя полость магнитов и подводящих труб была забита плотными отложениями карбоната кальция.

Однако делать выводы о неэффективности магнитной обработки геотермальных вод на основании одного опыта было бы преждевременно. Для окончательного решения вопроса необходимо провести дополнительные исследования.

3. СТАБИЛИЗАЦИОННАЯ ОБРАБОТКА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ПОДКИСЛЕНИЕМ

Для пресных вод в литературе [14] приведен метод расчета дозы Д, мг/л, технической серной или соляной кислоты для стабилизационной обработки воды с положительным индексом насыщения, которая определяется по формуле

$$D = 100 \alpha \text{Щ}_0 e / P, \quad (11)$$

где α — вспомогательный коэффициент, зависящий от рН воды и индекса насыщения; e — эквивалентный вес, мг на 1 мг-экв/л, зависящий от вида применяемой кислоты (для $\text{H}_2\text{S O}_4$ $e \approx 49$ мг на 1 мг-экв/л); P — содержание чистого продукта в технической серной или соляной кислоте, %.

Однако, как уже было замечено выше, геотермальные воды ввиду своей повышенной минерализации обладают высокими буферными свойствами, поэтому количество кислоты, рассчитанное по формуле (11), будет меньше того количества, которое необходимо на самом деле для доведения рН воды до рН_г.

Уравнение первой ступени диссоциации угольной кислоты записывается в виде:

$$K_1 = \frac{f_{\text{H}^+} f_{\text{HCO}_3^-} [\text{HCO}_3^-]}{\text{H}_2\text{CO}_3} \quad (12)$$

Подставим в это уравнение значение коэффициента активности из формулы (6) и выразим концентрацию HCO_3^- (равную общей щелочности) и свободной углекислоты в мг-экв/л. Если после этих преобразований прологарифмировать уравнение (12), а затем решить его относительно показателя концентрации водородных ионов, то можно получить следующее выражение:

$$\text{pH} = \text{p}K_1 + \lg(\text{Щ}) + \kappa(0,015 - 0,26\sqrt[3]{I}) + 3,301 - \lg(\text{CO}_2). \quad (13)$$

Уравнение (13) отражает закон изменения кривой 1 (см. рис. 9) при одновременном уменьшении щелочности воды за счет распада бикарбонатов и увеличения в результате того же процесса концентрации свободной углекислоты.

Если концентрацию катионов кальция выразить в мг-экв/л, то уравнение (9) можно записать в виде:

$$\text{pH}_g = \text{p}K_2 - \text{p}S_{\text{CaCO}_3} - \lg(\text{Ca}^{2+}) - \lg(\text{Щ}) + \kappa(1,3\sqrt[3]{I} - 0,075) + 6,3. \quad (14)$$

Уравнение (14) отражает закон изменения рН, соответствующего равновесному насыщению воды, от щелочности. Из анализа этого уравнения видно, что при уменьшении щелочности воды и концентрации кальция в результате распада бикарбонатов рН_г увеличивается. Графически это иллюстрируется кривой 2 (см. рис.9). Распад бикарбонатов иллюстрируется сближением кривых 1 и 2, а конец этого процесса — их пересечением в точке С (когда рН = рН_г).

В конце процесса распада бикарбонатов величина рН воды (рН_г) в соответствии с уравнением (13) определится из следующего выражения:

$$pH^* = pK_1 + \lg(\text{Щ} - x) + \kappa(0,015 - 0,26\sqrt{T}) + 3,3 - \lg(CO_2 - x). \quad (15)$$

Изменение щелочности воды x показывает величину распада бикарбонатов и количество выделившегося осадка $CaCO_3$.

Величина pH_s к концу распада соответственно уравнению (14) определяется выражением

$$pH_s^* = pK_2 - pS_{CaCO_3} - \lg(Ca - x) - \lg(\text{Щ} - x) + \kappa(1,3\sqrt{T} - 0,075) + 6,3. \quad (16)$$

Решив совместно уравнения (15) и (16) и проведя некоторые преобразования, получим:

$$x^3 - (Ca + 2\text{Щ})x^2 + 2(\text{Щ}Ca + \text{Щ}^2 + B)x + (BCO_2 - \text{Щ}^2Ca) = 0. \quad (17)$$

В этом выражении через B обозначена величина, характеризующая содержанием и температурой воды:

$$B = 10^{pK_2 - pK_1 - pS_{CaCO_3} + 3,3 - \kappa(0,09 - 1,56\sqrt{T})} \quad (18)$$

Ввиду того что x является величиной снижения общей щелочности при подкислении воды доза кислоты может быть определена по формуле

$$D = xe. \quad (19)$$

Для примера рассчитаем требуемую дозу кислоты для условий термальной воды скв. № 5-Т в Кизляре. В соответствии с химическим анализом воды данной скважины определим ионную силу раствора по формуле

$$I = \frac{1}{2} \sum c_i z_i^2, \quad (20)$$

где c_i — концентрация ионов, г-ион; z_i — валентность ионов.

Подставив соответствующие значения, найдем, что ионная сила раствора термальной воды скв. № 5-Т равна 0,124.

По формуле (18) вычислим, что для данных условий $B \approx 0,1$ (значения pK_1 , pK_2 и pS_{CaCO_3} для температуры $90^\circ C$ найдены экстраполяцией).

С учетом химического состава воды и найденного значения B уравнение (17) может быть записано в виде:

$$x^3 - 35,3x^2 + 333,3x - 376 = 0. \quad (21)$$

Для функций $y = x^3 - 35,3x^2 + 333,3x - 376$ подсчитаем несколько значений y , задаваясь значениями x :

x	1	1,2	1,5	2
y	-77	-25,6	47,2	155,4

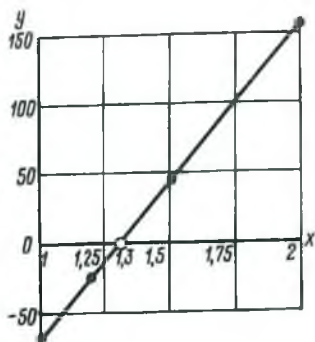


Рис.10. Графическое решение уравнения (21)

На рис. 10 представлено графическое решение уравнения (21), из которого следует, что уравнение удовлетворяет нулю при $x = 1,3$ мг-экв/л.

Требуемую дозу 85%-ной серной кислоты определим по формуле (19):

$$D = 1,3 \cdot 49 \cdot 100 / 85 = 75 \text{ мг/л.}$$

Доза кислоты, рассчитанная для тех же условий по формуле (11), составит 33,4 мг/л, что в 2 раза меньше фактически требуемой. Это расхождение объясняется тем, что коэффициент α , приводимый в соответствующих графиках [14], рассчитан только для пресных вод с минерализацией до 1 г/л. Для вод с большим содержанием, например до 10 г/л, расчет требуемой дозы кислоты для стабилизационной обработки следует вести в указанном выше порядке.

4. ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛИЗАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В ВИХРЕВЫХ РЕАКТОРАХ

Исследование технологического эффекта стабилизационной обработки геотермальных вод в вихревых реакторах. Процессы образования карбоната кальция в геотермальной воде ввиду их высокой температуры идут в несколько раз интенсивнее, чем в холодной воде. Учитывая эту особенность, был исследован метод стабилизационной обработки геотермальной воды в вихревых реакторах. Впервые на возможность стабилизационной обработки воды в вихревых реакторах указал И.Э. Апельцин. Вихревые реакторы обычно находят применение при реагентном умягчении воды известью или известково-содовой смесью.

Для проверки возможности задержания карбоната кальция на загрузке вихревого реактора был изготовлен опытный образец реактора из листовой стали $\delta = 3$ мм следующих размеров: высота реактора $H = 2,5$ м, угол конусности $\varphi = 22^\circ$, диаметр верхней части 1 м и нижней 0,08 м. Вода подавалась в нижнюю суженную часть реактора по тангенциальному патрубку непосредственно из скважины. Как показали наши дальнейшие наблюдения, подвод воды может быть и не тангенциальным, поскольку это практически не влияет на направление и скорость возникающего в реакторе движения смеси воды и загрузки.

На I этапе исследований реактор загружали морским непросеянным песком со средним диаметром загрузки 0,2 мм. Воду в реактор подавали непосредственно из скважины без промежуточной дегазации. Пропускная способность реактора по такой схеме составляла 50–60 м³/сут, увеличение не более 60 м³/сут приводило к выносу песка из реактора, так как вместе с водой из скважины поступали значительные количества пара и газов. Работа вихревого реактора по такой упрощенной схеме показала, что отложение карбоната кальция на загрузке реактора происходит довольно быстро. После 16 сут работы средний диаметр загрузки увеличился с 0,2 до 1,9 мм, причем процесс отложения кристаллов карбоната кальция со временем интенсифицировался.

На основании этих испытаний были сделаны выводы о принципиальной возможности обработки геотермальных вод с целью их стабилизации в вихревых реакторах и применения в качестве загрузки морского песка, так как на его поверхности происходит достаточно быстрая кристаллизация CaCO₃. Сколько-нибудь заметной избирательной способности отлагающихся кристаллов карбоната кальция к какому-либо определенному материалу загрузки при длительных сроках наблюдения не замечалось. Для проверки в реактор загружали куски дерева, каменного угля, фарфора, различных металлов и т. д., в результате толщина слоя отложений при равных сроках испытания была примерно одинаковой. К аналогичным выводам пришли в бальнеотехнике Б.Т. Татаринов и П.А. Нездойминова при исследовании влияния материала труб на скорость солеотложений для минеральных источников на курортах Кавказских минеральных вод.

На II этапе исследований в схему по стабилизационной обработке воды был введен дегазатор. Вода из скважины подавалась в дегазатор, откуда поступала в реактор (рис. 11), который до половины своей высоты загружался промытым просеянным морским песком фракций 0,2–0,32 и 0,32–0,63 мм. По высоте реактора были установлены краны для отбора проб воды и песка. Пропускная способность реактора составляла 60–400 м³/сут. Контроль за ходом процесса стабилизации осуществлялся в основном по данным анализов воды на общую щелочность и концентрацию катионов. Результаты измерений кальциевой жесткости и общей щелочности были эквивалентны. Поскольку первоначальная концентра-

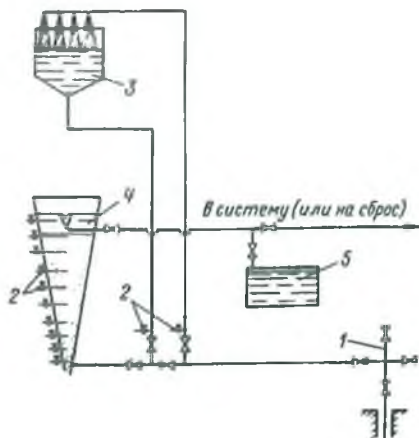


Рис.11. Экспериментальная полупроизводственная установка по обработке воды в вихревых реакторах
 1 — скважина; 2 — краны для отбора проб; 3 — дегазатор; 4 — вихревой реактор; 5 — мерная емкость

ция катионов кальция колебалась от 0,9 до 1,4 мг-экв/л, а щелочность — от 16 до 17 мг-экв/л, то контроль за ходом процесса удобней было вести по изменению относительной величины кальциевой жесткости.

В результате экспериментов было установлено, что в вихревом реакторе при работе по данной схеме удастся снизить содержание катионов кальция до 40–60% их первоначальной концентрации. Это снижение жесткости соответствует уменьшению общей щелочности на 0,5–0,8 мг-экв/л. Было отмечено, что при большей первоначальной концентрации катионов кальция процесс идет более интенсивно (рис. 12). Суммарная площадь поверхности загружаемого песка фракции 0,2–0,32 м почти в 2 раза больше, чем площадь поверхности песка фракции 0,32–0,63 мм, поэтому процесс отложения карбоната кальция в первом случае идет значительно более интенсивно, чем во втором (рис. 13). Изменение расхода воды от 60 до 400 м³/сут на глубине задержания карбоната кальция не сказывается.

При осмотре внутренней поверхности сбросного трубопровода от вихревого реактора после более чем трехмесячной непрерывной работы зарастания карбонатом кальция не наблюдалось.

Значительные трудности при проведении экспериментов представляло то, что трубопровод от дегазатора периодически зарастал кристаллами CaCO₃ и требовал регулярной очистки. Поэтому в дальнейшем были проведены испытания такой установки, конструкция которой позволяет осуществлять двухступенчатую обработку геотермальной воды в вихревых реакторах. Вихревой поток I ступени играл одновременно роль и дегазатора; для предотвращения выноса потоком воды и газа контактной массы он за-

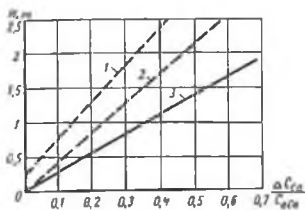


Рис. 12. Зависимость снижения концентрации кальция от высоты вихревого реактора
 1 — при начальной концентрации кальция 0,91 мг-экв/л; 2 — то же, 1,15 мг-экв/л; 3 — то же, 1,4 мг-экв/л

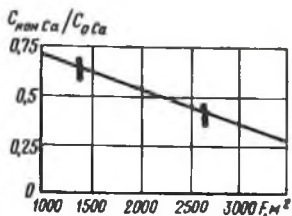


Рис. 13. Зависимость относительной концентрации кальция от площади поверхности загрузки F

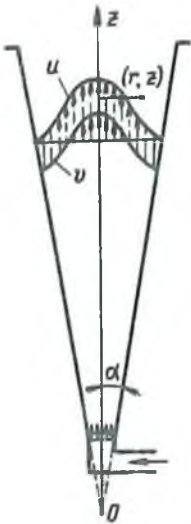
гружался песком более крупной фракции (0,32–0,63 мм). Реактор II ступени загружался песком фракции 0,2–0,32 мм.

В результате опытов было установлено, что в основном снижение кальциевой жесткости заканчивается в реакторе I ступени, реактор же II ступени служит для более глубокого удаления из воды карбоната кальция. При работе по такой схеме было достигнуто снижение щелочности исходной воды на 0,7–1,2 мг-экв/л, что указывает на то, что вода после реакторов была практически стабильна. Кальциевая жесткость уменьшалась до 0,24–0,4 мг-экв/л, что близко к теоретическому пределу растворимости углекислого кальция при данной температуре. При таких показателях практически исключается отложение солей в геотермальных трубопроводах и системах.

Гидродинамический расчет вихревых реакторов. Совершенно очевидно, что с увеличением площади поверхности загрузки эффективность работы вихревых реакторов будет выше. Но с другой стороны, при увеличении количества загруженной контактной массы выше определенного предела последняя будет выноситься потоком воды из вихревого реактора. В п. 6. 27 СНиП П-31-74 указано, что в качестве загрузки вихревых реакторов следует применять кварцевый песок или мраморную крошку с размером зерен 0,2–0,3 мм из расчета 10 кг на 1 м³ объема реактора. Значительно большая норма загрузки рекомендуется И.Э. Апельциным и Г.К. Максимовичем в работе [6], где указывается, что реактор заполняется контактной массой на 0,5 высоты реактора, а это в 5–10 раз выше нормы, рекомендуемой СНиП.

Пропускная способность реактора, согласно рекомендациям СНиП П-13-74, определяется по углу конусности реактора ($\varphi = 15\text{--}20^\circ$) и скорости восходящего потока воды, которая на

Рис. 14. К гидродинамическому расчету вихревых реакторов



уровне сборного устройства должна приниматься 4–6 мм/с. По зарубежным данным [8], пропускная способность реактора определяется по времени пребывания воды в реакторе (10–15 мин), что почти в 3 раза менее пропускной способности, рассчитанной по скорости восходящего потока. Такие разноречивые сведения объясняются прежде всего недостаточной изученностью закономерностей распределения загрузки по высоте реактора при различных исходных условиях.

Для выяснения закономерности распределения загрузки по высоте реактора и предельной величины количества загружаемой контактной массы были проведены некоторые теоретические и экспериментальные исследования.

Пусть в коническом реакторе с углом конусности $\varphi = 2\alpha = 22^\circ$, расположенном вертикально, движется вода с расходом Q . Вода подается снизу через круглое отверстие диаметром D , отбор воды происходит в верхней части реактора (рис. 14). Реактор загружен контактной массой со средним диаметром зерен d . С течением времени в каждой точке реактора установится определенная концентрация контактной массы, которая будет совершать циркуляционное движение в вертикальной плоскости. Движение воды вследствие малой величины диаметра D и высокой входной скорости будет носить турбулентный струйный характер. В соответствии с теорией турбулентных струй [1] осесимметричная струя имеет вид конуса с углом $4\text{--}5^\circ$, а угол конусности реактора обычно бывает в 2–3 раза больше указанной величины.

Выберем начало координат 0 в воображаемой вершине конуса и направим ось Oz вертикально вверх. Обозначим: вертикальную составляющую скорости воды u , вертикальную составляющую скорости песка v , объемную концентрацию контактной массы C и радиальную координату r . Поскольку нами рассматривается установившееся движение, то составляющие скорости u и v , а также и концентрация C являются функциями z и r и не зависят от времени. Нас интересует лишь среднее значение контактной массы на каждом уровне z , поэтому будем считать, что концентрация зависит лишь от z и не зависит от радиальной координаты r , т. е. $C = C(z)$.

Вертикальная составляющая скорости воды, согласно теории турбулентного перемешивания Рейхардта [1],

$$u = u_0 \left(1 - \frac{z^2}{4k^2 z^2} \right), \quad (22)$$

где u_0 — осевая скорость; k — экспериментальная постоянная, характеризующая расширение струи; по данным Рейхардта, для осесимметричной струи воды $k = 0,072$.

Осевую скорость u_0 найдем из условия сохранения количества движения (потери на трение около стенок пренебрегаем). Общее количество движения складывается из количества движения воды и количества движения контактной массы. Количество движения любой механической системы равно произведению всей его массы и скорости центра массы. При циркуляционном движении контактной массы центр массы остается на месте, следовательно, скорость центра массы равна нулю, поэтому и количество движения всей контактной массы равно нулю.

Таким образом, количество движения в каждом сечении конуса равно количеству движения поступающей воды:

$$K = \int_0^{\infty} 2\pi r dz \rho u (1-C) u = \rho Q u_n = \frac{4Q^2 \rho}{\pi D^2}, \quad (23)$$

где K — количество движения; u_n — входная скорость; $\rho u(1-C)$ — масса воды, проходящей в единицу времени через единицу площади.

Ввиду того что вертикальная составляющая скорости воды с увеличением z очень быстро стремится к нулю, вполне приемлемо проводить интегрирование до $z = \infty$. Подставим выражение (22) в равенство (23). Тогда

$$2\pi(1-C)u_0^2 \int_0^{\infty} \frac{z^2}{4k^2 z^2} z dz = 2\pi(1-C)u_0^2 k^2 z^2 = \frac{4Q^2}{\pi D^2},$$

откуда для осевой скорости имеем

$$u_0 = \frac{Q}{\pi D k z} \sqrt{\frac{2}{1-C}}. \quad (24)$$

Поскольку контактная масса находится во взвешенном состоянии, она будет также двигаться вместе с водой с некоторым отставанием, зависящим от координаты z . Примем вертикальную составляющую скорости песка

$$v = v_m e^{-\frac{z}{4k_1^2 z^2}} - W, \quad (25)$$

где k_1 — новая постоянная; v_m и W — скорости, зависящие лишь от координаты z ; ниже будет видно, что v_m — осевая скорость воды, а W — относительная скорость оседания зерен загрузки.

Закономерности взвешенного слоя были найдены д-ром техн. наук Д.М. Минцем [20]. Им же было установлено, что величины

$$\zeta = \frac{\Delta \rho g m^3 \alpha}{\rho \beta \mu^2} \quad \text{и} \quad Re = \frac{\rho u}{(1-m)\mu} \frac{\alpha}{6\beta}$$

[где ζ — коэффициент сопротивления; $\Delta \rho$ — разность между плотностью частицы и плотностью жидкости; $\Delta \rho = \rho_1 - \rho$ (здесь ρ_1 — плотность частицы); g — ускорение свободного падения; ρ — плотность жидкости; m — пористость взвешенного слоя; μ — вязкость жидкости; β — отношение поверхности зерна к поверхности равновеликого шара ($\beta > 1$)] для взвешенного слоя связаны однозначной зависимостью.

Зависимость коэффициента сопротивления от числа Рейнольдса представлена на рис. 15, из которого видно, что для небольших

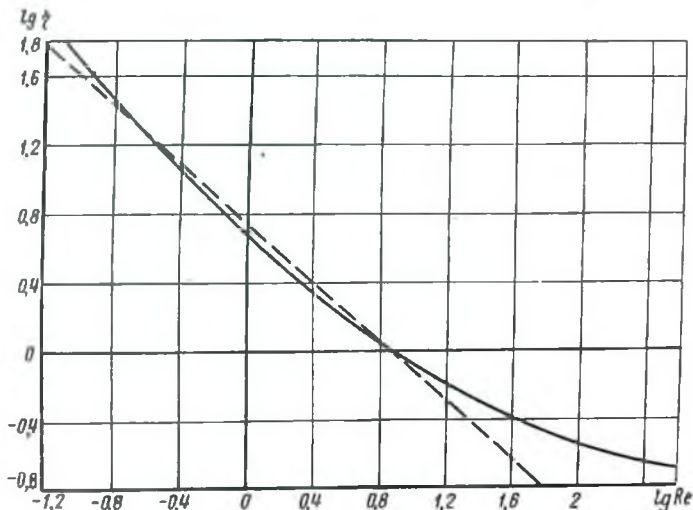


Рис.15. Зависимость коэффициента сопротивления от числа Рейнольдса

чисел Рейнольдса ($Re \leq 10$) эта зависимость в логарифмических координатах имеет вид прямой линии: $\lg Re + \lg z = 0,7$ или $Re z = 5$.

Подставив вместо чисел Re и z их значения, эту же зависимость можно представить в виде:

$$u = \frac{\Delta \rho g d^2}{180 \mu} \frac{(1-C)^3}{C}$$

В нашем случае вместо скорости движения воды u нужно подставить относительную скорость $u - v$. Следовательно,

$$u - v = \frac{\Delta \rho g d^2}{180 \mu} \frac{(1-C)^3}{C} \quad (26)$$

Из формулы (26) видно, что относительная скорость зависит от концентрации $C=C(z)$ и не зависит от радиальной координаты z . Это значит, что $v_m = u_0$, $k_1 = k$, и для скорости контактной массы можно записать:

$$v = u_0 e^{-\frac{z^2}{4k^2 z^2}} - W; \quad (27)$$

$$u - v = w(z).$$

Найдем относительную скорость $W(z)$ из условия, что расход песка через каждое сечение $z = \text{const}$ равен нулю для любого z . Это условие может быть записано в виде:

$$\int_0^{z \lg d} 2\pi z dz C v = 0. \quad (28)$$

Подставим скорость контактной массы из формулы (27) в формулу (28). Концентрацию C и число π можно вынести и сократить:

$$u_0 = \int_0^{z \lg d} \frac{z^2}{4k^2 z^2} d(z^2) - W_0 \int_0^{z \lg d} d(z^2) = 0.$$

Проведя интегрирование, найдем:

$$W = \frac{u_0^2}{z^2 \lg^2 d} \frac{z^2}{4k^2 z^2} e^{-\frac{z^2}{4k^2 z^2}} \Big|_0^{z \lg d} = \frac{4k^2 u_0}{\lg^2 d} = \frac{4\sqrt{2} k Q}{\pi D \lg^2 d z \sqrt{1-C}} \quad (29)$$

Используем условия взвешенности Д.М. Минца. Подставим выражение (29) в уравнение (26):

$$\frac{4\sqrt{2} k Q}{\pi D \lg^2 d z \sqrt{1-C}} = \frac{\Delta \rho g d^2}{180 \mu} \frac{(1-C)^3}{C}$$

Из этого соотношения можно найти z как функцию концентрации, т. е.

$$z = \frac{720\sqrt{2} \mu k Q}{\pi \Delta \rho g D d^2 \lg^2 d} \frac{C}{(1-C)^{3,5}}, \quad (30)$$

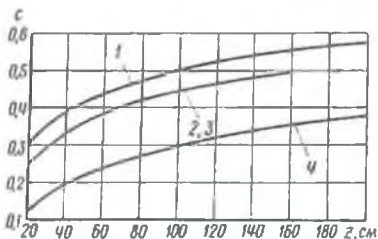


Рис.16. Зависимость объемной концентрации контактной массы от высоты вихревого реактора при температуре в нем 90°C

1 — $Q = 7,5 \text{ м}^3/\text{ч}$; $d = 0,3-0,63 \text{ мм}$; 2 — $Q = 5 \text{ м}^3/\text{ч}$, $d = 0,2-0,32 \text{ мм}$; 3 — $Q = 12,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, $d = 0,3-0,63 \text{ мм}$; 4 — $Q = 17,1 \text{ м}^3/\text{ч}$, $d = 0,2-0,32 \text{ мм}$

где k — экспериментальная постоянная, учитывающая расширение струи в условиях взвешенного слоя.

Экспериментальная часть работы производилась на установке, показанной на рис. 11. В результате обработки экспериментальных данных была найдена величина экспериментального коэффициента $k = 0,0065$. Уменьшение более чем в 10 раз по сравнению с величиной k для осесимметричной струи однофазной жидкости можно объяснить тем, что в условиях взвешенного слоя значительная часть первоначального количества движения расходуется на циркуляцию песка в реакторе.

На рис. 16 представлены кривые зависимости концентрации C по высоте реактора z рассчитанные по формуле (30). Там же приведены экспериментальные значения $C = C(z)$. Таким образом, экспериментальные данные подтверждают правильность принятой теории расчета вихревых реакторов.

На основании уравнения (30) можно рассчитать верхнюю границу взвешенного слоя в зависимости от количества загруженного песка. Количество загрузки, соответствующее заданной верхней границе взвешенного слоя, будем называть предельной загрузкой. Очевидно, что предельная загрузка найдется как определенный интеграл от концентрации C по высоте z . Поскольку величина C из уравнения (30) может быть найдена только численным методом, получить явную форму для определения загрузки не представляется возможным. Рассмотрим способ численного расчета концентрации контактной массы и предельной загрузки по высоте реактора. (Практические расчеты удобнее всего проводить на ЭВМ.)

Для уменьшения количества рассчитываемых вариантов обозначим:

$$N = \frac{M Q}{\Delta \rho g \Pi d^2} \quad (31)$$

Тогда уравнение (30) представится в виде:

$$z = 2,14 \frac{N}{\lg^2 d} \frac{C}{(1-C)^{3,5}} \quad (32)$$

Воспользовавшись методом Ньютона для нахождения корней уравнения $\varphi(C) = 0$, который состоит в нахождении последовательных приближений по формуле

для нашей задачи имеем:

$$C_{n+1} = C_n - \frac{\varphi(C_n)}{\varphi'(C_n)},$$

$$C_{n+1} = C_n + \frac{3,25 C_n^2 - 2,14 N c t g^2 \alpha C_n}{3,57(1-C_n)^{2,5} + 2,14 N c t g^2 \alpha}, \quad (33)$$

где для нулевого приближения C_0 можно принять значение 0,1.

По формуле (33) была составлена программа на языке MOST-2 для ЭВМ "Одра 1204" и получены значения концентрации для значений N , равных 0,1; 0,3; 0,5; 1; 1,5; 2; 1,5; 3; 5; 7; 10; 15 см, и углов конусности $\varphi = 2 \alpha$, равных 18, 20, 22, 24, 26° при шаге по высоте $\Delta Z = 10$ см.

Предельная нагрузка на данную высоту Z определяется, очевидно, из формулы

$$G = \pi \rho_i t g^2 \alpha \int_{Z_0}^Z c x^2 dx, \quad (34)$$

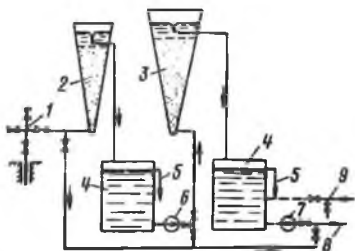
где Z_0 — расстояние от воображаемой вершины конуса до входного отверстия; ρ_i — плотность частиц контактного вещества.

Вычисление определенного интеграла проводилось по формуле Симпсона для тех же вариантов с шагом $\Delta Z = 10$ см на ЭВМ "Одра 1204". В результате проведенных вычислений были получены таблицы для гидродинамического расчета вихревых реакторов. На основании табличных данных построены графики (см. приложение), по которым также можно определить концентрацию массы на заданной высоте реактора Z и предельную нагрузку.

Практическое применение стабилизационной обработки геотермальных вод в вихревых реакторах. На основании проведенных исследований был разработан проект и построена установка по стабилизационной обработке воды в вихревых реакторах. Пропускная способность первой очереди установки составляла $Q =$

Рис.17. Принципиальная схема обработки воды в вихревых реакторах

1 — геотермальная скважина; 2, 3 — реакторы соответственно I и II ступени; 4 — сборные емкости; 5 — сброс в канализацию; 6, 7 — насосы соответственно I и II ступени; 8 — прямой трубопровод системы отопления; 9 — обратный трубопровод системы отопления



≈ 200 м³/сут. Была принята двухступенчатая схема обработки геотермальных вод в вихревых реакторах, причем вода из реакторов I степени подавалась в реакторы II степени насосом. Это было сделано для того, чтобы на стадии опытной эксплуатации избежать значительных капитальных затрат, связанных со строительством высокой эстакады для установки реакторов I степени с целью создания достаточного гидростатического напора (как показали исследования, на вводе в реактор необходимо иметь напор на 3—4 м выше уровня зеркала воды в реакторе). Принципиальная схема обработки воды на скв. 5-Т в Кизляре представлена на рис. 17.

Как показали наблюдения, в течение отопительного периода 1970/71 г. установка работала удовлетворительно. После окончания отопительного периода совместно с работниками Кизлярского управления коммунального хозяйства было проведено обследование системы отопления здания детского сада в жилом районе "Черемушки". С этой целью были демонтированы и вскрыты стояки системы отопления и нагревательные приборы (радиаторы). Обследование показало, что на внутренней поверхности трубопроводов и радиаторов видимых отложений карбоната кальция не наблюдается.

В дальнейшем работниками Кавказского промышленного управления по использованию глубинного тепла Земли были проведены исследования по использованию в качестве загрузки реакторов деревянных реек, металлических стержней и других материалов. Установка до настоящего времени работает нормально.

В заключение необходимо сказать, что в качестве апробированных в настоящее время методов стабилизационной обработки геотермальных вод могут быть рекомендованы подкисление воды и обработка воды в вихревых реакторах. Область применения этих методов должна определяться технико-экономическим расчетом.

КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД И ЗАЩИТА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ УСТАНОВОК ОТ КОРРОЗИИ

1. КОРРОЗИОННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД НА МЕТАЛЛ

Как уже отмечалось выше, геотермальные воды имеют весьма разнообразный состав как по отдельным химическим компонентам, так и по общей минерализации и температуре. По данным наблюдений за химическим составом вод наиболее характерных скважин, эксплуатируемых в настоящее время Кавказским промышленным управлением, установлено, что преобладающими по своему содержанию являются воды с сухим остатком 3–7 г/л хлоридно-натриевого, гидрокарбонатно-хлоридно-натриевого и хлоридно-сульфатно-натриевого состава. Воды, как правило, относятся к слабощелочным с $\text{pH} \pm 7,1-8,5$. Температура колеблется от 50 до 100°C. Однако основная группа вод имеет температуру в довольно узком диапазоне — от 50 до 65°C.

Наличия кислорода в геотермальных водах не отмечено. Из растворенных газов почти во всех геотермальных водах обнаружены сероводород от 2 до 8 мг/л и свободная углекислота от 10 до 60 мг/л. Кроме того, в большинстве вод содержатся такие микроэлементы, как йод и бром, оказывающие определенное воздействие на процессы коррозии. По наличию солей жесткости геотермальные воды, как правило, относятся к мягким водам и водам со средней жесткостью, причем ввиду высокой щелочности вод вся жесткость является карбонатной. Многолетние наблюдения за химическим составом вод показали, что с течением времени он не претерпевает существенных изменений.

Геотермальные воды имеют повышенное содержание хлоридов (1000–3000 мг/л). Как показали исследования А.Ф. Богачева, скорость коррозии в среде геотермальных вод, содержащих сероводород, достигает максимальной величины начиная с концентрации хлор-иона 1,5–3 г/л; дальнейшее увеличение концентрации хлоридов приводит к уменьшению коррозии [3]. Рассматриваемая группа геотермальных вод, в частности Махачкалинской площади, относится именно к таким водам, где по содержанию хлоридов должен наблюдаться максимум коррозии.

Величина рН — одна из важнейших характеристик природных вод, и при решении вопроса об агрессивности воды величина концентрации водородных ионов имеет определенное значение.

Все природные воды содержат определенные количества ионов Ca^{2+} и HCO_3^- , которые при известных условиях способны создать на поверхности металла экранирующие пленки, тормозящие дальнейшую коррозию металла. В процессе образования этих пленок существенную роль играет выпадение карбоната кальция под влиянием "пристенной" щелочности вблизи катодных участков. Даже при отсутствии видимой окисно-меловой защитной пленки вода, содержащая ионы Ca^{2+} и HCO_3^- , с повышением рН блокирует часть катодной поверхности осаждаемым карбонатом кальция, ослабляя течение процесса, несмотря на уменьшение анодной поверхности. В этих условиях с повышением рН воды быстро снижается скорость коррозии. Содержащиеся в природных водах силикаты и фосфаты также могут участвовать в торможении катодных реакций.

Для растворов NaCl (с концентрацией 3 г/л), не содержащих кислород, в присутствии сероводорода 10÷20 мг H_2S на 1 л А.Ф. Богачевым [3] были получены данные, свидетельствующие о том, что при рН = 7,5 ÷ 8,5 наблюдается максимум скорости коррозии. В исследованном интервале рН = 5,5 ÷ 10 можно выделить три области: слабокислая рН < 6,5 — с большой скоростью коррозии; нейтральная рН = 6,5 ÷ 7,5 — с умеренной скоростью коррозии; щелочная рН > 7,5 — с резким усилением скорости коррозии при рН = 7,8 ÷ 8,5 и замедлением при рН > 8,5. Однако данные этих испытаний не могут быть перенесены на процесс коррозии в геотермальных водах, так как кроме хлористого натрия в них всегда содержится то или иное количество ионов Ca^{2+} и HCO_3^- , которые при повышении рН способны образовывать защитную пленку из карбоната кальция.

Большое влияние на коррозию металлов оказывают как растворенные, так и свободно выделяющиеся из геотермальных вод газы. Геотермальные воды, как правило, содержат в значительных количествах свободную углекислоту и некоторое количество сероводорода. Кроме того, из пластов вместе с водой выносятся метан, азот и другие газы. Наибольший интерес, с точки зрения влияния на коррозию, представляют углекислый газ и сероводород.

В настоящее время нет единого мнения о минимальном количестве H_2S , которое представляет реальную угрозу для целостности металла. Преобладающей формой коррозионных разрушений в сероводородной среде является общая коррозия с постепенным разъеданием металла, образованием больших язв и большого количества осадка сульфида железа FeS . В присутствии кислорода происходит окисление сульфидов с образованием окислов железа и свободной серы: $2\text{FeS} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{FeO} + 2\text{S}$. При этом цвет осадка изменяется от черного до рыжего.

По мнению большинства исследователей, при одновременном присутствии в среде сероводорода и уголекислоты последняя оказывает лишь действие, стимулирующее сероводородную коррозию.

В литературе имеются данные по исследованию совместного влияния на процесс коррозии кислорода и двуокиси углерода при t , равной 60 и 90°C. В результате проведенных экспериментальных работ установлено: растворы при $t = 60^\circ\text{C}$, содержащие кислород, вызывают коррозию, в 6–10 раз большую, чем двуокись углерода, при той же мольной концентрации (сравнительный эффект двуокиси углерода больше при низких концентрациях газов); двуокись углерода при $t = 90^\circ\text{C}$ вызывает коррозию, почти на 20% большую, чем растворы, содержащие кислород.

Коррозия от воздействия раствора, содержащего уголекислоту и кислород, будет на 10–40% выше коррозии от воздействия растворенных газов, действующих по отдельности. Наблюдаемое увеличение коррозии будет больше при низких отношениях концентрации кислорода к концентрации уголекислого газа. Это объясняется природой продуктов коррозии: при высоком отношении кислорода к двуокиси углерода слой гидратированной окиси железа служит барьером для обоих газов, его отсутствие при низких отношениях увеличивает относительное количество кислорода, диффундирующего к поверхности металла, и соответственно общую коррозию.

Исследования Б.И. Курсановой и В.В. Константиновой были специально посвящены вопросу влияния растворенных газов на агрессивность минерализованных геотермальных вод [16, 17]. Исследования проводились в лабораторных условиях на искусственно приготовленных минерализованных водах с концентрацией от 1 до 4 г/л. Определялось как влияние отдельных коррозионно опасных газов, так и их совместное воздействие. Для принятых типов вод было установлено, что коррозия стали марки Ст 3 при совместном воздействии кислорода и сероводорода меньше, чем при воздействии каждого из компонентов в отдельности. По мнению авторов, это происходит вследствие окисления сероводорода кислородом. При совместном воздействии сероводорода и уголекислоты наблюдается еще большее снижение коррозии по сравнению с действием каждого компонента в отдельности, что может являться результатом образования на стали в системе $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ защитных сульфатных пленок.

Эффект от совместного воздействия уголекислоты и кислорода при $t = 20^\circ\text{C}$ примерно в 2 раза меньше, чем от воздействия каждого из этих газов в отдельности. С повышением температуры до 70°C скорость коррозии стали марки Ст 3 в воде этого состава резко возрастает, достигая 0,5 мм/год: температура повышает степень гидролиза бикарбонатов, а следовательно, и концентрацию уголекислоты, способной разрушать защитные пленки. Наибольшая коррозия стали марки Ст 3 при 20°C наблюдается при сов-

местном воздействии H_2S , CO_2 и O_2 . При $t = 70^\circ\text{C}$ в этом варианте скорость коррозии равна 0,41 мм/год – несколько ниже, чем при совместном воздействии CO_2 и O_2 (0,5 мм/год). Это объясняется, вероятно, тем, что в результате реакции с сероводородом концентрация кислорода снижается. Тройную смесь растворенных газов в этом случае можно рассматривать как смесь углекислоты с меньшим количеством кислорода.

Вообще же имеющиеся в литературе сведения о совместном влиянии газов на скорость коррозии весьма разноречивы. Так, присутствие в воде углекислоты и кислорода ускоряет коррозию стали – процесс идет с кислородной и водородной деполяризацией. При повышении температуры воды эти процессы ускоряются, при повышении pH до 9 выделение водорода практически полностью прекращается [2]. Присутствие в воде инертных газов (например, метана), уменьшая растворимость кислорода, замедляет коррозию.

В известном противоречии с исследованиями Б.И. Курсановой и Е. В. Константиновой находятся данные, полученные другими авторами [22, 26]. Было установлено, что наибольшая скорость коррозии стали и меди наблюдается в воде, содержащей смесь воздуха и сероводорода. Это объясняется действием кислорода на сульфидную пленку, при котором освобождается сера, вновь реагирующая с металлом. По данным В.Ф. Негреева, скорость коррозии стали в натуральной минеральной воде под воздействием смеси воздуха и сероводорода примерно в 10 раз больше, чем при продувании воды одним воздухом.

Температура вод весьма сильно влияет на коррозионный процесс. Установлена определенная зависимость между температурой и химическим составом вод. При повышенной температуре воды могут быть отложения карбоната кальция ввиду того, что возможен сдвиг углекислотного равновесия в сторону выпадения из воды CaCO_3 . Для растворов с различной концентрацией солей при изучении влияния температуры на скорость коррозии получен четко выраженный максимум скорости коррозии. Температура, соответствующая этому максимуму, у разных авторов для различных сред колеблется в диапазоне 60–80°C.

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Определить коррозионную агрессивность группы термальных вод по единичному коррозионному испытанию не представляется возможным.

Поскольку химический состав геотермальных вод неустойчив (при стоянии и транспортировании нарушается равновесие между отдельными компонентами воды), проведение коррозионных исследований в лабораторных условиях может привести к весьма

искаженным результатам. Поэтому для получения точных данных о кинетике коррозионного процесса испытания необходимо проводить в естественных условиях. Таким испытаниям подвергали в основном обычные конструкционные стали (Ст 3 и "Сталь 10") и для сравнения в некоторых случаях испытывали латунные образцы. Для выявления коррозионной агрессивности геотермальных вод испытания проводили почти на всех эксплуатируемых геотермальных скважинах Дагестана (площади Махачкалинская и Избербашская). На скважинах и геотермальных установках с наиболее характерным составом вод с целью изучения кинетики коррозионного процесса скорость коррозии стали определяли во времени.

При прохождении геотермальных вод по системам горячего водоснабжения и отопления изменяются их физико-химические свойства: удаляются углекислота, сероводород и сопутствующие газы, в резервуарах вода насыщается кислородом воздуха, понижается температура. В связи с этим испытываемые образцы устанавливали как на оборудовании в устье скважин, так и на напорной линии насосов после сборных резервуаров. Кроме того, для выявления скорости коррозии в воде с незначительной скоростью течения образцы металла устанавливали непосредственно в резервуарах. Скорость коррозии определяли массовым методом. Регулярно проверяли химический состав воды и растворенных газов, а также концентрацию в воде растворенного железа. Для наиболее характерных для районов Дагестана геотермальных вод производили химический анализ продуктов коррозии.

На основании анализа данных, полученных в период исследований, можно сделать некоторые общие выводы об агрессивности среднеминерализованных геотермальных вод с содержанием до 10 г/л.

1. Агрессивность геотермальных вод объясняется в первую очередь наличием в воде в растворенном состоянии таких газов, как сероводород и углекислота.

2. Изменение минерализации воды от 3 до 8 г/л на скорости коррозии стали не сказывается.

3. Увеличение содержания хлоридов ускоряет коррозию стали в геотермальной воде.

4. Медные сплавы в геотермальных водах с минерализацией 2–8 г/л, с содержанием до 8 мг/л H_2S и до 50 мг/л CO_2 отличаются повышенной устойчивостью по сравнению с углеродистой сталью, а следовательно, оборудование, изготовленное из медных сплавов, будет достаточно устойчиво в водах всех типов.

5. Воды с преобладанием аниона SO_4^{2-} , с содержанием сероводорода до 1 мг/л и углекислого газа до 10 мг/л в коррозионном отношении не опасны и могут непосредственно подаваться в системы теплоснабжения.

6. Скорость коррозии углеродистой стали в геотермальной воде с преобладанием аниона SO_4^{2-} , с содержанием H_2 1,5–2 мг/л и

CO_2 30–50 мг/л колеблется от 0,1 до 0,15 мм/год.

7. Такую же скорость коррозии можно наблюдать в водах с преобладанием хлор-иона, но при содержании CO_2 20–25 мг/л. При большем содержании углекислого газа (от 35 мг/л и выше) и содержании сероводорода до 3 мг/л скорость коррозии стали марки Ст 3 возрастает до 0,3–0,35 мм/год.

8. Наибольшая скорость коррозии наблюдается при содержании сероводорода от 3 до 8 мг/л. Вполне вероятно, что в этом интервале находится та минимальная концентрация сероводорода, при которой резко увеличивается скорость коррозии стали при отсутствии других агрессивных газов.

Для уточнения влияния отдельных составляющих агрессивной среды и характера коррозионного процесса были поставлены специальные коррозионные испытания. На Махачкалинском месторождении в качестве опорной была принята скважина, химический состав вод которой является средним для вод скважин, эксплуатирующих чокракский горизонт.

В период испытаний вода из скважины под собственным давлением поступала в резервуары на термораспределительной станции (ТРС), в которых удалялись свободная углекислота и частично сероводород. Одновременно вода насыщалась кислородом. Из резервуаров воду насосами подавали в систему горячего водоснабжения (принципиальная схема использования воды на ТРС представлена на рис. 4,б).

Для исследования причин коррозии постоянно брали пробы воды на химический анализ из устья скважины и из напорной линии насосов. Кроме того, регулярно производили анализ воды на содержание растворенных газов. Всего в общей сложности было проведено около 200 анализов на содержание в воде сероводорода, углекислоты и кислорода.

Состав растворенных газов в геотермальной воде непосредственно на скважине был более или менее стабильным и колебался в следующих пределах: 25–70 мг/л CO_2 и 1,5–3,2 мг/л H_2S ; кислород отсутствовал. В воде после регулирующих резервуаров на ТРС состав растворенных газов зависел от целого ряда факторов: системы дегазации, температуры наружного воздуха, количества подаваемой воды, степени равномерности отбора воды потребителем, начального содержания в воде растворенных газов и др. Средний состав растворенных газов в геотермальной воде напорной линии насосов: 0–35 мг/л CO_2 ; 0,4–0,7 мг/л H_2S ; 1,7–3,5 мг/л O_2 .

Неоднократно проводившийся одновременный анализ воды в различных точках системы показал, что в отношении других компонентов ионно-солевой состав воды остается без изменения, если не считать некоторого увеличения содержания ионов железа по мере удаления от геотермального источника.

В соответствии с приведенными выше данными о газовом составе воды изменяется и сам характер коррозии. Если на участках

трубопровода от скважины до ТРС индикаторные пластинки и внутренняя поверхность труб покрыты равномерными отложениями черного цвета, то далее характер продуктов коррозии и сами коррозионные повреждения резко меняются. Преобладают бугристые коррозионные отложения рыжего и коричневого цвета, под которым наблюдаются язвы глубиной до 1 мм и более. Кислородная деполяризация является преобладающей в процессах коррозии после резервуаров ТРС, поскольку с увеличением концентрации кислорода в воде пропорционально возрастает и количество растворенного железа. Точки отбора проб воды на растворенные кислород и железо во все время наблюдения были одни и те же. Внешний вид продуктов коррозии до ТРС говорит о том, что в процессе коррозии преобладающим является влияние растворенного в воде сероводорода.

Химический анализ продуктов коррозии показал, что на участке трубопроводов от устья скважины до сборных емкостей основную массу твердого вещества продуктов коррозии составляет сульфид железа. Соответственно анализ продуктов коррозии на участке трубопроводов после насосов подтвердил, что рыхлый осадок на внутренней поверхности трубы состоит из гидратированных окислов железа типа Fe_3O_4 с примесью карбоната железа.

С целью выяснения кинетики коррозионного процесса определялась скорость коррозии стали марки Ст 3 на участках системы водоснабжения с различным физико-химическим режимом и с временными интервалами 5, 24, 48, 100, 400 ч. В начальный период времени скорость коррозии стали на ТРС значительно выше скорости коррозии аналогичных образцов, установленных на устье скважины. Затем идет постепенная стабилизация коррозионного процесса во времени, и в конце срока испытания он становится постоянным; скорость коррозии примерно равна 0,4 мм/год. Следует отметить, что на скорость разрушения образцов металлов, установленных на устье скважины, заметное влияние оказывает эрозия, вызываемая наличием в геотермальной воде некоторого количества песка. (Наличие в воде некоторого количества песка характерно почти для всех эксплуатируемых геотермальных скважин.)

Аналогичный комплекс исследований был проведен для вод четырех геотермальных скважин Караганского горизонта Махачкаты и Избербашской термоводоносной площади в целом.

Для геотермальных вод с невысокой агрессивностью по отношению к углеродистой стали обнаружена довольно четкая корреляция во времени. Эти воды можно разбить на две группы, для которых характерно плавное быстрое падение скорости коррозии и наличие максимума коррозии во временном интервале от 50 до 100 ч. К первой группе вод относятся воды 1 пачки песчаников Караганского горизонта Махачкалинской площади и геотермальная вода некоторых скважин Избербашской площади. В начальный пе-

риод испытания скорость коррозии образцов стали марки Ст 3 составляет 0,2–0,4 мм/год, через 50 ч испытания она резко падает и составляет менее 0,1 мм/год и затем далее падает до 0,03–0,04 мм/год. Ко второй группе вод относятся воды II пачки песчаников Караганского горизонта. В целом агрессивность этих вод несколько выше агрессивности вод первой группы и в начальный период времени составляет 1,2–1,3 мм/год, через сутки скорость коррозии падает до 0,1–0,35 мм/год; далее во временном интервале от 50 до 80 ч с начала испытаний заметно экстремальное повышение скорости коррозии; после чего коррозионный процесс постепенно замедляется, очевидно, благодаря образованию защитной пленки из продуктов коррозии.

3. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ ОТ КОРРОЗИИ

На основании исследований можно считать твердо установленным, что определяющим фактором высокой коррозионной агрессивности среднеминерализованных геотермальных вод с $t = 50 \div 70^\circ\text{C}$ является наличие в воде таких газов, как сероводород и свободная углекислота. Коррозия же трубопроводов от сборного пункта до потребителя объясняется наличием в воде кислорода воздуха, попадающего в систему при удалении из воды сероводорода, углекислоты и сопутствующих газов (метана, азота и др.).

Как отмечалось в гл. II, ущерб от коррозионного разрушения металла в значительной степени может быть снижен путем применения теплообменников. В этом случае используется только часть тепла геотермальной воды (см. рис. 5, д), а в системе теплоснабжения может циркулировать любой другой теплоноситель, в частности водопроводная вода. Вполне вероятно, что иногда эта система может быть единственно приемлемой.

Идеальным решением вопроса исключения коррозии могло бы быть использование в качестве материала для изготовления трубопроводов и арматуры термостойких пластмасс, например фторопласта. Однако, к сожалению, этот материал в настоящее время чрезвычайно дорог и использоваться в системе теплоснабжения по этой причине не может. Более реальным было бы использование коррозионно-стойких материалов, таких как бронза, латунь, нержавеющая сталь, и специальных защитных покрытий. Определенная работа в этом направлении была проделана коллективом исследователей Саратовского института Востокгазпрогаз (Ю.Ф. Мясниковым, А.А. Шпак и др.) [22]. Исследования проводились на специальном байпасе, смонтированном на геотермальной скважине в Махачкале. Были установлены стальные патрубки с различными защитными покрытиями внутренней поверхности:

1) эмалированные патрубки из стали марки ЮСП (ГОСТ 8734–75); толщина эмалевого покрытия из грунтовой эмали 2015 и кислотоупорной эмали Э-1 составляла 0,8 мм;

2) патрубки из стали марки ЮСП (ГОСТ 8734—75) с внутренней поверхностью, футерованной полиэтиленом высокой плотности;

3) патрубки из стали марки Ст 3 с внутренней поверхностью, покрытой полиэтиленом низкой плотности, слоем толщиной 0,2—0,3 мм.

Исследования показали, что эмалевое покрытие стали ЮСП хорошо защищает сталь в сероводородных геотермальных водах. Хорошие результаты были получены при испытании стальных патрубков, защищенных полиэтиленовой пленкой высокой плотности: поверхность покрытия осталась без изменения, а металл под защитным слоем остался ненарушенным. Защита внутренней поверхности стальных патрубков полиэтиленом низкой плотности оказалась неэффективной: защитная пленка вздулась и покрылась язвами.

Кроме того, этим же институтом проводились испытания образцов оцинкованной стали марок СтД и Ст 3, фосфатированных стальных и чугуновых образцов и стали, покрытой эпоксидной смолой.

Образцы стали марки Ст 3 с защитным эпоксидным покрытием из смолы ЭД-6, установленные на геотермальной скважине в Грозном, оказались непригодными для трубопроводов геотермальной воды: все покрытие вздулось и покрылось язвами, под которыми наблюдалась коррозия основного металла. Фосфатирование стальных и чугуновых образцов не дало положительного результата. Хорошую стойкость в геотермальных водах показали образцы из оцинкованной стали марки Ст 3.

Практика эксплуатации геотермальных вод показывает, что по ряду технических причин переход на коррозионно-устойчивые металлы не всегда оказывается возможным. Чаще всего геотермальные воды используются в тех районах, где система теплоснабжения уже давно существует и переделка ее связана со значительными трудностями. С другой стороны, использование коррозионно-устойчивых материалов приводит к удорожанию сметной стоимости строительства, что существенно сдерживает их применение. Кроме того, трубы с эмалевым и другим покрытием очень дефицитны и в достаточном количестве промышленностью пока не изготавливаются.

Следовательно, наиболее реальной защитой геотермальных трубопроводов от коррозии является обработка воды с целью уменьшения ее агрессивных свойств или наращивания защитной пленки.

Применение ингибиторов ограничивается тем, что геотермальные воды зачастую непосредственно подаются в систему горячего водоснабжения и поэтому должны удовлетворять всем санитарным и гигиеническим требованиям, предъявляемым к воде питьевого качества.

В геотермальных водах содержится большое количество хлоридов, что очень затрудняет отыскание эффективных методов борьбы с коррозией. По литературным сведениям, бороться с корро-

зией металла можно только улучшением свойств защитных слоев, что в присутствии большого количества хлоридов вообще затруднительно. При повышенном содержании хлоридов особое внимание должно быть уделено подготовке воды и тем мерам, которые обеспечивают известково-углекислотное равновесие. Взвешенные частицы, даже если они присутствуют в виде следов, необходимо устранять, так как из-за повышенного содержания солей наряду с равномерным разъеданием металла возможна неравномерная коррозия, обусловленная осаждением этих частиц.

Наращивание защитной пленки карбоната кальция в трубопроводах геотермальной воды принципиально возможно одним из следующих способов:

1) полной дегазацией этих вод (лучше вакуумной) — из воды удаляется вся свободная углекислота; что при достаточной карбонатной жидкости ведет к выпадению карбоната кальция; кроме того, дегазация воды сама по себе является эффективным способом борьбы с коррозией путем освобождения воды от сероводорода и углекислоты;

2) подщелачиванием воды известью — при наличии в воде соединений железа необходима ее аэрация; этот метод довольно трудоемок и для небольших установок, очевидно, малоприменим;

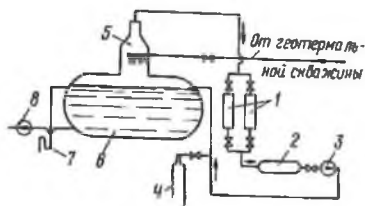
3) фильтрованием через магнит или магномассу ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$), последний материал предпочтительнее — фильтрование через магномассу, в зависимости от степени ее обжига, может быть применено как для мягких, так и для жестких вод, содержащих избыточную углекислоту; кроме того, при этом допускается содержание в воде некоторого количества растворенного железа, марганца и органических веществ; отечественной промышленностью пока еще не налажен выпуск магномассы должного качества, из-за чего данный метод не может быть реально использован в качестве меры защиты от коррозии.

При конструировании установок по вакуумной дегазации следует учитывать, что геотермальные воды, кроме растворенных агрессивных сероводорода и углекислоты, содержат значительное количество других газов (азота, метана), которые на процесс коррозии влияния не оказывают.

Одним из методов дегазации геотермальных вод с целью удаления углекислоты и сероводорода могла бы быть продувка воды каким-либо инертным газом, например азотом (рис. 18). Данный способ предусматривает подачу очищенного от кислорода азота в аккумулирующую емкость (над зеркалом воды) с тем, чтобы оттеснить от воды, находящиеся в емкости и подаваемый в нее распылителем атмосферный воздух, содержащий кислород, и отвести выходящие из воды сероводород и двуокись углерода. По мнению сотрудников лаборатории коррозии ВНИИГАЗа, регенерацию азота и очистку его от сероводорода и углекислоты можно осуществить пропусканием через соответствующий поглотитель. Подавать азот в систему дегазации можно с помощью герметизи-

Рис.18. Схема дегазации геотермальных вод с применением инертных газов

1 — колонны регенерации азота; 2 — регенерированный азот; 3 — нагнетательный агрегат для подачи азота; 4 — баллон азота для восполнения потерь; 5 — распылитель воды; 6 — аккумулялирующий резервуар; 7 — переливная труба с гидрозатвором; 8 — насос для подачи воды в систему



рованных вентиляционных устройств или каких-либо других нагнетательных приспособлений.

При этом способе исключается ухудшение качества воды и облегчается техническое обеспечение. Существенным недостатком данного метода является потребность в очень большом количестве поглотителя для двуокиси углерода вследствие значительных ее концентраций в воде. В связи с этим для вод, содержащих значительное количество углекислого газа, этот способ, очевидно, неприменим.

По этой же причине, вероятно, не может быть применен и десорбционный метод, разработанный А.Ф. Богачевым и В.Г. Ренне. Метод в основном аналогичен методу, разработанному ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского [14], но отличается тем, что в качестве десорбирующего газа используется собственный газ геотермальной воды (рис. 19).

Десорбционный метод и метод продувки воды инертными газами можно использовать в тех случаях, когда в воде при значительных концентрациях H_2S (до 10 мг/л) содержится малое количество углекислоты (до 5 мг/л). Кроме того, необходимо учитывать, что в газе, которым продувается вода, может постепенно накопиться такой взрывоопасный газ, как метан. Поскольку на вводе в установку по десорбционной дегазации необходимо поддерживать давление 0,3–0,4 МПа, для чего при недостаточном давлении на устье скважины необходимо устанавливать специальный насос, возможность применения этого способа еще в большей степени затрудняется.

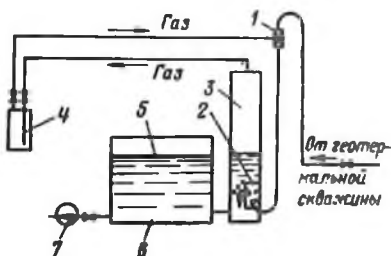


Рис.19. Схема установки десорбционной дегазации геотермальных вод

1 — водогазовый эжектор; 2 — газоотделитель; 3 — десорбер; 4 — поглотитель сероводорода; 5 — плавающая доска; 6 — аккумулялирующая емкость; 7 — насос для подачи воды в систему

Ввиду того что ингибиторы коррозии должны быть нетоксичными, выбор их резко ограничивается. В качестве ингибиторов могут быть использованы гексаметафосфат натрия и жидкое стекло.

Широко применяемыми ингибиторами являются дозируемые в воду метафосфатные соединения, в частности гексаметафосфат натрия. Образующиеся малорастворимые соединения гексаметафосфата, и в первую очередь $\text{Ca}[\text{Ca}_2(\text{PO}_3)_5]$, входя в состав коррозионных отложений, приводят к их уплотнению и делают их малопроницаемыми. Этот слой отложений называется защитной метафосфатной пленкой. Дозы гексаметафосфата натрия для обработки обычной холодной воды рекомендуется принимать равными 5–7 мг/л (в пересчете на P_2O_5), причем до пуска системы в эксплуатацию ее рекомендуется заполнить раствором гексаметафосфата натрия с концентрацией около 100 мг/л (в пересчете на P_2O_5) до образования на трубах бугристых коррозионных отложений. Малорастворимые фосфаты нашей промышленностью пока не выпускаются. Создание же реagentного хозяйства для небольших геотермальных установок может оказаться экономически неоправданным.

Исследование ингибирующего эффекта силиката натрия. Имеющиеся в литературе разноречивые данные об использовании силиката натрия в качестве ингибитора коррозии не позволяют сделать однозначный вывод о его эффективности для геотермальных установок. Поэтому для установления его эффективности была сконструирована и изготовлена опытная установка. Испытания проводили в двух режимах:

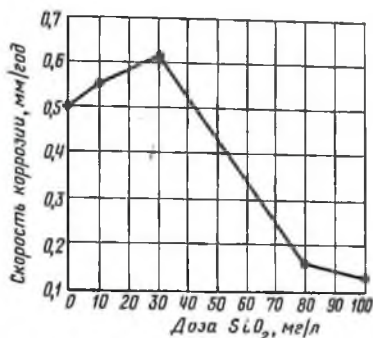
1) без удаления растворенных в воде газов; соответственно создавались условия, при которых количество поглощаемого водой кислорода было максимальным;

2) при интенсивной аэрации воды; происходило максимально возможное в естественных условиях физическое удаление CO_2 и H_2S и вода насыщалась кислородом воздуха.

Дозу жидкого стекла определяли расчетом и регулярно контролировали анализом проб на содержание в воде SiO_2 до и после экспериментальной установки. Испытания проводили с жидким стеклом, имевшим, согласно химическому анализу, модуль 2,62, удельный вес $1,465 \text{ г/см}^3$ при концентрации 523,5 г/л (в пересчете на SiO_2). В период исследований производили анализ воды на растворенные газы и определяли общий химический состав воды. Образцы в количестве не менее 6 шт. устанавливали на один и тот же срок (96 ч). Скорость коррозии образцов определяли по потере массы.

Ввиду того что основной целью проводившихся экспериментов было определение влияния дозы силиката натрия на скорость коррозии стали в геотермальной воде, при прочих равных условиях варьировалась доза силиката натрия. Поскольку место установки образцов находилось в непосредственной близости от точки ввода раствора жидкого стекла, время испытания, принятое равным

Рис. 20. Зависимость скорости коррозии стали марки Ст 3 от дозы силиката натрия



96 ч, можно считать вполне достаточным для выяснения ингибирующего эффекта силиката натрия в геотермальных системах.

В первом варианте испытаний при минимальном доступе кислорода (без аэрации геотермальной воды) состав растворенных газов был следующим: 30,8 мг/л CO_2 ; 3,16 мг/л H_2S ; 0,25 мг/л O_2 . На рис. 20 представлена зависимость скорости коррозии стали марки Ст 3 от дозы силиката натрия. При дозах от 10 до 30 мг/л скорость коррозии даже несколько повышается по сравнению с данными, полученными на той же установке без ингибитора. Этот результат хорошо согласуется с литературными данными, по которым силикат натрия относится к опасным ингибиторам, т. е. при недостаточной дозе жидкого стекла скорость коррозии усиливается. При дальнейшем повышении дозы ингибитора до 70 мг/л скорость коррозии снижается до 0,15 мм/год. Повышение дозы до 100 мг/л дальнейшего снижения скорости коррозии не дает. Таким образом, в геотермальных водах с содержанием 6–7 г/л без доступа воздуха ингибирующий эффект не превышает 70%, что явно недостаточно.

Во втором варианте испытаний (при интенсивной аэрации геотермальной воды) доза жидкого стекла (в пересчете на SiO_2) составляла 70–80 мг/л. Состав растворенных газов был следующим: 0,51 мг/л H_2S ; 3,16 мг/л O_2 ; двуокись углерода отсутствовала. При принятой дозе жидкого стекла никакого снижения скорости коррозии не установлено.

Следовательно, для среднеминерализованных геотермальных вод использование жидкого стекла в качестве ингибитора при обычно применяемых дозах неэффективно. Увеличение же дозы жидкого стекла до 500 мг/л совместно с дозой кальция, равной 50 мг/л, как это рекомендуется А.Ф. Богачевым, может вызвать серьезные возражения санитарных органов. Кроме того, при таких дозах ингибитора и пропускной способности ТРС до 3000 м³/сут требуется до 45 т жидкого стекла в месяц, что вызывает сомнения в экономичности этого метода.

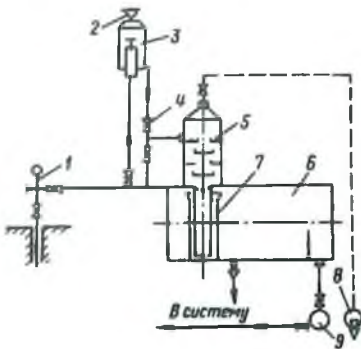


Рис.21. Схема установки вакуумной дегазации геотермальных вод
 1 - геотермальная скважина; 2 - клапан для выпуска газов; 3 - газоотделитель; 4 - задвижка; 5 - дегазационная колонка; 6 - бак-аккумулятор; 7 - гидрозапор; 8 - вакуум-насос; 9 - насос

Из изложенного выше следует: применение жидкого стекла в качестве меры защиты геотермальных установок от коррозии является малоэффективным методом и не может быть рекомендовано эксплуатирующим организациям.

Вакуумная дегазация. Как было отмечено выше, полная дегазация геотермальных вод может явиться достаточно эффективным способом защиты от коррозии геотермальных систем. Из возможных методов полной дегазации воды наиболее изученным способом является вакуумная дегазация.

В большинстве случаев геотермальные воды содержат значительное количество сопутствующих газов. Поэтому, чтобы неоправданно не увеличивать мощность вакуумных установок, необходимо предварительно удалить сопутствующие газы. Вакуум может быть создан эжектором, где в качестве рабочего тела используется холодная вода или пар, и вакуумным насосом. В схемах с подогревом геотермальной воды пар может быть специально получен в котельной пикового подогрева. Расчеты показывают, что использование водопроводной воды в качестве рабочего тела для создания вакуума является нерентабельным.

С учетом изложенного на рис. 21 представлена принципиальная схема вакуумной дегазации геотермальных вод.

Естественная физическая дегазация с последующим химическим обескислороживанием. При естественной дегазации геотермальных вод удастся добиться снижения концентрации агрессивных газов до минимума, при этом вода насыщается кислородом воздуха. Если последовательно провести физическую дегазацию геотермальных вод простым контактом с воздухом и химическое удаление кислорода, то, очевидно, можно полностью удалить из воды агрессивные газы. По экономическим соображениям этот метод может конкурировать с вакуумной дегазацией.

Для химического обескислороживания воды чаще всего применяется сульфит натрия и гидразин N_2H_4 . Кроме того, обескислороженную воду можно получить фильтрованием воды через слой стальных стружек.

Ввиду того что стоимость гидразингидрата довольно высока и в концентрированных растворах он является ядовитым веществом, были испытаны обескислороживающие свойства только сульфита натрия. Предварительно в лабораторных условиях было установлено необходимое и достаточное время контакта сульфита натрия с геотермальной водой. Доза реагента α , мг/л, определялась по формуле

$$\alpha = 1,1\beta [O_2],$$

где $[O_2]$ — концентрация в воде растворенного кислорода, мг/л; β — теоретический расход реагента на связывание 1 мг растворенного кислорода; для безводного сульфита натрия принимают $\beta = 7 \div 9$, для кристаллического ($Na_2SO_3 \cdot 7H_2O$) $\beta = 16$.

При 10%-ном избытке сульфита натрия при температуре воды 50°C процесс заканчивается за 2 мин.

В дальнейшем на Махачкалинском ТЭС была изготовлена и испытана опытно-промышленная установка по дозированию в геотермальную воду сульфита натрия. Испытания показали, что при дозе сульфита натрия до 50 мг/л удается добиться снижения концентрации растворенного кислорода с 3—4 до 0—0,5 мг/л.

Одним из методов обескислороживания горячей умягченной воды является фильтрование ее через слой стальной стружки. Растворенный в воде кислород расходуется на окисление гидроокиси железа, образующейся на поверхности стружки. Мелкую стружку из обычной углеродистой стали обезжиривают горячим раствором щелочи и горячей водой. Промытую и обезжиренную стружку активизируют в течение 15—20 мин 2%-ным раствором серной или соляной кислоты, затем вновь промывают горячей водой и загружают в фильтр (1200 кг/м³ объема фильтрующего слоя). Фильтрование через такую стружку обеспечивает практически полное удаление кислорода из горячей воды, если она предварительно умягчена и ее жесткость не превышает 0,05 мг-экв/л, а pH = 10. При температуре воды 75°C должна быть обеспечена 4—5-мин продолжительность контакта воды со стружкой. Лабораторные испытания на непрерывно действующей экспериментальной установке, проведенные Э.Н. Теаро и Э.К. Сийрде [27], показали, что стальная стружка при плотности загрузки 650 кг/м³ успешно поглощает кислород из воды. Степень поглощения зависит от продолжительности контакта воды со стружкой, температуры воды и срока работы фильтра. Так, при продолжительности контакта 2 мин эффект обескислороживания в начальный момент составлял 0,97, через 100 ч — 0,92, а через 360 ч понизился до 0,86 при температуре воды 65—70°C.

В результате коррозионных испытаний установлено, что скорость коррозии в обескислороженной горячей воде примерно в 4—6 раз меньше, чем скорость коррозии в необескислороженной горячей воде до сталестружечного фильтра. После установки сталестружечного фильтра на действующей системе горячего водо-

снабжения в жилом доме содержание в воде растворенного кислорода в первые 10 дней уменьшилось с 10,2 до 0,3 мг/л, затем оно стало возрастать и через 20 дней достигло 0,74 мг/л, а через 150 дней — 3,35 мг/л. Это говорит о необходимости систематического промывания фильтра от образующейся гидроокиси железа. Скорость коррозии после сталестружечного фильтра в начальный период была в 4 раза, а через полгода в 2,5 раза меньше, чем до фильтра.

Приведенные в литературе данные относятся к специально умягченной воде или к пресной водопроводной воде. Поэтому для изучения возможности использования этого метода обескислороживания на геотермальной воде требовалась экспериментальная проверка. Первые же лабораторные опыты подтвердили, что при контакте стальной стружки с геотермальной водой удается снизить содержание кислорода в воде в 7–10 раз.

Для создания условий, близких к реальным, был изготовлен сталестружечный фильтр диаметром 80 мм и длиной 1 м. Вода на фильтр поступала непосредственно из напорной линии насосов Махачкалинской ТЭС. Для контроля скорости коррозии после фильтра была установлена камера для образцов. Стальная стружка обрабатывалась таким же образом, как это описано выше, и плотно загружалась в фильтр. Для установления влияния продолжительности контакта геотермальной воды со стальной стружкой на степень поглощения кислорода регулировалась скорость фильтрования. В период исследований регулярно определялась концентрация кислорода до и после фильтра и скорость коррозии образцов (по потере массы).

На рис. 22 представлена зависимость скорости коррозии от времени испытания при различной скорости фильтрации геотермальной воды (продолжительности контакта) через сталестружечный фильтр. В первые 5 ч испытаний скорость коррозии образцов из стали марки Ст 3 после сталестружечного фильтра оказалась в 8–

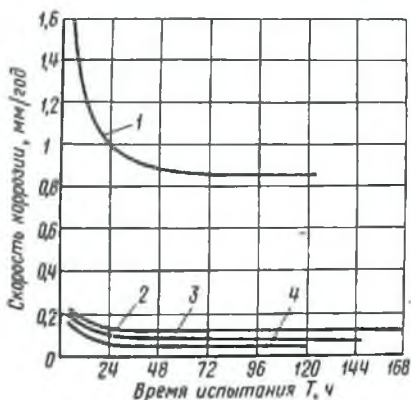


Рис. 22. Зависимость скорости коррозии стали марки Ст 3 от времени испытания при различной продолжительности контакта воды со стальной стружкой
1 — 0 мин; 2 — 3 мин; 3 — 6 мин; 4 — 10 мин

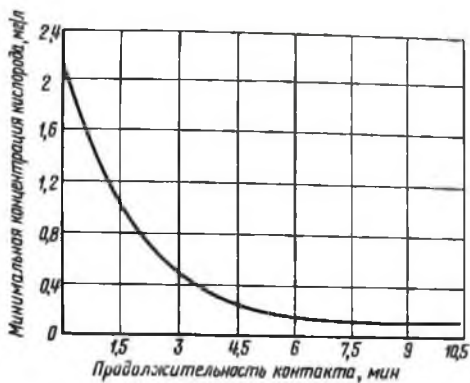


Рис.23. Зависимость содержания растворенного в воде кислорода от времени контакта со стальной стружкой

10 раз ниже, чем скорость коррозии образцов до фильтра. Эта разница примерно сохраняется и на остальной период испытаний вплоть до 120 ч. При этом чем больше продолжительность контакта воды со стружкой, тем ниже скорость коррозии. Очень сильно скорость коррозии снижается при продолжительности контакта до 3 мин, а затем снижение идет значительно медленнее и практически при продолжительности контакта более 4–6 мин прекращается. Таким образом, можно сделать вывод о том, что сталестружечные фильтры должны рассчитываться на продолжительность контакта 4–6 мин. Аналогичным образом происходит и снижение концентрации растворенного кислорода (рис. 23).

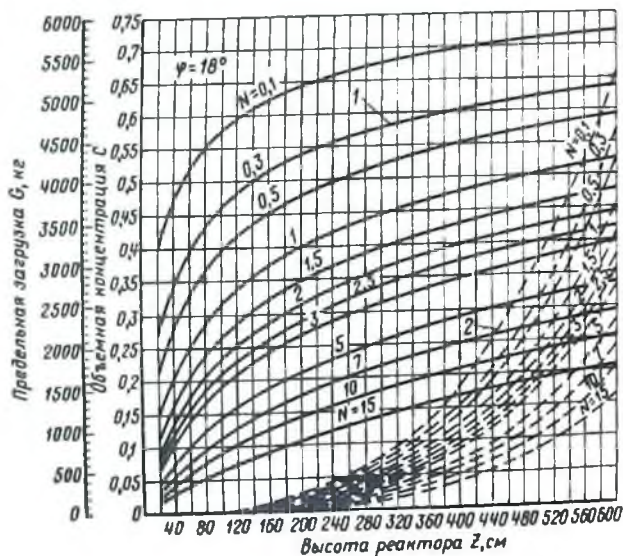
С течением времени фильтр забивается гидроокисью железа и поглощающая его способность уменьшается. Поэтому время от времени необходимо промывать фильтр и, может быть, даже повторно активировать раствором соляной кислоты, что не представляет больших затруднений.

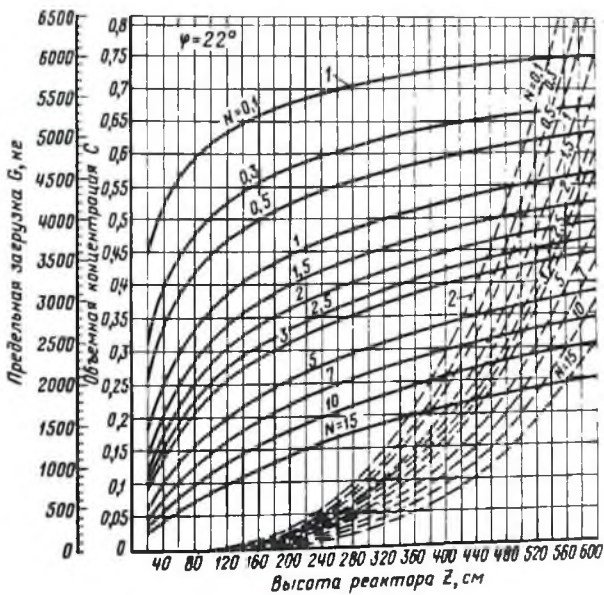
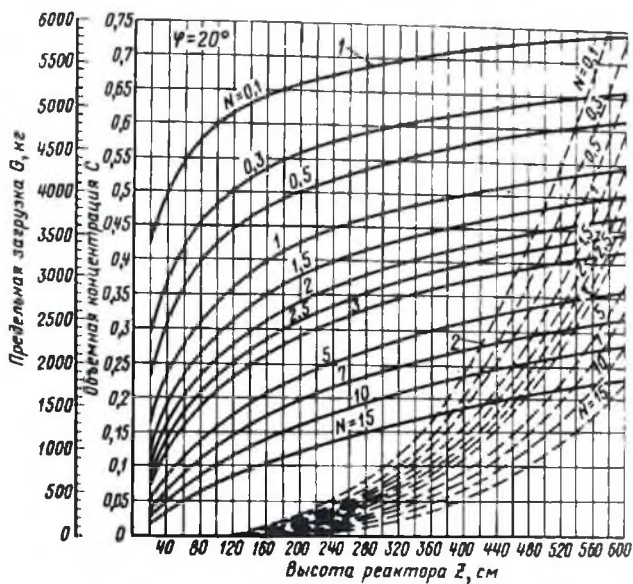
У данного способа обработки воды имеется ряд преимуществ перед другими методами обескислороживания воды: незначительные эксплуатационные затраты; недефицитность используемого продукта (в необходимом количестве стальную стружку как отход производства можно получить на любом предприятии); снижение скорости коррозии металла до допустимых пределов. Но этот метод имеет и такой, на первый взгляд, существенный недостаток, как возможность обогащения воды коллоидной гидроокисью железа. В этом случае потребуются дополнительные затраты на строительство и эксплуатацию песчаных фильтров для осветления воды. В результате наблюдений за степенью загрязнения воды гидроокисью железа было установлено, что при более

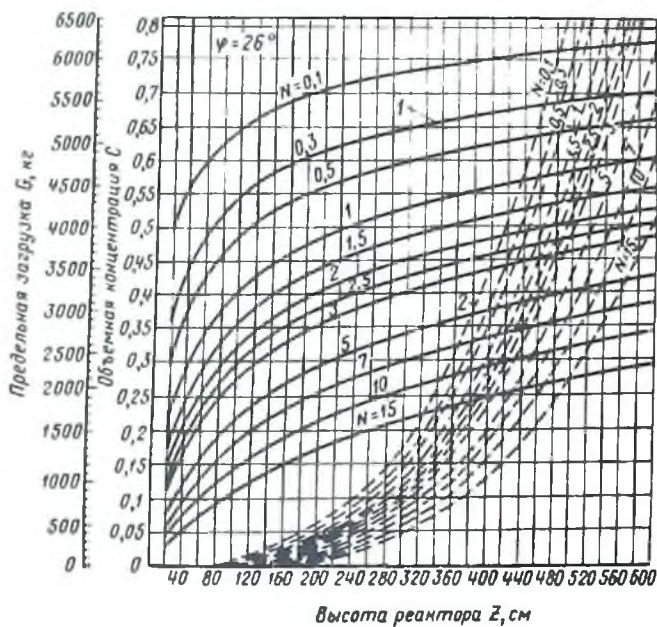
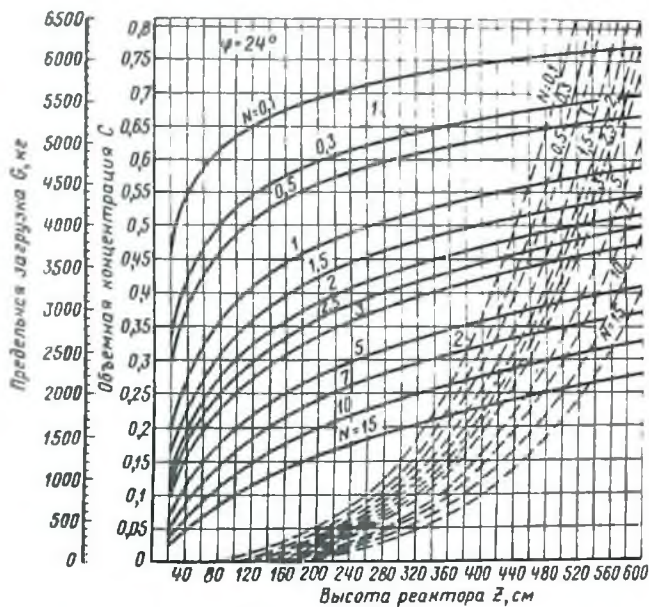
или менее равномерной скорости фильтрования количество содержащегося в воде железа не только не увеличивается, а наоборот, уменьшается с 1,2–1,4 мг/л до фильтра до 0,7–1,1 мг/л после фильтра. Поэтому необходимость в последующем осветлении воды отпадает.

Приложение

Графики для гидродинамического расчета вихревых реакторов (1 – кривые изменения объемной концентрации по высоте реактора; 2 – кривые предельных величин загрузки, кг)







СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович Г.Н. Теория турбулентных струй. М., Физматгиз, 1960.
2. Акользин П.А. Характер коррозионного процесса стали в воде, содержащей воздух и углекислоту. — Сб.тр./ВТИ. М., 1951, № 6.
3. Акользин П.А., Богачев А.Ф., Гинзбург Э.С. Коррозионная стойкость сталей в условиях работы геотермальных установок. — Теплоэнергетика, 1966, № 11.
4. Алимарин Н.П., Яшкова Н.Н. Справочные таблицы по аналитической химии. М., Изд. МГУ, 1960.
5. Антропов Л.И. Теоретическая электрохимия. М., Высшая школа, 1969.
6. Апелъцин И.Э., Максимович Г.К. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов. М.—Л., Гостоптехиздат, 1951.
7. Гайдаров Г.М., Натанов Х.Х., Сергеев Ю.А. Определение оптимальной глубины скважин и оптимальных удельных потерь напора в системах геотермального горячего водоснабжения. — В сб.: Вопросы геологии и подземных вод Дагестана. Махачкала, Дагкнигиздат, 1970.
8. Гамер П., Джексон Д., Серстон Н. Очистка воды для промышленных предприятий. М., Стройиздат, 1968.
9. Геотермальная энергия. Ресурсы, разработка, использование. Пер с англ. Под ред. А.Е. Святловского. М., Мир, 1975.
10. Геотермические исследования и использование глубинного тепла Земли. (Сб. статей.) Под ред. Ф.А. Макаренко. М., Наука, 1966.
11. Измайлов Н.А. Электрохимия растворов. М., Химия, 1966.
12. Изучение и использование геотермических ресурсов. Под ред. Э. Танджорджи. М., Мир, 1975.
13. Изучение и использование глубинного тепла Земли. (Сб. статей.) Под ред. Ф.А. Макаренко. М., Наука, 1973.
14. Клячко В.А., Апелъцин И.Э. Очистка природных вод. М., Стройиздат, 1971.

15. Королев И.В. Использование глубинного тепла Земли за рубежом. М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1967.
16. Курсанова Б.Н., Константинова Е.В. Влияние газовых компонентов минерализованной воды на коррозионную стойкость углеродистой стали. — Водоснабжение и санитарная техника, 1967, № 1.
17. Курсанова Б.Н., Константинова Е.В. Коррозия углеродистой стали в минерализованной воде. — Водоснабжение и санитарная техника, 1969, № 9.
18. Локшин Б.А. Использование геотермальных вод для теплоснабжения. М., Стройиздат, 1974.
19. Маврицкий Б.Ф. Термальные воды складчатых и платформенных областей СССР. М., Наука, 1971.
20. Минц Д.М. О взвешивании зернистого слоя в восходящем потоке жидкости. Изд. ДАН СССР, 1952, т. 82, № 1.
21. Мищенко К.П., Полторацкий Г.М. Вопросы термодинамики и строения водных и неводных растворов электролитов. Л., Химия, 1968.
22. Мясников Ю.Ф., Шпак А.А. и др. Коррозия металлов в термальных водах Махачкалинского месторождения. — В сб.: Разработка газовых месторождений и транспорт газа. Саратов, Изд. Саратовского ун-та, 1969.
23. Перельман В.Н. Краткий справочник химика.*М., Химия, 1968.
24. Сборник научных трудов Дагестанского научно-исследовательского отдела энергетики, вып. IУ, ч. 1. Махачкала, Дагкнигоиздат, 1974.
25. Справочное руководство гидрогеолога. Под ред. В.М. Максимова. Л., Недра, 1967.
26. Тавадзе Ф.Н., Манжгаладзе С.Н. Коррозия и защита металлов в натуральных лечебных водах. М., Изд. АН СССР, 1963.
27. Теаро Э.Н., Сийрде Э.К. Меры борьбы с коррозией горячего водоснабжения жилых домов Таллина. — Водоснабжение и санитарная техника, 1968, № 8.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Глава <u>I</u> . Запасы геотермальных вод и перспективы их практического использования	5
1. Глубинное тепло Земли — новый перспек- тивный вид энергии	5
2. Оценка запасов геотермальных вод в СССР	8
3. Характеристика геотермальных вод по их температурным и химическим показате- лям	12
Глава <u>II</u> . Основные аспекты использования глубинного тепла Земли	17
1. Характерные особенности геотермальных вод	17
2. Возможные принципиальные схемы комп- лексного использования тепла геотермаль- ных вод	19
3. Подземные тепловые котлы	28
4. Комплексное использование солевого сос- тава рассольных геотермальных вод	31
Глава <u>III</u> . Стабильность геотермальных вод и борьба с зарастанием геотермальных систем	34
1. Стабильность минерализованных геотер- мальных вод	34
2. Возможные методы защиты геотермаль- ных установок от отложений карбоната кальция	41
3. Стабилизационная обработка геотермаль- ных вод подкислением	43
4. Исследования стабилизационной обработки геотермальных вод в вихревых реакторах	46

	Стр.
Глава <u>IV</u> . Коррозионная агрессивность геотермальных вод и защита геотермальных установок от коррозии	57
1. Коррозионное воздействие геотермальных вод на металл	57
2. Экспериментальные исследования коррозионной агрессивности подземных геотермальных вод	60
3. Методы защиты геотермальных систем от коррозии	64
Приложение. Графики для гидродинамического расчета вихревых реакторов	74
Список литературы	77

Худодот Хаскилович Натанов

ПОДГОТОВКА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

Редакция инженерного оборудования

Зав. редакцией И.П. Скворцова

Редактор Г.А. Лебедева

Мл. редактор А.А. Минаева

Внешнее оформление художника В.И. Филатова

Технический редактор И. В. Берина

Корректор З.И. Ляпова

ИБ № 900

 Подписано в печать 26.10.79. Т-06531

Формат 84x108 1/32. Усл. печ. л. 4,2. Уч.-изд. л. 5,03.

Тираж 2600 экз. Изд. № АУ-6523. Зак. № 1029 Цена 25 коп.

 Стройиздат, Москва, 101442, Каляевская, 23а

Тульская типография Союзполиграфпрома при
 Государственном комитете СССР по делам издательств,
 полиграфии и книжной торговли
 г. Тула, пр. Ленина, 109

Цена 25 коп.