

РАЗДЕЛ V. ИЗМЕРЕНИЕ, КОНТРОЛЬ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

УДК 620.191

КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Г.Я. Ахмедов

Представлено использование номограмм эксплуатации геотермальных теплообменников в режиме без солеотложения и при минимальной коррозии для внедрения автоматизированных систем управления тепловыми процессами в системе отопления и горячего водоснабжения. Дается пример расчета экономической эффективности такой системы.

Ключевые слова: геотермальная вода, отопление, горячее водоснабжение, солеотложение, карбонат кальция, контроль, автоматизация

Состояние проблемы

В мире в настоящее время ресурсы геотермальных вод более широко используются в целях горячего тепловодоснабжения. По данным Всемирного геотермального конгресса 2010 г. (о. Бали, Индонезия) суммарная установленная мощность геотермальных систем тепловодоснабжения составила 50583 МВт с ежегодной выработкой тепловой энергии 121696 ГВт-ч [1]. Доля геотермальной энергии в топливно-энергетическом балансе России незначительна. Установленная мощность энергоустановок прямого использования тепла на Камчатке, Курилах и Северном Кавказе — 307 МВт. С скромными масштабами современной геотермальной энергетики в России явно не соответствуют ее богатой ресурсной базе. По данным на 2006 год в России разведано 56 месторождений термальных вод с дебитом, превышающим 300 тыс. м³/сут. Как перспективные для внедрения геотермального теплоснабжения рассматриваются Омская и Тюменская области, западная часть Новосибирской области и северная часть Томской области.

Основные проблемы геотермального тепловодоснабжения связаны с солеотложением и коррозией материалов и оборудования, работающих в условиях агрессивной среды. Опыт эксплуатации геотермальных энергетических установок свидетельствует о том, что около половины всех повреждений вызвано коррозией и примерно пятая часть отложе-

ниями солей [2]. При нарушении карбонатно-кальциевого равновесия из раствора геотермальной воды выделяется твердая фаза карбоната кальция. Образование небольшого ($1 \div 4$ мм) слоя отложений на поверхности теплообмена резко ухудшают теплообменные процессы.

Исследования показывают, что для любой скважины существуют равновесные параметры воды (давление P и температура t), при которых она не выделяет и не растворяет твердую фазу карбоната кальция [3]. При этом коррозия оборудования будет минимальной. В связи с этим наиболее оптимальным вариантом эксплуатации теплообменного оборудования считается поддержание в нем равновесных значений давления и температуры воды. На сегодняшний день этот вариант на практике и получил широкое распространение как наиболее доступный и не требующий больших капитальных вложений.

Однако, поддержание строго заданных значений давления и температуры в эксплуатируемом оборудовании затруднено, в ряде случаев, из-за неравномерности потребления тепла и горячей воды. Отклонение от этих параметров приводит либо к отложениям твердой фазы карбоната кальция, либо к усиленной коррозии данного оборудования.

Предлагаемое решение

В традиционной теплоэнергетике для экономии энергии и эксплуатации оборудова-

ния при оптимальных условиях широко применяют автоматизированные системы управления (АСУ) с использованием датчиков температуры, давления и расхода теплоносителей. В геотермальной энергетике агрессивные свойства теплоносителя требуют также и контроля состояния поверхности оборудования, особенно, теплообменной. В этом плане использование номограмм по определению склонности раствора воды геотермальных скважин к образованию твердой фазы карбоната кальция в эксплуатируемом оборудовании, а также чувствительных датчиков солеотложения позволяют внедрить АСУ и в геотермальной энергетике.

На рисунке 1 в P - t координатах представлена линия (ТР) равновесных параметров давления и температуры воды скв. 27Т (г. Махачкала, Тернаир). Эксплуатация оборудования в точках, расположенных выше равновесной линии приводит к коррозии оборудования, а в точках, расположенных ниже равновесной линии приводит к отложениям в нем твердой фазы карбоната кальция. При этом, чем ниже расположена точка от равновесной линии, тем выше скорость отложения солей.

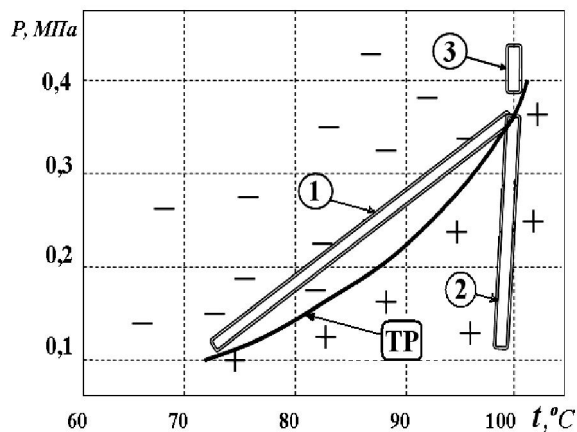


Рисунок 1 - Номограмма по определению режима эксплуатации геотермального теплообменника

На этом же рисунке согласно исследованиям, проведенным в работе [4], кожухотрубный теплообменник горячего водоснабжения представлен в виде прямой трубки. При этом, известная длина теплообменника растянута на графике согласно падению давления и температуры воды в нем. Теплообменник представлен в трех режимах эксплуатации. Первый режим (состояние 1) – эксплуатация теплообменника в присутствии теплоносителей в обоих контурах (например, в дневные и вечерние часы). При этом падение давления в первом контуре 0,25 МПа,

падение температуры геотермальной воды около 27°C (от 100 до 73°C). Теплообменник работает в оптимальном режиме при отсутствии солеотложения и при минимальной коррозии оборудования. Второй режим (состояние 2) – отсутствие потребления горячей воды, например, в ночное время. В этом случае падение давления в первичном контуре не меняется и составляет 0,25 МПа, а падение температуры практически отсутствует и поддерживается во всем теплообменнике в районе 100 °C. В теплообменнике происходит отложение твердой фазы карбоната кальция, т.к. линия теплообменника расположена ниже равновесной линии (ТР). При этом скорость солеотложения растет к выходу теплообменника, то есть при низких давлениях. Третий режим (состояние 3) соответствует закрытию запорной арматуры сброса геотермальной воды при отсутствии потребления горячей воды в ночное время. Расход геотермальной воды сведен до минимума. Давление в теплообменнике при температуре геотермальной воды 100°C становится выше равновесного значения, а падение давления сведено к минимуму. В этом случае солеотложение отсутствует, но при высоких значениях давления в первом контуре теплообменника происходит усиление в нем коррозионных процессов. В дальнейшем, для восстановления оптимального режима работы теплообменника в утренние часы (с 6 ÷ 7 часов утра), когда появляется потребность в горячей воде, необходимо вновь открыть запорную арматуру и перевести теплообменник горячего водоснабжения вновь в состояние 1.

При отсутствии такой работы ежесуточно эксплуатация теплообменника в ночные часы (с 0 до 7 часов) в состоянии 2, к примеру, на скважине 27Т, при расходе геотермальной воды в первичном контуре 10 кг/с и устьевой температуре ее в 100°C приводит к потере около 0,5 ÷ 0,7 МВт тепловой мощности. Одновременно, в этом состоянии имеется опасность образования твердой фазы карбоната кальция на теплообменной поверхности.

Однако, ежесуточный перевод теплообменников в режим экономии расхода геотермальной воды и эксплуатации его в состоянии без солеотложения и при минимальной коррозии вручную является работой трудоемкой и на практике не применяется. С другой стороны, именно из-за отсутствия такого графика работы теплообменников на геотермальных скважинах г. Махачкалы и Кизляра приходится ежегодно проводить ремонтные работы. В данном случае внедрение системы контроля и автоматического регулирования

РАЗДЕЛ V. ИЗМЕРЕНИЕ, КОНТРОЛЬ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

подачи воды и обеспечения безнакипного режима работы теплообменников является необходимым.

На рисунке 2 представлена типичная схема действующих геотермальных систем горячего тепловодоснабжения и упрощенная проектная схема контроля и автоматизации их работы. Из скважины 1 через запорную арматуру 2 геотермальная вода поступает в дегазатор 3, где по линии 4 отводят часть горючих газов. Далее вода поступает последовательно через задвижки 5 и 7 в теплообменники отопления и горячего водоснабже-

ния соответственно. Сброс отработанной воды осуществляется через задвижку 8 по линии 12. Для регулирования подачи геотермальной воды в теплообменник горячего водоснабжения также предусмотрена задвижка 6. Задвижки 5, 6, 7, 8 снабжены электродвигателями Д1, Д2, Д3 и Д4 соответственно. На трубопроводах подачи и вывода геотермальной воды в каждой из трех точек 9, 10, 11 установлены по 3 датчика: датчик давления, температуры и солеотложения. Датчики и электродвигатели соединены с блоком АСУ.

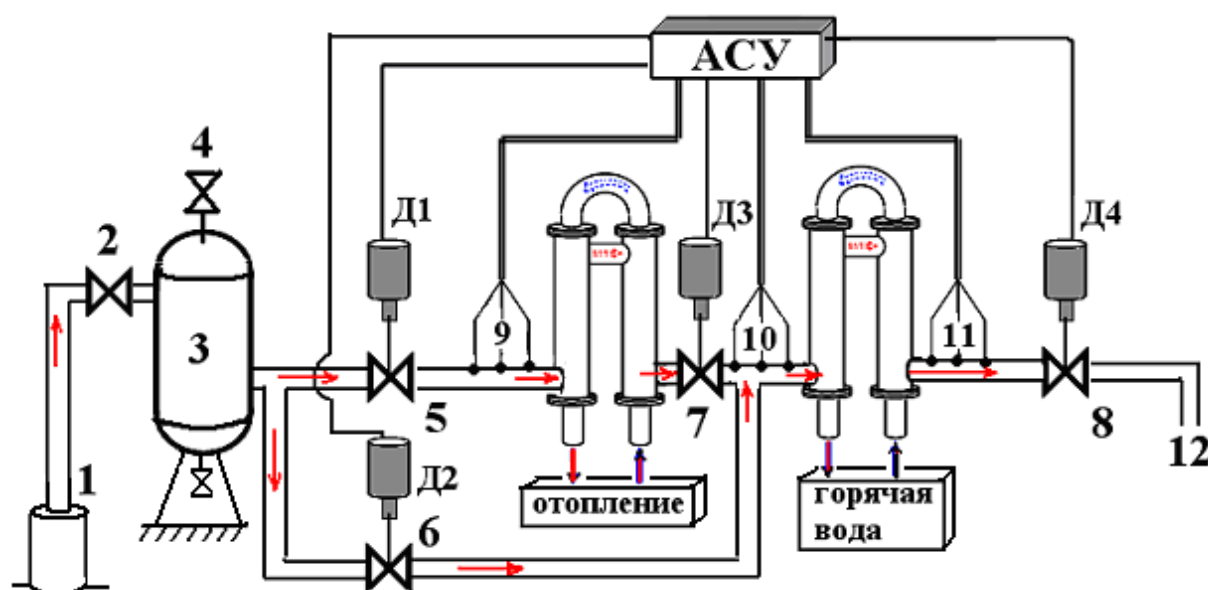


Рисунок 2 - Схема контроля и автоматизации работы геотермальных теплообменников

Расход геотермальной воды в каждом теплообменнике определяется по падению давления в нем. Для получения максимального к.п.д. теплообменников расход геотермальной воды в первом контуре поддерживается равным расходу обогреваемой воды во втором контуре. Данный режим контролируется датчиками температуры и давления для теплообменника отопления в точках 9 и 10, а для теплообменника горячего водоснабжения в точках 10 и 11. Изменение температуры геотермальной воды относительно заданных (оптимальных) значений на выходе теплообменников свидетельствует об изменении расхода обогреваемой воды во втором контуре, что является сигналом к автоматическому регулированию расхода геотермальной воды с помощью управляемых электродвигателями Д1 - Д4 задвижек 5 - 8. При этом аварийное состояние режима эксплуатации теплооб-

менников оценивается датчиками солеотложения разработанной конструкции, которые определяют образование слоя отложений толщиной в 0,05 – 0,1 мм [5, 6]. В данном случае режим эксплуатации теплообменников переводится в безнакипный. Сезонное и суточное изменение температуры наружного воздуха можно учесть, подключая к АСУ также и датчик температуры наружного воздуха. При этом регулирование подачи геотермальной воды в теплообменники отопления и горячего водоснабжения в автоматическом режиме можно выполнить с помощью задвижек 5 и 6.

Оценка экономической эффективности предлагаемого решения

Ниже выполнен ориентировочный расчет экономической эффективности внедрения АСУ на примере скв. 27Т.

КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Капитальные затраты на приобретение оборудования, монтаж и наладку его рассчитаны исходя из рыночной стоимости оборудования и услуг на сегодняшний день по розничной цене. Это 4 задвижки с электроприводом 30с941нж Ду150 с мощностью электродвигателя 0,55 кВт, шкаф управления электроприводами RPCS с плавным пуском, датчики давления, температуры и солеотложения, а также работы по монтажу и наладке оборудования. С учетом всего капитальные затраты составляют $E_a = 300000$ рублей. Эксплуатационные расходы состоят из затрат: энергетических; на выплату заработной платы инженеру по обслуживанию оборудования; 5% от суммы капитальных затрат на амортизационные отчисления; 1% на текущий ремонт и на прочие расходы 6% от эксплуатационных расходов (без учета амортизационных отчислений). Итого эксплуатационные расходы составляют $C = 111000$ рублей в год. Приведенные затраты рассчитаны по общеизвестной формуле:

$$P = C + E_a \cdot k = 156000 \text{ (руб / год)}$$

где k - коэффициент приведения, равный 0,15.

Экономия от внедрения АСУ на скв. 27Т складывается из экономии геотермального тепла мощностью 0,7 Мвт в течение ночных часов (с 0 до 7 часов утра), а также из экономии расходов на восстановление теплообменного оборудования в связи с ежегодным образованием отложений карбоната кальция в первой секции теплообменника горячего водоснабжения.

Потери тепловой энергии в теплообменнике горячего водоснабжения наиболее интенсивны в течение 7 месяцев холодного времени года. Это, примерно, 200 дней. Расчет показывает, что за это время с геотермальной водой теряется, примерно, 700 Гкал тепла. Тариф за 1 Гкал тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение от поставщика ОАО «Геотермнефтегаз» составляет 450 руб/Гкал. При этом экономия от предотвращения потери тепла с геотермальной водой составляет

$$\mathcal{E}_T = 450 \cdot 700 = 315000 \text{ (руб / год)}$$

Расходы на восстановление теплообменного оборудования составляют (по данным ОАО «Геотермнефтегаз») $\mathcal{E}_C = 200000$

рублей ежегодно. Тогда общая экономия от внедрения АСУ составляет

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_T + \mathcal{E}_C = 515000 \text{ (руб / год)}$$

В итоге, с учетом приведенных затрат, имеем экономический эффект от внедрения АСУ на скв. 27Т:

$$\mathcal{E}_\Sigma = \mathcal{E} - P = 359000 \text{ (руб / год)}$$

Выводы

Использование номограмм эксплуатации теплообменников в режиме без солеотложения и при минимальной коррозии оборудования и чувствительных датчиков солеотложения позволяют внедрить автоматизированные системы управления тепловыми процессами в геотермальной энергетике. Внедрение такой системы на одной скважине со средним дебитом 1000 м³/сут и температурой воды в устье скважины 100 ÷ 104°С позволяет сэкономить около 300000 рублей в год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lund, I. Direct Utilization of Geothermal Energy / I. Lund, D. Freeston, T. Boyd / Proc. WGC-2010. Bali, Indonesia, 25-29 April 2010 / Worldwide Review. - 2010. Режим доступа: <http://www.geothermal.org>.
2. Семенов, В.Н. Исследование поведения примесей многокомпонентного теплоносителя в тракте геотермальной электростанции [Текст] / В.Н. Семенов // Теплоэнергетика. - 2006. - №3. - С. 17 – 22.
3. Ахмедов, Г.Я. Проблемы солеотложения при использовании геотермальных вод для горячего тепловодоснабжения [Текст] / Г.Я. Ахмедов // Промышленная энергетика. - 2009. - №9. - С. 50-54.
4. Ахмедов, Г.Я. Работа геотермальных систем теплоснабжения в режиме без солеотложения / Г.Я. Ахмедов // Промышленная энергетика. - 2010. - №4. - С. 54-59.
5. Ахмедов, Г.Я. Измерение толщины солеотложения в геотермальных системах. / Г.Я. Ахмедов // Ползуновский вестник. - 2011. - № 3/1. - С. 175-178.
6. Патент 2387950 Российская Федерация МПК G01B 17/06. Способ и устройство для определения толщины солеотложения/Г.Я. Ахмедов; заявитель и патентообладатель Дагестанский государственный технический университет. - № 2008117641/28, заявл. 04.05.2008; опубл. 27.04.2010. Бюл. № 12. - 5 с.

С.н.с. **Г.Я.Ахмедов**, к.т.н., доцент, моб. тел:8-928-219-38-77, e-mail: ganari@mail.ru, Институт проблем геотермии ДНЦ РАН