РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ОТДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ, МАШИНОСТРОЕНИЯ, МЕХАНИКИ И
ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ РАН
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ГЕОТЕРМИИ
ДАГЕСТАНСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

(материалы II Школы молодых ученых)

Махачкала 2008

От редактора

П Р Е Д И С Л О В И Е

В июне прошлого года исполнилось 25 лет со дня организации на базе Дагестанского филиала Академии наук Института проблем геотермии – ныне единственного научного учреждения в структуре Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, непосредственно занимающегося теоретическими и экспериментальными исследованиями в области геотермальной энергетики.

Этому событию была приурочена международная конференция с тематикой «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» (г. Махачкала, сентябрь 2005 г.), в работе которой были представлены свыше 80 докладов, научно-технических проектов ученых и специалистов из Москвы, С-Петербурга, Новосибирска, Саратова, Ярославля, и др. городов РФ, а также стран ближнего и дальнего зарубежья. В своем решении конференция, отмечая острую нехватку научных и инженерных кадров энергетического профиля, а вместе с тем и опыт организации в Дагестане школ молодых ученых под эгидой РАН и ЮНЕСКО, рекомендовала сделать регулярным проведение школ и конференций по проблемам возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на базе Института проблем геотермии и Объединенного научного и производственного центра РАН (полигон «Солнце»).

Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН поддержало решение конференции и поручило ИПГ и ОНИПЦ организацию и проведение в 2006 году научной школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов», которая работала в Махачкале с 18 по 20 сентября 2006 г. В ее подготовке принимали участие Научный совет ОЭММПУ РАН по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии, ОАО «Геотермнефтегаз», вузы республики – ДГУ и ДГТУ, администрация г. Махачкалы.

В составе Оргкомитета школы видные ученые, руководители академических и отраслевых научно-производственных организаций страны, региона и ведущих вузов республики. Приглашение принять участие в работе школы приняли свыше 60 ученых и специалистов различных научных, научно-производственных организаций и вузов страны, в том числе из Москвы, Петропавловска-Камчатского, Астрахани.

Основными направлениями работы научного молодежного форума стали освещение, анализ современного состояния и прогноз перспективных направлений в разработке научных технологий освоения ВИЭ в нашей стране и за рубежом, прозвучавшие в обзорных докладах и лекциях ведущих ученых и специалистов и выступления молодых ученых, аспирантов, студентов по наиболее актуальным проблемам теории и прикладным аспектам, прежде всего геотермальной энергии в сочетании с солнечной энергией, энергией ветра, места ВИЭ в топливно-энергетическом балансе страны и ее регионов.

Научная школа связана с именем Магомедова Камиля Магомедовича (1936-2002гг.) – первого ректора Дагестанского политехнического института (1972-1985гг.), председателя Президиума Дагестанского филиала АН СССР (1985-1990гг.), директора Института проблем геотермии ДНЦ РАН (1987-2002гг.), доктора физико-математических наук, профессора, заслуженного деятеля науки ДАССР и Российской Федерации. В рамках школы – 19 сентября 2006 г., – в день 70-летия со дня рождения профессора К.М. Магомедова проведено торжественное собрание, посвященное памяти крупного ученого, большого энтузиаста нетрадиционной энергетики, научным наследием которого являются теоретические основы равновесной и неравновесной термодинамики Земли, позволяющие рассматривать геотермию в широком понимании – от фундаментальной проблемы образования, эволюции и нагрева планеты до практического использования тепла земных недр.

Сборник материалов включает около 70 обзорных лекций и докладов ведущих специалистов, выступлений молодых ученых, работающих в области ВИЭ, а также воспоминаний о профессоре К.М.Магомедова его наставников, коллег и учеников, друзей и знакомых, прозвучавших на торжественном заседании и присланных в адрес Оргкомитета школы.

Мы выражаем искреннюю признательность организаторам и всем участникам научной школы, проведение которой – дань памяти замечательному ученому, организатору науки и образования, видному общественному деятелю, прекрасному человеку.

Редактор
А.Б. Алхасов **–** доктор технических наук

Члены редколлегии:
Р.П. Мейланов **–** доктор физико-математических наук, профессор
А.Г. Каймаразов **–** кандидат химических наук
С.И. Вайнштейн **–** кандидат технических наук
А.М. Амадзиев **–** кандидат физико-математических наук
Д.Н. Кобзаренко **–** кандидат технических наук
М.М. Рамазанов **–** доктор физико-математических наук
М.М. Алиев **–** старший научный сотрудник
Г.А. Азизов **–** старший научный сотрудник

© Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, 2008

1. ОБЗОРНЫЕ ДОКЛАДЫ ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ ВЫСОКОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Алхасов А.Б.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.Шамиля, 39а; e-mail: geoterm@iwt.ru

Высокотермальные редкометальные воды мезозойского комплекса Восточно-Предкавказского артезианского бассейна являются комплексным полезным ископаемым многоцелевого использования. Освоение и расширение использования высокопараметрических вод глубокого залегания в народном хозяйстве будет в значительной мере способствовать увеличению гидроминерально-сырьевого и геотермального потенциала страны.

Воды этого комплекса весьма разнообразны по температуре (от 100 до 200 ^{0}С и более), минерализации (65 – 210 г/л), солевому, газовому составу и содержанию ценных микроэлементов. Среди последних встречаются литиевые, рубидиевые, цезиевые, стронциевые, йодные, бромные, магниевые, кальциевые воды Содержание растворенных газов органического происхождения в таких водах доходит от нескольких до десяти м^3/м^3 и более. Значительна и сопутствующая потенциальная энергия – избыточное гидростатическое давление на устьях скважин в некоторых районах достигает десятка и более МПа (на Тарумовской и Комсомольской площадях – 20 – 25 МПа).

На базе утилизации этих вод могут быть развиты как геотермальная тепло- и электроэнергетика, так и ряд подотраслей редкометальной промышленности по добыче микроэлементов, минеральных солей и растворенных газов.

Масштабная комплексная утилизация высокопараметрических редкометальных вод позволит решить самые разнообразные задачи:
- социальные, связанные с повышением уровня материального и культурного благосостояния людей;
- экономические, связанные с расширением масштабов применения таких вод в качестве нового вида минерального сырья;
- экологические, связанные с влиянием человеческой деятельности на окружающую среду.

Утилизация растворенного газа. Общая газонасыщенность подземных вод бассейна изменяется от 1,0 до 6 – 7 м^3 на 1 м^3 воды с отчетливой тенденцией увеличения с глубиной погружения комплекса. Наибольшей газонасыщенностью отличаются воды юры и неокома, воды остальных комплексов, в том числе и

триаса, имеют значительно меньшую газонасыщенность. Геохимический состав растворенных газов отличается значительной пестротой. По мере омоложения водовмещающих пород, газ приобретает все более однородный (метановый) характер. Главной составной частью растворенных газов являются углеводороды (60 – 95 %), основная доля которых приходится на метан. Тяжелые фракции имеют подчиненное значение (2 – 10 %). Давление насыщения растворенных газов пластовых вод изменяется от 8 до 40 МПа и более, то есть достигает величины пластовых давлений на глубинах 3500 – 4000 м. В целом происходит рост давления насыщения с глубиной.

При объемах добычи и переработки 10 млн. $м^3$ термальных вод в год, объем добываемых растворенных газов в Северном Дагестане может достигать до 40 млн. $м^3$.

Использование газосодержащих термальных вод в народном хозяйстве связано с определенными трудностями. Растворенные в термальных водах сероводород и свободная углекислота способствуют высокой коррозийной агрессивности к металлу. Необходимо также учитывать, что в трубопроводах и наземных коммуникациях при снижении давления может выделяться и накапливаться такой взрывоопасный газ, как метан. В то же время дегазация термальных вод может во многом облегчить эксплуатацию тех геотермальных месторождений, где возникают трудности с солеотложением и коррозией. Сама по себе добыча углеводородных газов из месторождений термальных вод невыгодна из-за малого их содержания вследствие плохого растворения в воде метана и его гомологов. Однако при добыче геотермальной воды, как носителя термической энергии, извлечение углеводородных газов становится экономичным даже при сравнительно малой концентрации газов. В этом случае использование растворенных газов в качестве топлива будет более благоприятным для окружающей среды, чем дегазация флюида простым выпуском газов в атмосферу.

Присутствие в термальных водах углеводородных газов существенно повышает их энергетический потенциал, и при газовом факторе около 10 $м^3/м^3$ энергетический эквивалент газа, в зависимости от глубины отбора, может достигать теплового.

Из эксплуатируемых геотермальных месторождений весьма перспективным является Тернаирское месторождение. Производительность термоводозабора составляет 20тыс. $м^3$/сут, средняя устьевая температура термальной воды 100 ^{0}С. Для добычи воды из чокракского горизонта пробурены 8 эксплуатационных скважин проектной производительностью 2500 $м^3$/сут. каждая. Содержание сопутствующих углеводородных газов в добываемой воде составляет 1,4 $м^3/м^3$ с преобладанием метана до 94 %, остальные газы – тяжелые углеводороды, азот и углекислота.

В перспективе, при эксплуатации всех скважин и установке оборудования для извлечения горючих газов, на месторождении можно получать до 10 млн. $м^3$ газа в год. Такое количество газа достаточно для обеспечения микрорайона с населением в 40 тыс. человек. Количество замещаемого при этом органического топлива составит 12 тыс. т у.т./год.

В настоящее время на месторождении отработанная термальная вода сбрасывается с температурой 60 ^{0}С, а отделенный в сепараторе газ не используется и сжигается в факеле, что свидетельствует о крайне низкой эффективности эксплуатации месторождения.

Вихревые трубы в геотермальных энергетических системах. Использование вихревых труб в технологических схемах по утилизации

сопутствующих газов имеет широкие перспективы. Вихревая труба представляет собой простейший аппарат без движущихся частей, является струйным трансформатором тепла, где поток газа разделяется на два потока – холодный и горячий.

На рис.1 и 2 представлены схема вихревой трубы и процесс ее работы в *T-S* диаграмме.

Сжатый газ при давлении P_c и температуре T_c вводится внутрь цилиндрической трубы через сопла С, тангенциально, то есть по касательной к внутренней поверхности трубы. Поступивший в трубу поток газа, совершающий вращательное движение по отношению к оси трубы, перемещается по периферии трубы от соплового сечения *С-С* к так называемому горячему торцу трубы *Г-Г*. Через кольцевую щель *К* в выходном торце трубы *Г-Г* часть периферийного потока газа выводится из трубы при температуре торможения $T_Г > T_c$. Остальной газовый поток проходит по центральной части трубы противотоком к периферийному потоку газа и выводится из трубы через диафрагму *Д* и холодный торец трубы *Х-Х* при температуре торможения $T_x < T_c$. Давление обоих потоков газа на выходе из трубы ниже давления P_c.

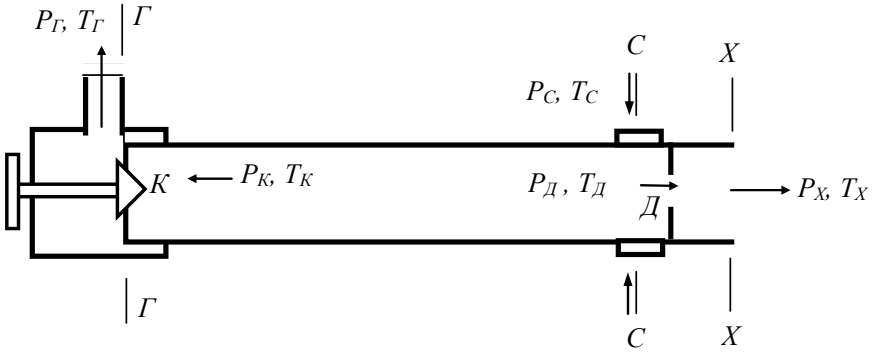


Рис.1. Схема вихревой трубы.

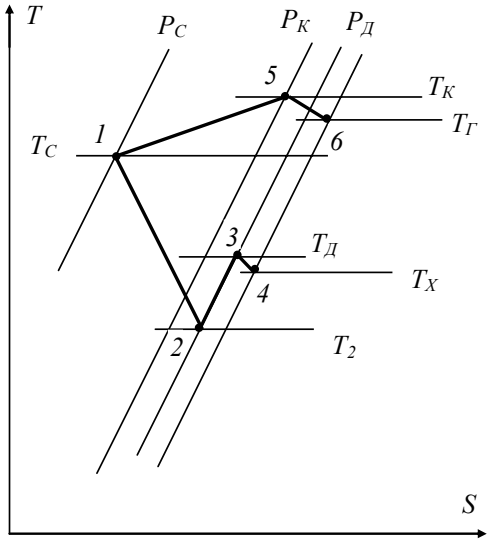


Рис.2. Процесс работы вихревой трубы в *T-S* диаграмме.

Работа вихревой трубы может проходить при двух принципиально различных режимах течения холодного потока в диафрагме: докритическом и критическом. На докритическом режиме труба работает при относительно малых массовых расходах холодного потока. При работе на критическом режиме осевая скорость холодного потока в диафрагме равна критической, а давление в диафрагме $P_Д > P_x$.

На рис.3 приведена принципиальная схема утилизации геотермальной энергии и растворенного газа для Тернаирского месторождения.

Разделение потоков геотермальной воды и растворенного газа происходит в теплоизолированном сепараторе 2 при температуре 100 ^{0}C и давлении 0,7 МПа. После сепаратора геотермальная вода направляется в блок теплообменных аппаратов 3, где происходит передача тепла теплоносителю вторичного контура, циркулирующму в отопительной системе. Отработанная термальная вода после теплообменников направляется в испаритель 10 теплонасосной установки, где происходит дальнейшее ее охлаждение за счет передачи остаточного тепла низкокипящему рабочему агенту. Далее охлажденная вода по нагнетательной скважине 15 закачивается обратно в пласт. Газ из сепаратора попадает в теплообменник 4, где происходит его первичная осушка охлаждением холодной водопроводной водой. Температура газа снижается до 25 - 30 ^{0}C. Далее газ последовательно направляется во вторичный теплообменник 5 и вихревую трубу 6, где разделяется на два потока – холодный и горячий. В теплообменнике 5 происходит дальнейшая осушка газа за счет его охлаждения потоком холодного газа, поступающего из вихревой трубы. Конденсат из теплообменников 4 и 5 направляется в конденсатосборник 7. Холодный поток газа из теплообменника 5 направляется в газгольдер 8. Горячий поток газа из вихревой трубы направляется в теплообменник 4, где происходит нагрев холодной воды, потребляемой на горячее водоснабжение и далее в охлажденном состоянии также поступает в газгольдер. Газ из газгольдера для утилизации направляется в газораспределительный пункт 9.

Внедрение на месторождении предлагаемой технологической схемы позволит максимально снизить температуру сбрасываемой воды до 20 ^{0}C и ниже за счет включения в схему теплового насоса, а установка вихревой трубы позволит осуществить эффективную осушку отсепарированного газа, после чего газ можно использовать на потребительские нужды.

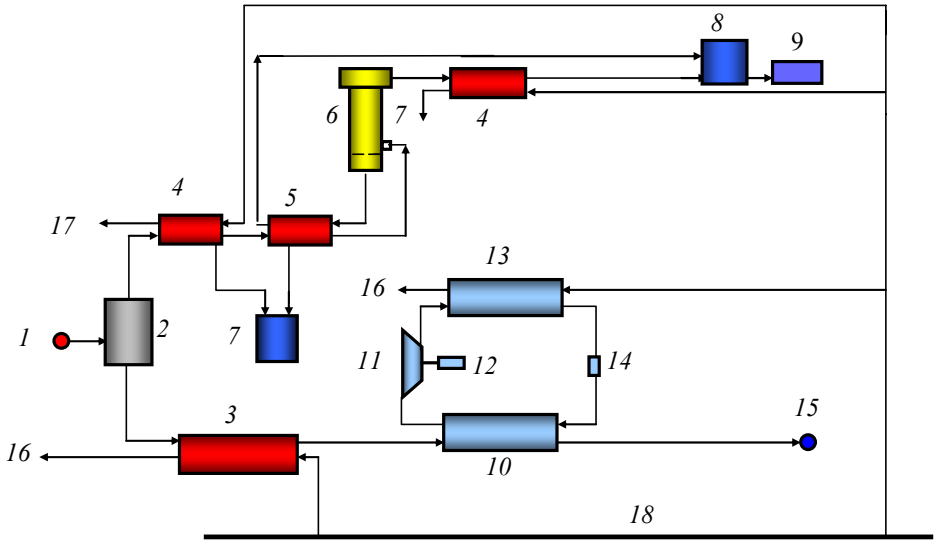


Рис.3. Технологическая схема комплексной утилизации геотермальной энергии и растворенного газа (1 – добычная скважина; 2 – сепаратор; 3 – блок основных теплообменных аппаратов; 4, 5 – теплообменники; 6 – вихревая труба; 7 – конденсатосборник; 8 – газгольдер; 9 – газораспределительный пункт; 10 – испаритель; 11 – компрессор; 12 – электродвигатель; 13 – конденсатор; 14 – дроссельный клапан; 15 – нагнетательная скважина; 16 – отвод нагретой воды на отопление; 17 – отвод воды на горячее водоснабжение; 18 – магистральный трубопровод холодного водоснабжения).

Необходимо отметить, что установки по извлечению и использованию сопутствующих горючих газов характеризуются простотой исполнения с использованием набора стандартного технологического оборудования, применяемого в нефте – и газодобывающих отраслях. Незначительные капитальные затраты на сооружение утилизационных установок, практически доступные для любого потребителя, делают сопутствующие газы наиболее конкурентоспособными с любым альтернативным носителем термической энергии. В экологическом отношении процесс утилизации сопутствующих горючих газов понижает порог загрязнения по сравнению с обычной дегазацией воды и выпуском газа в атмосферу. Использование вихревых труб в технологических установках по извлечению растворенных в термальных водах углеводородных газов позволит производить эффективную осушку газов. В конечном итоге совместная утилизация тепловой энергии термальных вод и растворенных горючих газов позволит резко улучшить технико-экономические показатели и конкурентоспособность геотермального производства.

Утилизация потенциальной энергии геотермальных скважин. На многих эксплуатируемых и разведанных геотермальных месторождениях избыточные гидростатические давления на устьях скважин превышают 5 – 10 МПа и более. В настоящее время эксплуатация геотермальных месторождений ведется без обратной закачки в пласт, то есть технология ГЦС практически не применяется. В этих условиях возникает необходимость в преобразовании избыточной механической энергии геотермальных скважин в полезную работу с помощью турбодетандерных установок.

На рис.4 приведена принципиальная схема способа комплексной утилизации энергии геотермальных вод [1].

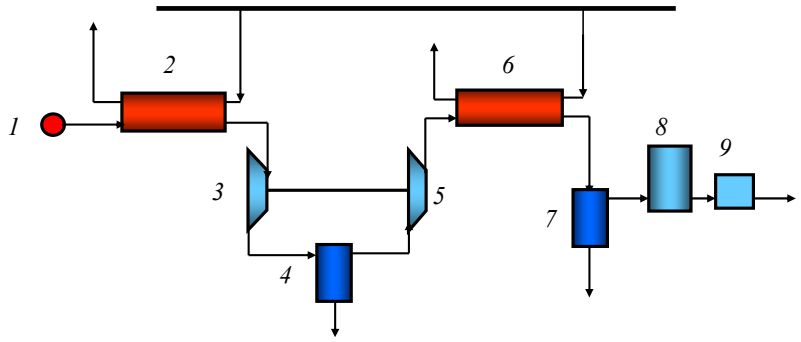


Рис.4. Технологическая схема комплексной утилизации геотермальной и сопутствующих видов энергий (1 – геотермальная скважина; 2 , 6 – теплообменники; 3 – турбодетандер; 4, 7 – сепараторы; 5 – компрессор; 8 – газгольдер; 9 – газораспределительный пункт; 10 – трубопровод холодного водоснабжения).

Термальная вода из скважины 1 направляется в первичный теплообменник 2, где происходит нагрев вторичного теплоносителя, который в дальнейшем направляется к потребителю высокопотенциального тепла. Далее отработанная вода поступает в детандер 3 для утилизации потенциальной энергии. Из детандера термальная вода с низким давлением поступает в сепаратор 4. Жидкая фаза энергоносителя из сепаратора направляется в сток, а отсепарированный газ поступает в компрессор 5, привод которого осуществляется детандером 3. Из компрессора газ с высокими значениями давления и температуры направляется во вторичный теплообменник 6, куда противотоком также подводится нагреваемая пресная вода из коммунального водопровода 10. Из теплообменника 6 охлажденный газ направляется во вторичный сепаратор 7, откуда конденсат уходит в сток, а осушенный газ поступает в газгольдер 8. Из

газгольдера газ проходит в газораспределительный пункт 9 и далее на потребительские нужды.

На рис. 5 приведена технологическая схема комплексной утилизации продукции геотермального месторождения, которая позволит резко повысить эффективность использования выведенных ресурсов. Принципиальным отличием этой технологической схемы от схемы, приведенной на рис. 3 является то, что термальная отработанная вода не закачивается обратно в пласт и привод компрессора теплового насоса осуществляется за счет механической энергии, вырабатываемой в турбодетандере.

Из скважины 1 вода поступает на блок основных теплообменников 2, где ее тепловой потенциал передается вторичному теплоносителю. Отработанная вода с высоким избыточным давлением поступает в турбодетандер 3, где срабатывается потенциальная энергия. Из сепаратора 4 вода направляется в испаритель теплового насоса, где происходит сработка остаточного низкопотенциального тепла. Отделенный в сепараторе газ попадает в теплообменник 5, в котором происходит его осушка за счет охлаждения холодной водопроводной водой. Далее газ проходит через вихревую трубу, где разделяется на два потока – холодный и горячий. Холодный поток газа проходит через холодильную камеру 8, а горячий поток направляется в теплообменник 7, где происходит нагрев воды для горячего водоснабжения.

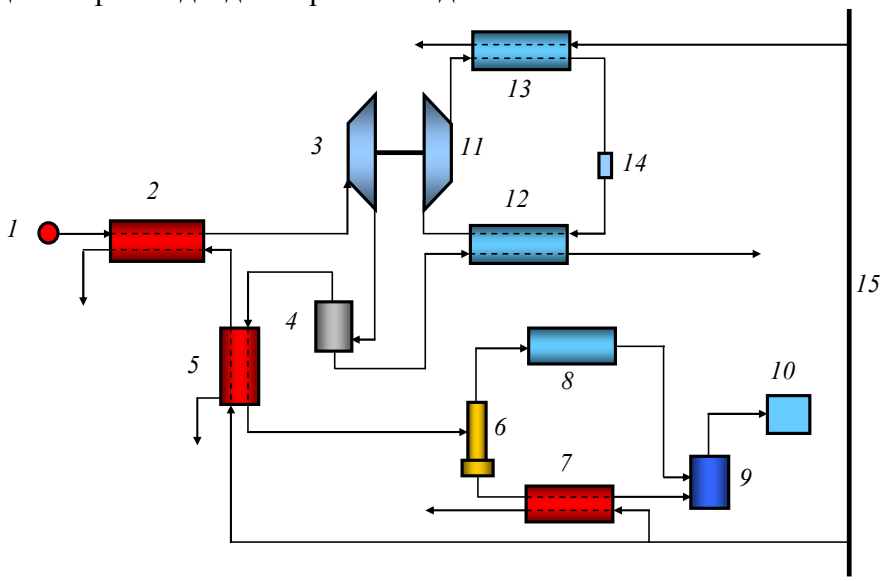


Рис.5. Технологическая схема комплексной утилизации геотермальной и сопутствующих видов энергий (1 – геотермальная скважина; 2, 5, 7 – теплообменники; 3 – турбодетандер; 4 – сепаратор; 6 – вихревая труба; 8 – холодильник; 9 – газгольдер; 10 – газораспределительный пункт; 11 – компрессор теплового насоса; 12 – испаритель; 13 – конденсатор; 14 – дроссельный клапан; 15 – трубопровод холодного водоснабжения).

Использование пароэжекторных установок при утилизации геотермальной энергии. Эжекторы, как и вихревые трубы, относятся к струйным аппаратам и служат для сжатия и перемещения газа, пара и жидкости. Принцип действия эжектора основан на передаче энергии от одной среды, движущейся с большой скоростью (рабочая среда), другой среде (подсасываемая среда). Сжатие и перемещение подсасываемой среды достигается за счет передачи ей кинетической энергии рабочей среды в процессе их смешения.

На рис.6,7 показаны принципиальная схема пароэжекторной холодильной установки и ее цикл в координатах *T-S*, где в качестве источника тепла используется термальная вода.

Сухой насыщенный пар с параметрами G_1, P_1,T_1, i_1 поступает из теплообменника-парогенератора 1 в эжектор 2, где при истечении из сопла его давление понижается до P_2 (процесс 1 – 4 на T - S диаграмме). В камере смешения он смешивается с сухим насыщенным паром с параметрами G_2, P_2,T_2, i_2, поступающим из холодильника-испарителя 6 (точка 2), в результате чего получается смесь паров с массой (G_1+ G_2) кг с параметрами P_2 и x_5 (точка 5). Далее из камеры смешения смесь поступает в диффузор эжектора, где происходит повышение ее давления до P_3 (точка 3, процесс 5 – 3). Из эжектора смесь с параметрами (G_1+ G_2), P_3,T_3, i_3 поступает в конденсатор 3, где происходит ее полная конденсация (процесс 3 – 6). Одна часть конденсата массой G_1 кг с помощью насоса 4 (процесс 6 – 7, работа насоса) поступает в парогенератор 1, другая часть конденсата массой G_2 кг в дроссель 5. В результате дросселирования (процесс 6 – 9) получается влажный пар с давлением P_2 и степенью сухости x_9, который далее поступает в холодильник 6. Здесь в результате подвода теплоты пар при постоянном давлении подсушивается до состояния $x_2 = 1$ (процесс 9 – 2), после чего поступает в эжектор 2. В парогенераторе 1 в результате подвода тепла от термальной воды G_1 кг конденсата превращается в сухой насыщенный пар давления P_1 (процесс 7 – 1).

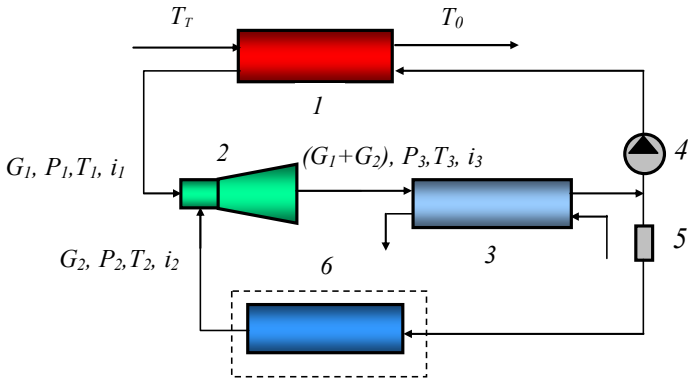


Рис.6. Схема геотермально-пароэжекторной холодильной установки (1 – теплообменник-парогенератор; 2 – эжектор; 3 - конденсатор; 4 - циркуляционный насос; 5 - дроссель; 6 – холодильная камера).

Для 1 кг термальной воды тепловой баланс парогенератора определяется из следующего равенства

$$C_B\left(T_T - T_1 - \Delta T\right) = G_1\left(i_1 - i_8\right), \qquad (1)$$

тогда $$G_1 = \frac{C_B(T_T - T_1 - \Delta T)}{i_1 - i_8} \qquad (2)$$

где T_T – температура термальной воды; T_1 – температура испарения рабочего агента в парогенераторе; ΔT – наименьший температурный напор; i_1, i_8 – энтальпия рабочего агента в соответствующих точках цикла (рис.7).

Значение G_2 найдем из теплового баланса эжектора

$$G_1 i_1 + G_2 i_2 = \left(G_1 + G_2\right) i_3, \qquad (3)$$

откуда $$G_2 = \frac{G_1\left(i_1 - i_3\right)}{i_3 - i_2} \qquad (4)$$

Коэффициент инжекции

$$u = \frac{G_2}{G_1} = \frac{i_1 - i_3}{i_3 - i_2} \qquad (5)$$

где i_1, i_2, i_3 – энтальпии рабочей, инжектируемой и сжатой среды (рис.7).

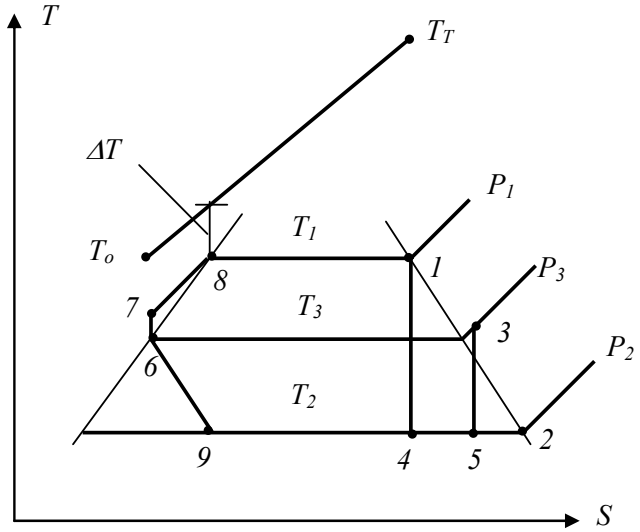


Рис.7. *T,S* – диаграмма цикла геотермально-пароэжекторной холодильной установки.

С использованием газодинамических функций определяется значение коэффициента инжекции u. Тогда из (5) находится энтальпия сжатого потока

$$i_3 = \frac{i_1 + u i_2}{1+u} \tag{6}$$

Удельная холодопроизводительность q_y установки

$$q_y = (i_2 - i_6) G_2 \tag{7}$$

Температура отработанной воды T_0 определяется из следующего теплового баланса

$$G_1(i_8 - i_7) = C_B(T_1 + \Delta T - T_0) \tag{8}$$

Количество охлаждающей воды $G_{o.в}$ определяется из теплового баланса конденсатора

$$G_{o.в} = \frac{(G_1 + G_2)(i_3 - i_6)}{C_{o.в}(T_5 - T_4)} \tag{9}$$

где T_4 и T_5 – начальная и конечная температуры охлаждающей воды.

В таблице 1 приведены основные термодинамические характеристики геотермально-пароэжекторной холодильной установки, рассчитанные для двух низкокипящих рабочих агентов – аммиака и изобутана. Удельная холодопроизводительность установки с аммиаком в 1,4 раза выше, чем при использовании изобутана, что свидетельствует о преимуществах аммиачных пароэжекторных установок.

Весьма перспективны комбинированные технологические схемы утилизации геотермальной энергии, позволяющие максимально использовать температуру добываемой воды. На рис. 8 приведена технологическая схема, где высокотемпературная термальная вода в начале используется для получения электроэнергии в двухконтурной ГеоЭС, и далее вода с более низкой температурой (80 – 60 ^{0}C) направляется в пароэжекторную холодильную установку для выработки холода.

Такие комбинированные технологические схемы весьма перспективны в теплохладоснабжении теплично-парниковых комбинатов (ТПК), где высокотемпературная вода используется в тепличном блоке, а отработанная вода низкого потенциала (60 ^{0}C и ниже) используется для выработки холода в хранилищах продукции ТПК.

Таблица 1. Термодинамические параметры геотермально-пароэжекторной холодильной установки.

P_1, МПа	P_2, МПа	P_3, МПа	T_1, ^{0}C	T_2, ^{0}C	T_3, ^{0}C	T_5, ^{0}C	T_6, ^{0}C	T_7, ^{0}C	T_8, ^{0}C	ΔT, ^{0}C	G_1, кг	G_2, кг	$G_{o.e.}$, кг	q_y, кдж
Аммиак														
1,553	0,291	0,857	40	-10	20	12	16	80	42	5	0,134	0,0335	11,8	38,7
								70	43		0,0995	0,0239	8,4	27,6
								60	43,8		0,0573	0,0143	5,06	16,5
Изобутан														
0,5	0,1	0,3	38	-12	20	12	16	80	40	7	0,467	0,093	11,6	27,2
								70	41,7		0,338	0,067	8,3	23,3
								60	43		0,2	0,04	5,0	11,7

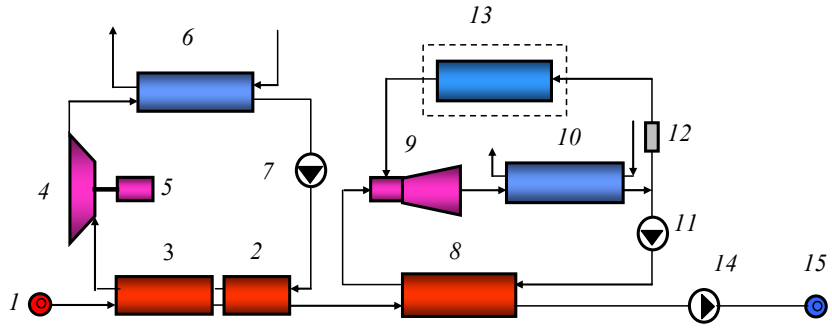


Рис. 8. Комбинированная технологическая схема для выработки электроэнергии и холода (1 – добычная скважина; 2 – теплообменник; 3 – испаритель; 4 – турбина; 5 – генератор; 6, 10 – конденсаторы; 7, 11 – циркуляционные насосы; 8 – теплообменник-пароперегреватель; 9 – эжектор; 12 – дроссель; 13 – холодильная камера; 14 – насосная станция контура ГЦС; 15 – нагнетательная скважина).

Необходимо отметить, что значительное число промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий остро нуждаются в вентиляции и холоде. В этих условиях возрастает роль геотермально-пароэжекторных холодильных установок.

Освоение высокопараметрических ресурсов. В пределах Восточно-Предкавказского артезианского бассейна, на глубинах 3000 – 5500 м, выявлено свыше 130 объектов с редкометальными промышленными водами, относящихся к 92 площадям, из которых 55 находятся на территории Дагестана, 29 – в Ставропольском крае и 8 – в Чеченской республике[2].

Наиболее перспективными для первоочередного освоения являются воды Берикейского, Тарумовского и Южносухокумского месторождений, где имеются готовые к эксплуатации скважины. Воды этих месторождений могут служить сырьем для извлечения 7 – 8 ценных компонентов. Средние концентрации ценных элементов в этих водах в несколько раз превышают минимальные для отнесения их к промышленным водам.

Берикейское месторождение промышленных вод представляет собой выработанное газонефтяное месторождение. На месторождении, в результате аварии и провала скважины (1952 г.), образовалось озеро геотермальных рассолов, состоящее из многочисленных газофлюидных грифонов редкометальных вод, которые по дренажному каналу стекают в море. Первоначальный дебит самоизливающихся рассолов (концентрация 75 – 80 г/л) достигал до 70 тыс. $м^3$/сут. В настоящее время промышленные запасы самоизливающихся рассолов составляют 1650 $м^3$/сут. Эксплуатационные запасы месторождения можно увеличить до 16 раз, что составляют 24 тыс. $м^3$/сут [3].

Комплекс эколого-экономических и химико-технологических исследований свидетельствуют о высокой эффективности комплексного освоения ресурсов Берикейского месторождения 4,5]. Срок окупаемости энерготехнологического комплекса по утилизации геотермальной энергии и получению поваренной соли и карбоната лития составляет 2 года. Экономические показатели комплекса будут улучшаться по мере наращивания получаемых компонентов (йода, брома, бора, стронция и т.д.).

Весьма перспективны для комплексного освоения попутные воды Южносухокумской группы газонефтяных месторождений Северного Дагестана. Суммарный их дебит составляет более 1,2 млн. $м^3$/год. По концентрации ценных элементов попутные воды нефтяных месторождений Северного Дагестана примерно соответствуют водам Берикейского месторождения, хотя минерализация их заметно больше.

На Тарумовской площади пробурены пять самых глубоких в мире геотермальных скважин, из которых по техническим причинам до проектной глубины 5500 м были пробурены три скважины. Из всех скважин были получены фонтаны однотипной парогидротермальной воды с минерализацией до 210 г/л и пластовой температурой 198 ^{0}C. Избыточное гидростатическое давление достигает 25 МПа, а газосодержание составляет 4,5 м^3/м^3, где доля углеводородных газов доходит до 92 %. Воды месторождения являются полезным сырьем для извлечения брома, йода, бора, рубидия, цезия, калия, стронция и хлорида натрия.

При извлечении только тепловой энергии оптимальными для добычи термальной воды обычно считаются скважины глубиной не более 3 км. Комплексное использование нескольких видов георесурсов (тепловой энергии воды, избыточной механической энергии, извлечение химических элементов и растворенных газов) приводит к снижению себестоимости единицы добываемой продукции и возрастанию оптимальных глубин до 6 км и более [6].

Проведены исследования по комплексной утилизации высокопотенциальных термальных вод Тарумовского геотермального месторождения. Оценочные показатели переработки термальной воды скважины № 6 приведены в таблице 2.

Таблица 2. Параметры и показатели переработки высокопараметрических вод скважины №6 Тарумовского месторождения.

№п.п.	Наименование параметра, продукции	Количество
1	Массовый расход термальной воды, кг/с	70
2	Массовый расход растворенных газов, кг/с	0,23
3	Устьевая температура термальной воды, ^{0}C	190
4	Избыточное устьевое динамическое давление, МПа	7,0
5	Минерализация воды, г/л	210
6	Тепловая энергия воды, МВт	47
7	Тепловая энергия растворенных газов, МВт	0,1
8	Механическая энергия воды, МВт	0,5
9	Химическая энергия растворенных газов, МВт	14,4
10	Мощность ГеоЭС на сверхкритическом цикле, МВт	5,0
11	CaO, т/год	39820
12	MgO, т/год	6900
13	RbCl, т/год	26,8
14	CsCl, т/год	9,6
15	$SrCO_3$, т/год	4470
16	NaBr, т/год	1947
17	H_3BO_3, т/год	1330
18	I, т/год	45
19	NaCl, т/год	413600

На рис.9 приведена схема комплексной, последовательной утилизации. На ГеоЭС на сверхкритическом цикле температура воды с 190 ^{0}C срабатывается до 60 ^{0}C. Далее вода поступает на гидротурбину, где потенциальная, избыточная энергия превращается в механическую энергию вращения турбины.

Из гидротурбины вода попадает на блок по утилизации и осушке растворенного газа, где одновременно происходит выпадение основной массы солевого шлама. Солевой шлам из шламонакопителя направляется на завод по переработке солей. В блоке пароэжекторной холодильной установки происходит снижение температуры воды до 40 ^{0}C. При этом мощность холодильной установки составляет 1 МВт. Из холодильной установки вода поступает в ТНУ (блок 6), где ее температура снижается до 33 ^{0}C. Привод компрессора ТНУ

осуществляется гидротурбиной. Тепловая мощность ТНУ составляет 2 МВт. Электрическая энергия, вырабатываемая в двухконтурной ГеоЭС, используется на нужды завода по переработке минеральных солей. Извлеченный из воды газ после его осушки также направляется на нужды завода. После извлечения химических элементов очищенная вода используется на различные технологические нужды.

Среднепотенциальное тепло, получаемое в ТНУ, используется для тепло- и горячего водоснабжения различных объектов, а холод, вырабатываемый в пароэжекторной установке, используется для хладоснабжения пищевой промышленности и кондиционирования воздуха.

Годовой объем извлекаемого газа при эксплуатации только одной скважины №6 эквивалентен замещению 12600 т у.т. При этом годовая добыча поваренной соли составляет более 400000 т, йода – 45 т , оксида кальция – около 40000 т, оксида магния – 6900 т.

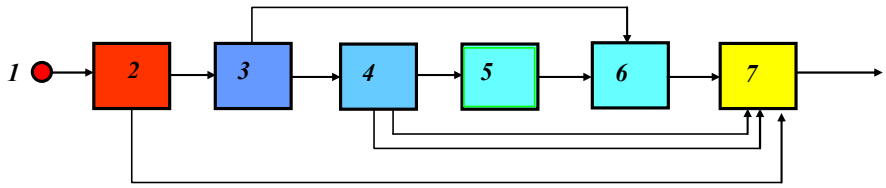


Рис.9. Технологическая схема комплексной утилизации геотермальной и сопутствующих видов энергий и минеральных солей (1 – геотермальная скважина; 2 – ГеоЭС на сверхкритическом цикле; 3 – блок утилизации механической энергии; 4 - блок утилизации растворенных газов; 5 – блок пароэжекторной холодильной установки; 6 – блок утилизации остаточного низкопотенциального тепла; 7 – завод по переработке минеральных солей).

Комплексная утилизация высокопараметрических промышленных вод позволит:

- эксплуатировать скважины в течение всего года с извлечением химических элементов и растворенных газов, при одновременном получении электроэнергии, тепла, холода и преобразовании избыточной потенциальной энергии в механическую энергию вращения турбины;
- производить максимальную утилизацию теплового потенциала термальной воды с понижением ее температуры на сбросе до 30 ^{0}C;
- обеспечить потребности промышленности России в ценном редкометальном сырье;
- значительно улучшить экономическую структуру региона за счет реализации избыточного редкометального сырья и получения дополнительных видов энергии для внутреннего пользования;
- превратить регион в демонстрационную зону высокой энергетической эффективности;
- создать дополнительные рабочие места и улучшить социальные условия жизни населения;
- резко повысить эффективность и рентабельность использования гидрогеотермальных ресурсов и значительно сократить сроки окупаемости капитальных вложений.

Рациональное освоение высокопараметрических геотермальных ресурсов должно обеспечить последовательную утилизацию всех полезных компонентов. При таком освоении решается также важная экологическая проблема – охрана окружающей среды от теплового и химического загрязнения.

Повышение конкурентоспособности геотермальных технологий связано с их дальнейшим совершенствованием, в частности с созданием комбинированных

геотермально-топливных электростанций, а также комплексным использованием геотермальных рассолов для выработки электроэнергии, теплоснабжения и извлечения ценных растворенных веществ.

Литература:

1. Способ утилизации энергии геотермальных вод / *К.М.Магомедов, А.Б. Алхасов, М.Г. Вердиев, Ч.М. Чупалаев* – патент № 2190812, бюл. № 28, 2002.
2. *Курбанов М.К.* Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М.: Наука, 2001. 260 с.
3. *Курбанов М.К., Курбанов А.М.* Дагестанская провинция редкометальных перегретых рассолов – крупная сырьевая база для создания высокоэффективного горно-химического и энергетического комплексов на юге России / Материалы Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы», том 1, Махачкала, 2005. с. 100 -117.
4. *Рамазанов А.Ш.* Химико-технологические проблемы комплексного использования геотермальных вод Дагестана /Сб. науч. тр. ИПГ Даг. ФАН СССР. Махачкала, 1987, вып. 7. с. 164-168.
5. *Рамазанов А.Ш.* Закономерности хемосорбции ионов лития аморфным гидроксидом алюминия из хлоридных вод // Химия и технология воды, 1991, т.13, №2, с. 140 – 143.
6. *Гаджиев Ш.А., Абуев З.Д.* Тенденции изменения экономических показателей использования георесурсов в связи с ростом глубин освоения/ Сб. науч. тр. ИПГ Даг. ФАН СССР. Махачкала, 1984, вып.1. с. 125-128.
7. *Соколов Е.Я., Бродянский В.М.* Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергия, 1967. 336 с.
8. Таблицы газодинамических функций природного газа. М.: ЦАГИ, 1987, 116 с.

СОСТОЯНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ
I. Солнечная энергия. Энергия ветра.

Попель О.С.

Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

Термин возобновляемые источники энергии (ВИЭ) применяется по отношению к тем источникам энергии, запасы которых восполняются естественным образом, прежде всего, за счет поступающего на поверхность Земли потока энергии солнечного излучения, и в обозримой перспективе являются практически неисчерпаемыми. Это, в первую очередь, сама солнечная энергия, а также ее производные: энергия ветра, энергия растительной биомассы, энергия водных потоков и т.п. К возобновляемым источникам энергии относят также геотермальное тепло, поступающее на поверхность Земли из ее недр, низкопотенциальное тепло окружающей среды, а также некоторые источники энергии, связанные с жизнедеятельностью человека (тепловые «отходы» жилища, органические отходы промышленных и сельскохозяйственных производств, бытовые отходы и т.п.).

Энергетический потенциал большинства из перечисленных выше ВИЭ в масштабах планеты и территорий стран во много раз превышает современный уровень энергопотребления, и поэтому они могут всерьез рассматриваться как возможный источник производства энергии.

К серьезным недостаткам ВИЭ, ограничивающим их широкое практическое применение, относятся **невысокая плотность энергетических потоков** и их **непостоянство во времени** и, как следствие этого, необходимость значительных затрат на оборудование, обеспечивающее сбор, аккумулирование и преобразование энергии.

Стоимость энергии, получаемой от ВИЭ, в течение последних лет стремительно снижается, и многие технологии становятся конкурентоспособными. Вместе с тем, во многих случаях ВИЭ пока еще уступают технологиям, основанным на использовании традиционных видов топлив, прежде всего из-за сравнительно высоких начальных капитальных затрат.

1. Солнечная энергия. Солнечная энергия занимает лидирующее положение среди ВИЭ. Суммарный поток энергии солнечного излучения на поверхность Земли во много раз превышает мощность действующих в мире энергоустановок, а располагаемые ресурсы солнечной энергии на территориях всех стран, в том числе расположенных в высоких широтах, существенно превышает их энергетические потребности на обозримую перспективу.

Солнечное излучение, вследствие того, что оно исходит от источника с яркостной температурой около 6000°C, с термодинамической точки зрения является высококачественным первичным источником энергии, допускающим принципиальную возможность ее преобразования в другие виды энергии (электроэнергия, тепло, холод и др.) с высоким КПД. Его существенными недостатками с технической точки зрения являются нестабильность (суточная, сезонная, погодная) и относительно малая плотность энергетического потока. В среднем за год (с учетом ночей и облачности) он составляет от 150 до 250 Вт/м^2, что тем не менее соответствует ежегодному поступлению на 1 м^2 земной

поверхности энергии эквивалентной 150…250 кг у.т.[1]).

Эти «особенности» солнечного излучения обусловливают необходимость сооружения приемников солнечного излучения повышенной площади и создания аккумуляторов энергии. В результате стоимость солнечных установок оказывается значительной, что снижает их конкурентоспособность по отношению к традиционным энергоустановкам, особенно если последние используют дешевое органическое топливо.

Сегодня солнечная энергия все более широко используется для нагрева различных теплоносителей (горячее водоснабжение, отопление, сушка, термохимические холодильные установки и т.п.), для производства электроэнергии (фотоэлектрические преобразователи, солнечные энергоустановки с термодинамическим преобразованием энергии), в солнечной архитектуре и в других сферах.

Бытующее мнение о том, что Россия не располагает значительными ресурсами солнечной энергии для ее эффективного энергетического использования, не соответствует действительности. На рис.1 представлена карта распределения ресурсов солнечной энергии по территории России, разработанная специалистами Объединенного института высоких температур РАН с использованием данных российских актинометрических станций и данных международной климатической базы данных НАСА, полученных на основе многолетних спутниковых наблюдений. На карте приведены годовые среднедневные суммы солнечной радиации на неподвижные наклонные поверхности южной ориентации с оптимальным углом наклона к горизонту, обеспечивающим максимальный «сбор» солнечного излучения.

Рис.1. Распределение годовых среднедневных поступлений солнечной энергии по территории России (оптимально ориентированная неподвижная поверхность южной ориентации).

Территория России разбита преимущественно на 4 «солнечные» зоны, которые окрашены разными цветами. Причем наиболее «солнечными» районами России оказываются Приморье, юг Иркутской области, Бурятия, Тыва (4,5…5 кВтч/м^{2}день и выше), которые по суммам поступающей солнечной радиации практически не уступают считающимся благоприятными для эффективного использования солнечной энергии европейским странам. Большая часть территории страны независимо от широты имеет одинаковые солнечные ресурсы от 3,5 до 4 кВтч/м^{2}день. Интересно отметить, что традиционно считающийся наиболее «солнечным» Северный Кавказ и большая территория Центральной и Восточной Сибири характеризуются одинаковыми суммами приходящей солнечной радиации от 4 до 4,5 кВтч/м^{2}день.

[1] 1 кг у.т. = 7 Мкал

Для сравнения отметим, что самый «солнечный» район Европы – юг Испании – характеризуется среднегодовым дневным поступлением солнечной радиации 4,7 кВтч/м^{2}день, а юг Германии, где сегодня идет активное внедрение солнечных установок - 3,3 кВтч/м^{2}день.

1.1. Тепловое использование солнечной энергии. Установки солнечного теплоснабжения уже сегодня находят широкое коммерческое применение во многих странах мира. Они используются для нагрева воды в бассейнах, для горячего водоснабжения индивидуальных и коллективных потребителей, отопления зданий (преимущественно в странах с мягким климатом), сушки сельскохозяйственной и другой продукции, приготовления пищи (солнечные печи), опреснения воды методом дистилляции и ряда других приложений. Суммарная тепловая мощность солнечных тепловых установок, действующих в мире, превышает 100 ГВт. В европейских странах мощность таких установок составляет около 15 ГВт, причем ежегодный объем их продаж в последние годы непрерывно возрастает и превышает в мире [1] – 14 ГВт/год, а в Европе [2] – 1,5 ГВт/год.

Мировым лидером по используемой площади солнечных тепловых установок является Китай (58,4%), на страны ЕС приходится 12,7%, в Турции установлено 9% всех солнечных коллекторов (рис.2).

По удельному показателю: площадь тепловых солнечных коллекторов на 1000 жителей – мировыми лидерами являются Израиль (около 750 м^2) и Кипр (около 630 м^2).

Лидерами в Европе по суммарной мощности действующих солнечных установок (данные 2004г.) являются Германия (47% от всех установленных в Европе солнечных коллекторов), Греция (14%), Австрия (12%) и Испания (6%).

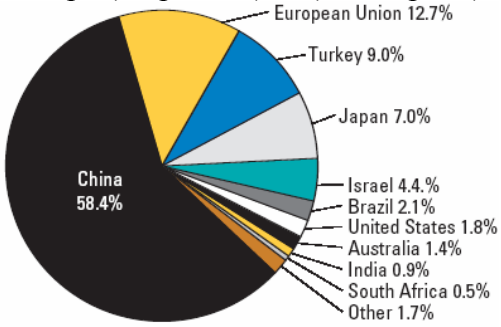


Рис.2. Относительное распределение мощности солнечных тепловых установок по основным странам мира.

В 2005 году во всех странах мира было установлено (продано) 13 729 МВт(т) (19,6 млн. м^2) солнечных коллекторов [3]. Из них в Китае 77%, в Европе – около 10%. В 2005 году рост продаж солнечных коллекторов по миру составил 21%, в 2006 г. - 42%, в 2007г. – 36% (табл.1).

Таблица 1. Объем продаж солнечных коллекторов в различных странах мира.

Страна	**Объем продаж, МВт/тыс. м^2**	**Страна**	**Объем продаж, МВт/тыс. м^2**
Китай	10 500 / 15 000	Турция	336/480
Германия	679 / 1 000	Израиль	252 / 360
Австрия	163 / 233	Австралия и Новая Зеландия	154/220
Греция	154/220	Африка	119 / 170
Франция	85/121	США и Канада	84 / 120
Испания	75/107	Япония	203 / 290
остальная Европа	260/371	остальная Азия	308/440
		остальной мир	70 / 100

Наиболее широкое практическое применение нашли плоские солнечные коллекторы, обеспечивающие по сравнению с другими типами солнечных коллекторов более эффективный нагрев теплоносителя от 10 до 50°С выше температуры окружающей среды. Выполнен детальный анализ массо-габаритных и теплотехнических показателей плоских солнечных коллекторов, выпускаемых в мире [4]. Показано, что за несколько десятилетий они практически достигли своего предельного технического уровня. «Типичный» плоский солнечный коллектор (рис.3) содержит оребренную тепловоспринимающую металлическую панель с каналами для теплоносителя, имеющую наружное оптически селективное покрытие, прозрачное фронтальное ограждение, изготовленное из упрочненного или закаленного стекла с низким содержанием железа, и теплоизоляционный корпус.

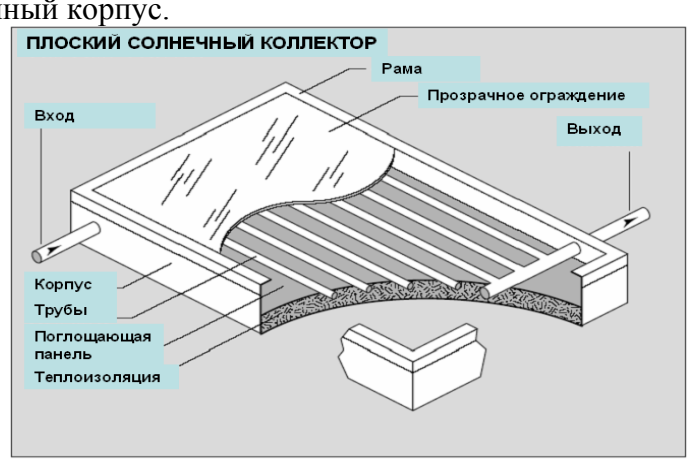


Рис.3. Типичная конструкция плоского солнечного коллектора.

Суммарная площадь действующих в России солнечных тепловых установок оценивается всего в 100 тыс. м^2, что явно не соответствует реальным возможностям и потребностям потребителей в различных регионах страны. Наиболее активно солнечные тепловые установки внедряются в Краснодарском крае (в основном в санаторно-курортном комплексе) и в Бурятии, где имеются специализированные организации, целенаправленно занимающиеся этой проблемой. Как показывают исследования ОИВТ РАН, использование солнечных установок, по крайней мере, сезонного типа, для нагрева воды в неотопительный период года является весьма перспективным и экономически целесообразным, прежде всего для замещения многочисленных электроводонагревателей.

1.2. Пассивное использование солнечной энергии в зданиях. Применение несложных, но весьма эффективных архитектурно-планировочных решений, современных строительных материалов и конструкций при проектировании новых зданий и реконструкции старых с учетом местных климатических факторов позволяет обеспечить существенное снижение затрат энергии на отопление, освещение помещений и поддержание более стабильного и комфортного микроклимата внутри здания. Это направление использования солнечной энергии широко развивается во многих странах, и получило название «пассивная солнечная архитектура».

Создание энергоэффективного здания является весьма сложной многофакторной проблемой.

Основным фактором является солнечная радиация. В климатических условиях средней полосы России на единицу горизонтальной поверхности поток солнечного излучения «приносит» за год более 1 МВт-ч тепловой энергии. В солнечные дни отопительного периода поступление солнечной энергии через

световые проемы может быть соизмеримо или даже превышать отопительную нагрузку здания. Поэтому умелое использование энергии солнечного излучения позволяет снизить потребление тепла в такие периоды.

Другим важным фактором, требующим учета при создании здания, является господствующая в месте его строительства роза ветров. В зданиях, где нормативная кратность воздухообмена обеспечивается за счет естественного притока воздуха через негерметичную оболочку здания, пренебрежение этим фактором, как правило, приводит к появлению сквозняков, выстуживанию здания в результате неконтролируемой инфильтрации воздуха. В отопительный период года это вызывает повышенное потребление тепловой энергии и/или к отклонению от условий комфортности.

Основные правила пассивной солнечной архитектуры, обеспечивающие наиболее эффективное использование природных факторов, в первую очередь, солнечной энергии, сводятся к следующим положениям:

1. Здание своей более длинной стороной должно быть ориентировано по оси запад-восток.
2. Южный фасад здания (для северного полушария) в отопительный сезон должен быть максимально открыт для облучения солнечным излучением.
3. Внутренние помещения здания, требующие наибольшей освещенности, должны располагаться преимущественно в южной части здания. Вспомогательные помещения - с северной стороны здания.
4. Необходимо стремиться к большей открытости внутреннего пространства, сокращению числа внутренних глухих стен и перегородок, что способствует улучшению работы системы пассивного обогрева / охлаждения здания.
5. Световые проемы здания должны быть снабжены солнцезащитными устройствами, размеры и геометрия которых должны способствовать беспрепятственному прохождению прямого солнечного излучения внутрь здания в жаркое летнее время, и, обеспечивать затенение в зимнее время.

Для наилучшего обеспечения пассивного солнечного обогрева здания необходимы: ориентированный преимущественно на юг световой проем (витраж, окна и т.п.), пропускающий солнечное излучение внутрь оболочки здания, и массивный теплоприемник, поглощающий солнечное излучение, аккумулирующий и перераспределяющий тепло.

Разработаны три концепции пассивного солнечного обогрева, конечная цель которых состоит в максимальном аккумулировании солнечного тепла с помощью строительных элементов здания и использования его в период, когда солнце уже не светит.

Первая концепция – Прямой обогрев внутреннего пространства солнечным излучением, который предусматривает использование существующего пространства, расположенного за остеклением южной стены дома, в качестве солнечного коллектора.

Солнечное излучение, пройдя через витраж/окна, поглощается и частично переотражается стенами, потолком и полом и нагревает их. За счет большой суммарной теплоемкости внутренние строительные конструкции не перегреваются и обеспечивают постепенный возврат тепла в помещение в течение длительного.

На основании накопленного опыта разработки пассивных систем отопления для домов, расположенных в средних широтах, рекомендуется, чтобы суммарная масса освещаемых солнцем стен, пола и потолочных панелей, изготовленных из кирпича и/или бетона была равна 600 – 800 кг в расчете на 1 м^2

прозрачного ограждения. Конструкции с большей теплоемкостью должны располагаться в зоне падения прямых солнечных лучей. Толщина внутренних стен и перекрытий не должна превышать 15 – 18 см. Площадь освещаемых прямым солнечным излучением стен, пола и потолка должна быть в 6 – 8 раз больше площади световых проемов. Соотношение между суммарной площадью остекления, ориентированного на юг, и суммарной площадью пола дома должна быть 8…10%. Стены и перекрытия не должны иметь внутренних полостей; пол не следует укрывать теплоизолирующими ковровыми покрытиями. Цвет пола должен быть умеренно темным, стен и потолка – светлым.

При выполнении перечисленных рекомендаций суммарная эффективность использования солнечной энергии, прошедшей внутрь здания, оценивается в 65 – 70%.

Вторая концепция – Расположение обогреваемого пространства за массивной теплоемкой конструкцией. Солнечное излучение, пройдя через остекление, поглощается поверхностью этой конструкции и затем за счет теплопроводности и естественной конвекции передается внутрь здания (рис.4).

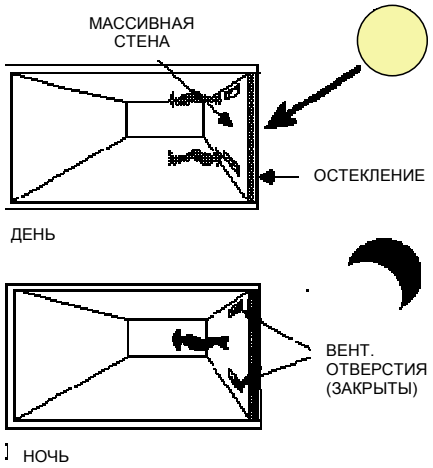


Рис.4.

Наибольшую известность в рамках этой концепции получила так называемая «стена Тромба». Массивная стеновая панель располагается непосредственно за остеклением южного фасада здания. В нижней и верхней частях стены создаются вентиляционные отверстия, через которые днем воздух, нагретый в пространстве между стеной и остеклением за счет естественной циркуляции поступает внутрь здания, обогревая его. В ночное время тепло передается в здание от нагретой солнцем стены преимущественно за счет теплопроводности. Вентиляционные отверстия закрываются, чтобы предотвратить возникновение обратной циркуляции воздуха.

Рекомендуемая толщина стены в случае использования кирпича – 30…40 см, в случае бетона – 25…35 см. Снаружи стена должна быть окрашена в темный цвет. Зазор между остеклением и стеной должен быть 12…15 см. Для хорошо теплоизолированного дома рекомендуется соотношение между площадями стены и пола отапливаемого пространства на уровне 0,2…0,3. В этом случае 30…45% энергии солнечного излучения, поступающей на южную поверхность стены, используется для отопления дома.

Менее известны пассивные системы охлаждения/обогрева с использованием водяных бассейнов на крыше дома. Толщина слоя воды в известных конструкциях варьируется от 15 до 35 см. Особенно эффективно использование «водяных крыш» для стабилизации температуры в помещениях в

районах с жарким и сухим климатом. В этом случае слой воды обеспечивает экранирование потока солнечного тепла, а «сброс» излишков тепловой энергии осуществляется в основном за счет испарения воды с открытой водной поверхности.

Третья концепция предусматривает комбинацию первых двух подходов и реализуется с помощью остекленной пристройки, как правило, с южной стороны дома, которая может использоваться как веранда, лоджия, теплица или как зимний сад (рис.5). Наружная поверхность южной стены окрашивается в темный цвет, чем обеспечивается эффективное поглощение солнечного излучения и нагрев стены. Вентиляционные отверстия в верхней и нижней частях массивной южной стены обеспечивают естественную или принудительную циркуляцию воздуха и подачу нагретого в остекленной пристройке воздуха во внутренние помещения. Одновременно стена играет роль аккумулятора тепла, сглаживающего во времени поступление тепла во внутренние помещения. Площадь остекления пристройки должна составлять примерно 1/3 от площади пола обогреваемого внутреннего пространства помещений.

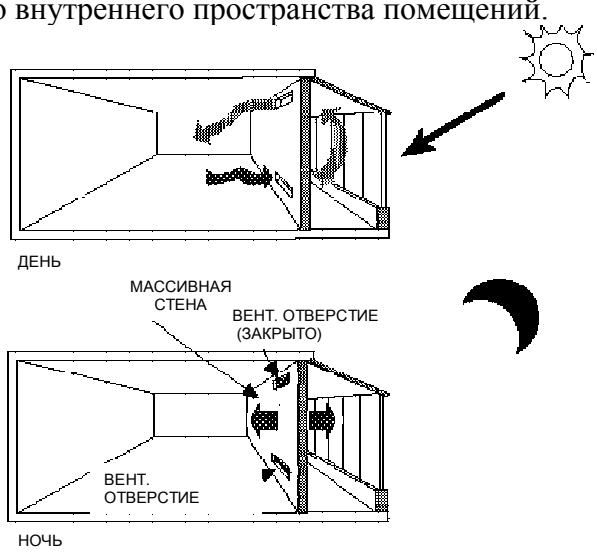


Рис.5.

Использование описанного архитектурного решения помимо эффективного обогрева пристроенного остекленного пространства позволяет направлять на отопление самого дома до 30% падающей на южный фасад дома энергии солнечного излучения.

К элементам пассивной солнечной архитектуры можно отнести широко применяемые в последнее время различные энергосберегающие селективные («зимние», «летние» и комбинированные) тонкопленочные покрытия светопрозрачных ограждений, в том числе с управляемыми оптическими свойствами и др.

Известно, что основными составляющими теплопотерь здания являются потери тепла через ограждающие конструкции (стены, окна) и потери, связанные с необходимостью поддержания соответствующего качества воздуха внутри помещений за счет обеспечения соответствующей кратности воздухообмена. Причем, по мере применения современных теплоизолирующих строительных материалов вторая составляющая теплопотерь становится определяющей. Поэтому создание дома с минимальными потребностями в тепле на отопление требует применения современных инженерных решений по утилизации тепла вентиляционных выбросов, использования эффективных отопительных систем.

1.3 Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии в электроэнергию. Производство **фотоэлектрических преобразователей** (ФЭП) в мире, обеспечивающих прямое преобразование энергии солнечного излучения в электроэнергию и использующих как прямое, так и рассеянное излучение, в 2006 году достигло 1,5 ГВт в год. Рост рынка ФЭП за последние 10 лет составлял около 30% в год, а в 2000-2004 гг. достигал 60% в год. ФЭП находят широкое практическое применение при создании энергоустановок с единичной мощностью от нескольких десятков Ватт до сотен кВт.

Особенно велик рынок ФЭП в развивающихся и в европейских станах (Германия, Испания и др.), а также в Японии. В ряде стран успешно реализуются национальные программы широкого внедрения ФЭП: «100 тысяч солнечных крыш» в Германии, «100 тысяч крыш» в Японии, «1 млн. крыш» в США.

Наибольшее применение ФЭП находят в локальных сетях энергоснабжения, а также для автономного (внесетевого) энергоснабжения различных потребителей. По мере снижения стоимости ФЭП все большее внимание уделяется изучению возможности создания крупных фотоэлектрических электростанций гигаватного класса в пустынных районах земного шара.

Более 90% рынка – это ФЭП, модули которых имеют КПД 15…17%. В условиях средних широт такие фотоэлектрические установки, подключенные к сети, могут производить от 900 до 1500 кВтч/кВт$_{пик}$ в год, что эквивалентно 120…200 кВтч/м^{2}год.

Ожидается, что в обозримом будущем КПД промышленных ФЭП могут быть увеличены до 30…35% (рис.6), а их стоимость в модулях уже в ближайшие годы может быть снижена до 1 $/кВт$_{пик}$ и менее.

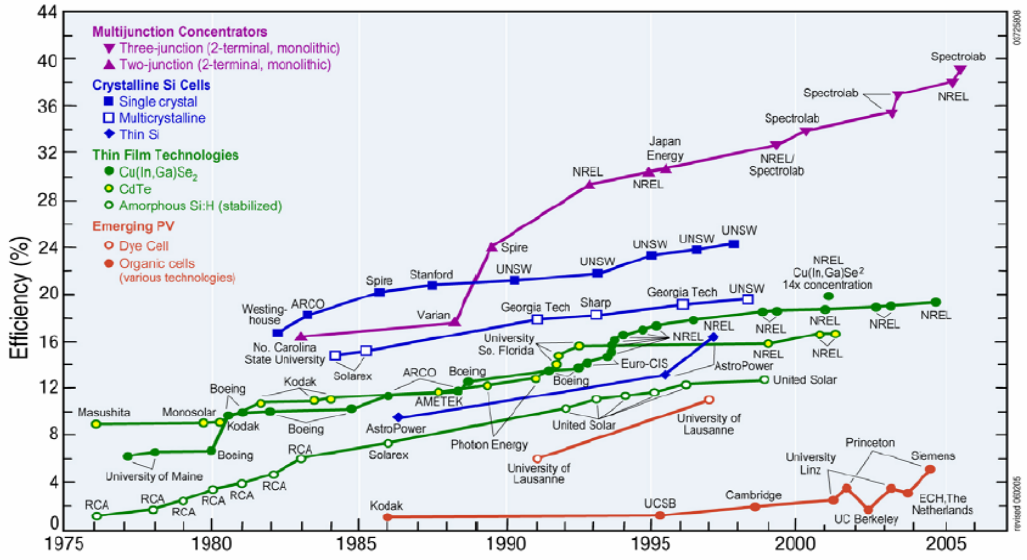


Рис.6. История достижения рекордных значений КПД различных типов ФЭП.

Хотя интенсивные исследования и разработки в области фотоэлектричества во всех ведущих странах мира привели к серьезным успехам как в части повышения КПД фотопреобразователей, так и в части снижения стоимости их производства, стоимость электроэнергии, получаемой от ФЭП, все еще намного превосходит стоимость электроэнергии, вырабатываемой обычными электростанциями. Например, даже в солнечной Калифорнии, где годовое число часов использования ФЭП превышает 3000, стоимость электроэнергии, производимой ими не ниже 16 центов за кВтч. Таким образом, электроэнергию, получаемую от ФЭП, не следует в ближайшее десятилетие рассматривать как

альтернативу традиционной электроэнергии, а лишь как возможность снабдить электроэнергией потребителя, удаленного от существующих электросетей или желающего иметь резервный источник на случай отказа электроснабжения.

Несмотря на то, что сегодня идут интенсивные поиски оптимальных полупроводниковых систем для изготовления ячеек ФЭП, для энергетических целей пока находят применение лишь кремниевые фотоэлементы.

Для фотоэлементов из монокристаллического кремния в лабораторных условиях на опытных образцах достигнут кпд 24%; на малых опытных модулях – 18%.

Для поликристаллического кремния эти рекордные значения равны 17 и 16%, для аморфного кремния (α-Si) на опытных модулях достигнуты кпд около 11%. В промышленном производстве многими компаниями для больших модулей (несколько десятков Вт) достигаются следующие типичные кпд:

- монокристаллический кремний – 15 – 16%,
- поликристаллический кремний – 12 – 13%,
- аморфный кремний – 8 –10%.

Конкуренция между кристаллическим и аморфным кремнием для ФЭП пока не позволяет прийти к окончательным выводам об абсолютных преимуществах той или другой технологии. ФЭП из аморфного кремния существенно дешевле, чем из кристаллического кремния. Вместе с тем их отставание по КПД и, что особенно существенно, значительная деградация во времени дают основания для утверждений многих специалистов о неэффективности применения ФЭП из аморфного кремния для энергетических установок. *α-Si* сегодня находит свое применение в основном для создания маломощных фотоэлектрических источников питания для часов, калькуляторов, игрушек и т.п.

Исследования и разработки в области новых ФЭП в основном направлены на использование полупроводников с шириной запрещенной зоны, совпадающей с энергией световых квантов в области максимума интенсивности солнечного спектра, что позволяет надеяться на существенное повышение КПД преобразования солнечной энергии.

К таким полупроводникам относятся *GaAs* и *CdTe*. В Национальной лаборатории США по возобновляемым источникам энергии (NREL) получены рекордные для тонкопленочных элементов на основе *CdTe* значения КПД 16,4%.

Переход к тонкопленочным ячейкам и модулям является одним из перспективных путей снижения стоимости ФЭП. В качестве тонкопленочных систем рассматривается аморфный кремний *α-Si* и системы на основе некоторых композитных соединений, например, на основе соединения $InCuSe_2$.

В среднем стоимость модулей ФЭП с пиковой (при облучении 1000 Вт/м^2 световым потоком со спектром, соответствующим солнечному) мощностью 50 – 70 Вт на мировом рынке сегодня снизилась до 4 $/Вт (стоимость ФЭП у российских производителей около 3,5 $/Вт). Однако с учетом стоимости опор, коммутационных устройств, системы автоматики и другого необходимого комплектующего оборудования стоимость установки в целом возрастает как минимум вдвое и может составлять до 7000 – 10000 долларов за пиковый кВт.

Несмотря на довольно высокую стоимость электроэнергии, фотоэлектрические преобразователи находят все более широкое применение в следующих областях:

А) автономное питание неподключенных к электрическим сетям потребителей, в том числе:

Коммуникационные системы (ретрансляторы, мобильные радиосистемы, телефонные сети, автономные системы контроля и управления и т.п.). Мощность фотоэлектрических установок, применяемых в этой области, составляет от нескольких ватт до нескольких киловатт;

Подзарядка аккумуляторов. Применение ФЭП позволяет решить проблему саморазряда аккумуляторов, как правило, наиболее дешевым, надежным и простым способом.

Катодная защита. ФЭПы нашли широкое применение как автономный источник питания систем защиты от коррозии телекоммуникационных вышек, трубопроводов, подземных металлических резервуаров и подземных конструкций зданий, подверженных агрессивному воздействию окружающей среды. Как правило, их мощность для этих целей не превышает 10 кВт.

Сигнальные устройства - электропитание с помощью ФЭП сигнальных навигационных огней на реках, в море, огней безопасности, устанавливаемых на линиях электропередач, высотных сооружениях, световых и звуковых сигнальных устройств на железнодорожных путях и автомобильных дорогах и т.п.

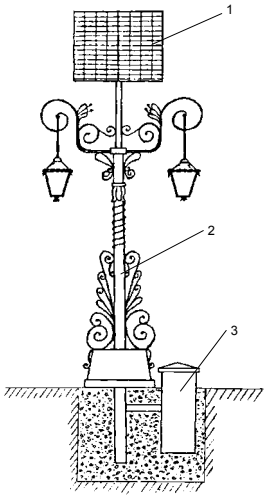


Рис.6. Солнечный автономный парковый фонарь (1 - солнечная батарея; 2 - опора со светильниками; 3 - аккумуляторная батарея с электронным блоком).

Освещение. Десятки тысяч ФЭП в сочетании с аккумуляторными батареями используются в разных странах для освещения рекламных щитов, дорожных и парковочных знаков и указателей и т.п., в том числе внутри больших городов.

Большое распространение, особенно в странах с жарким климатом, получили *электрохолодильники*, запитываемые от ФЭП.

Одно из привлекательных применений ФЭП – электропитание *дистанционных переключателей*, в том числе на мощных линиях электропередач.

Удаленный мониторинг. Это направление использования ФЭП является также одним из наиболее распространенных. Сегодня в разных странах действует более 100 000 фотоэлектрических установок, обеспечивающих питание автономных метеостанций, станций автономного контроля температуры и уровня воды, расхода жидкостей в трубопроводах, контроля уровня загрязнения воздуха вблизи промышленных предприятий и т.п.

Водонасосные установки. Фотоэлектрические установки находят применение для подъема питьевой воды из скважин и колодцев, для ирригационных целей в сельском хозяйстве. Установки работают при наличии солнечного излучения, накапливая воду в резервуаре.

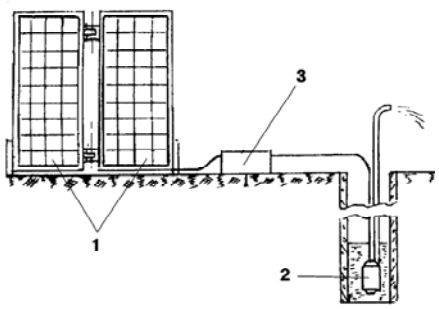


Рис.7. Солнечная водоподъемная установка (1 - солнечные модули; 2 - вибрационный насос; 3 – инвертор).

Б) Все более широкое применение фотоэлектрические установки получают в сфере энергоснабжения жилых домов. В 1990 – 1995 гг. в Германии была реализована программа «Тысяча крыш». В соответствии с этой программой во всех федеральных Землях было смонтировано 2250 установок на крышах муниципальных и частных зданий, каждая мощностью от 1 до 5 кВт. В результате выполнения программы суммарная мощность ФЭП, используемых для зданий в Германии превысила 6 МВт. Программа имела большое пропагандистское значение, в результате ее выполнения накоплен громадный опыт по практическому использованию перспективной технологи в конкретной сфере жилищного строительства.

Ряд европейских стран последовал примеру Германии, а в 1997 году в США принята программа «Миллион солнечных крыш», которая рассчитана до 2010 года. Стоимость всей программы превышает 10 млрд. долларов. Значительная доля затрат планируется из бюджета (6,3 млрд. долларов), остальные средства будут предоставлены различными фондами и самими потребителями.

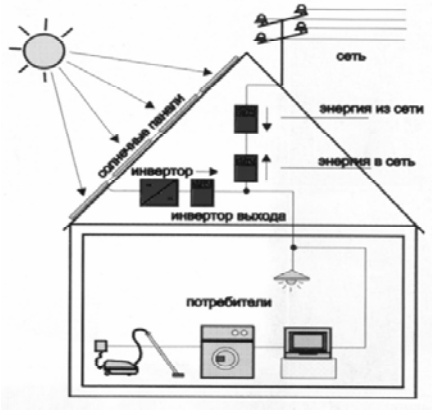


Рис.8. Принципиальная схема фотоэлектрической установки.

Одна из задач, связанных с применение ФЭП в жилых и административных зданиях, состоит в том, чтобы модули ФЭП могли заменять традиционные строительные элементы или облицовочные материалы. При этом они должны удовлетворять архитектурным решениям и быть привлекательными с эстетической точки зрения. Например, в Японии созданы ФЭП, которые могут полностью заменить традиционно применяемую черепицу. Делаются попытки создать ФЭПы, которые могли бы применяться как облицовочные материалы для фасадов зданий, с учетом желаемой цветовой гаммы.

В) В ряде стран действует несколько десятков демонстрационных фотоэлектрических станций мощностью в несколько сот кВт каждая, являющихся прообразами будущих крупных солнечных электростанций. Они пока еще далеки

от самоокупаемости, но важны для накопления опыта эксплуатации и демонстрации перспективных экологически чистых энергетических технологий.

Еще одно направление снижения стоимости ФЭП – это использование ФЭП с концентрацией солнечной радиации. Этот подход исходит из того, что стоимость единицы площади концентратора солнечной радиации ниже стоимости единицы площади ФЭП. Облучая ФЭП солнечной радиацией концентрированной в n раз, можно для получения той же мощности примерно во столько же раз уменьшить размер (площадь) ФЭП.

Кроме того, при использовании концентрированной радиации несколько повышается КПД ФЭП. Для сравнительно небольших концентраций могут быть применены достаточно дешевые линзы Френеля. При больших концентрациях возникает дополнительная проблема, связанная с нагревом ФЭП, при котором его кпд падает. Это затруднение пытаются обойти, либо применяя охлаждение ФЭП, либо используя селективные концентраторы, направляющие на ФЭП концентрированный поток радиации только в том диапазоне длин волн, который эффективно преобразуется в электроэнергию. При этом остальная часть спектра, прежде всего длинноволновая, которая собственно и греет ФЭП, не концентрируется.

К ключевым достоинствам ФЭП, определяющих перспективы их использования различными потребителями, относят:

- экологическую чистоту и отсутствие каких-либо выбросов,
- отсутствие движущихся частей и какого-либо шума при работе,
- длительный (15-20 лет) ресурс и практическое отсутствие необходимости обслуживания и ремонта в течение всего срока эксплуатации,
- слабую зависимость КПД от размеров солнечной установки,
- модульность конструкции и возможность набора мощности ФЭП из модулей в интервале от нескольких сотен Вт до сотен кВт,
- работоспособность в широком диапазоне изменения климатических условий, в том числе способность преобразования в электроэнергию энергии не только прямого, но и рассеянного солнечного излучения.

Несмотря на принципиальную привлекательность применения ФЭП с концентраторами сегодня, нет оснований делать вывод об их бесспорных преимуществах.

ФЭП с концентрацией требует слежения за солнцем, а это удорожает установку. При этом ФЭП использует только прямое солнечное излучение, тогда как ФЭП без концентрации использует и рассеянное излучение.

1.4 Тепловые солнечные электростанции. Впервые техническая концепция создания тепловых солнечных электростанций, базирующаяся на концентрации солнечного излучения с целью получения высоких температур теплоносителя, была разработана в Энергетическом институте им. Г.М. Кржижановского в 30-е годы прошлого столетия. Однако практическое воплощение этой идеи независимо в разных странах было начато лишь в 70-е годы, как результат «энергетического кризиса» того периода.

Разработки солнечных энергетических установок и крупных тепловых электростанций основываются на трех основных подходах:

1. Использование параболоцилиндрических концентраторов (parabolic trough) для нагрева теплоносителя (масло, вода) в линейном трубчатом приемнике до температуры около 400°С. Поглощенное тепло используется, как правило, для генерации водяного пара, который направляется в паровую турбину для выработки электрической энергии.

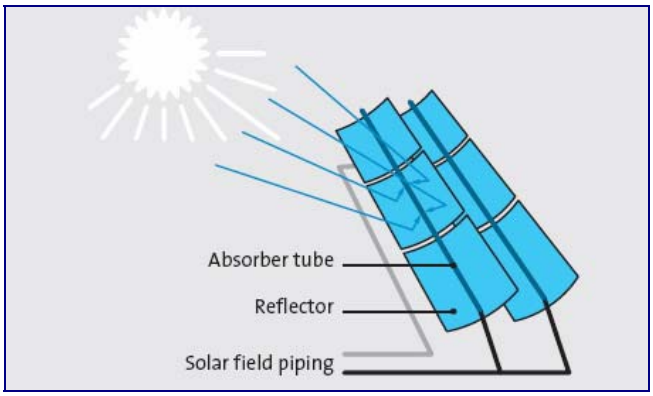


Рис.9.

2. Концентрация солнечного излучения с помощью поля плоских гелиостатов на центральный приемник, расположенный на вершине башни (башенные СЭС). В этом варианте возможно получение более высоких коэффициентов концентрации и соответственно более высоких рабочих температур на уровне 1 000 ^{o}C и выше.

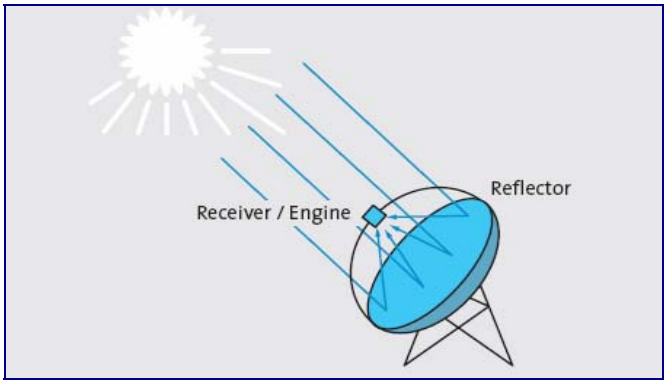


Рис.10.

3. Использование параболоидных концентраторов (parabolic dish) с приемником, расположенным в фокальной области. Нагрев теплоносителя в таких установках обычно имеет место примерно до 750°C, что позволяет применять для генерации электроэнергии поршневые двигатели или двигатели Стирлинга.

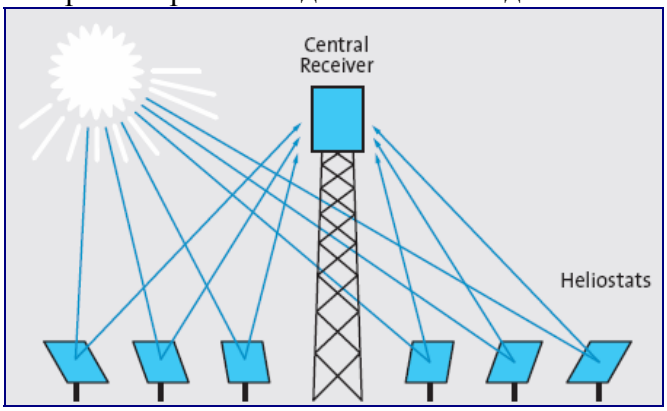


Рис.11.

Координация основных проводимых в мире исследований, разработок и обобщение опыта создания солнечных тепловых электростанций в различных странах осуществляется в рамках программы Международного агентства SolarPaces [5]. Накопленный опыт реализации крупномасштабных проектов в этой области позволяет сформулировать особенности (включая преимущества и недостатки) разрабатываемых технологий (табл.3).

Таблица 2. Сравнение концепций СЭС.

	СЭС на основе параболоцилиндрических концентраторов	**Башенные СЭС**	**Энергоустановки с параболоидными концентраторами**
Области применения	Сетевые электростанции, производство технологического тепла среднего и высокого потенциала. Максимальная достигнутая мощность единичной СЭС 80 МВт. Всего в мире построено СЭС суммарной мощностью 354 МВт	Сетевые электростанции, производство технологического тепла высокого потенциала. Максимальная достигнутая мощность единичной СЭС 10 МВт.	Автономные энергоустановки, энергофермы, с подключением к локальным сетям. Максимальная достигнутая единичная мощность 10…25 кВт.
Преимущества	Коммерчески реализованная концепция (на действующих СЭС выработано около 20 млрд. кВтч электроэнергии). Освоено производство тепла при T=400°C (экспериментально – до 500°C), Достигнут среднегодовой КПД на уровне 14%, Модульность конструкции, Наивысший показатель использования земли на единицу вырабатываемой электрической мощности, Отработаны технологии аккумулирования тепла	Хорошие среднесрочные перспективы для реализации высоких КПД, Возможность производства тепла при температуре около 1000°C (на СЭС с паровыми турбинами надежно продемонстрировано достижение T=565°C)	Наивысший достигнутый КПД – около 30%, Модульность, Возможность гибридизации (использование органического топлива), Имеется длительный опыт эксплуатации.
Недостатки	Использование масла в качестве жидкого теплоносителя ограничивает уровень максимальных температур 400°C. Более эффективна концепция прямой генерации пара и др.)	Пока еще экономические показатели (более 0,15 $/кВтч) не обеспечивают нужного уровня конкурентоспособности, высоки капитальные и эксплуатационные затраты, невысок КПД	Невысокая надежность, Пока еще высокие капитальные и эксплуатационные затраты

В табл.3 приведен перечень первых солнечных электростанций, запущенных в эксплуатацию в 80-х годах прошлого века в разных странах. В СССР также как в США, Испании, Японии, Франции была создана экспериментальная СЭС башенного типа мощностью 5 МВт (СЭС-5) в Крыму. Однако программа экспериментальных исследований на ней, также как и реализация проекта по созданию экспериментальной СЭС вблизи г. Кисловодска, не была завершена в связи с распадом СССР.

Таблица 3. Солнечные электростанции, введенные в эксплуатацию в 80-х годах.

Название	**Место**	**Мощность, МВт(е)**	**Тип, теплоноситель, тепловой аккумулятор**	**Год пуска**	**Источники финансирования**
Aurelios	Adrano, Sicily	1	Башня, водяной пар	1981	ЕС
SSPS/CRS	Almeria, Spain	0,5	Башня, хлористый натрий	1981	8 стран ЕС + США
SSPS/DCS	Almeria, Spain	0,5	Параболоцилиндр, масло	1981	8 стран ЕС + США
Sunshine	Nio, Japan	1	Башня, водяной пар	1981	Япония
Solar One	California, USA	10	Башня, водяной пар	1982	Минэнерго США + энергокомпании

Разработка крупномасштабных проектов ведется в ряде европейских стран и на юго-западе США, а также в Алжире, Египте, Индии, Иране, Мексике и Марокко, финансирование которых осуществляется не только с помощью международных фондов, но и в рамках национальных программ, а также за счет частных инвесторов [6, 7]. Несмотря на то, что СЭС пока еще не достигли уровня конкурентоспособности, во многих странах проявляется повышенный интерес к

их коммерциализации, как правило, за счет тех или иных механизмов государственной и международной поддержки.

Ведутся разработки и создание пилотных образцов **солнечных тепловых электростанций** (СТЭ), для которых в качестве перспективных рассматриваются следующие основные конфигурации:

- СТЭ с параболоцилиндрическими концентраторами солнечного излучения с высокотемпературным жидким теплоносителем или прямой генерацией пара в солнечном контуре и паровой турбиной;
- СТЭ башенного типа, концентрация солнечного излучения в которых осуществляется с помощью поля гелиостатов, с различными аккумуляторами тепла (расплавы солей, насыщенный водяной пар), различными рабочими телами (водяной пар, воздух) и соответственно с использованием различных термодинамических циклов преобразования энергии (паровой цикл Ренкина, газовые и комбинированные паро-газовые циклы);
- СТЭ с параболическими концентраторами и двигателями Стирлинга.

Сегодня в США работают 7 тепловых солнечных электростанций (СЭС) с параболоцилиндрическими концентраторами общей мощностью 354 МВт(э). Опытные башенные СЭС действуют в США (10 МВт) и Испании. Параболоидные солнечные энергоустановки активно разрабатываются в США, Австралии, Испании, Германии. Себестоимость производимой электроэнергии на таких СЭС сегодня превышает 15 центов за 1 кВтч. Достижение более или менее приемлемых технико-экономических показателей для тепловых СЭС возможно лишь для блоков единичной мощностью 50…100 МВт при условии внедрения новых технических решений, обеспечивающих существенное повышение КПД преобразования энергии солнечного излучения [8].

2. Энергия ветра. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) обеспечивают преобразование энергии ветрового потока в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию.

Известны две основные конструкции ветроагрегатов: и вертикально-осевые ветродвигатели (рис.12). Хотя оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, наибольшее распространение получили горизонтально-осевые ветроагрегаты.

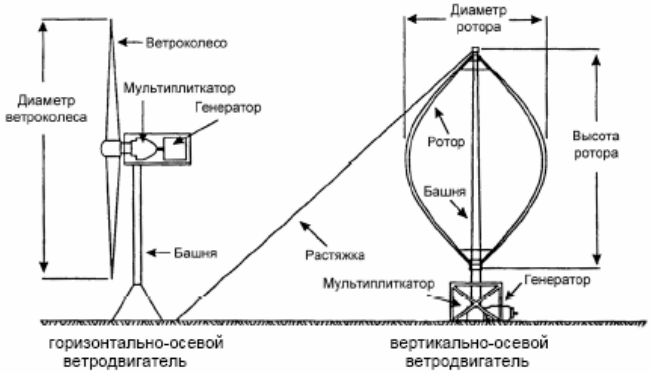


Рис.12. Основные типы ВЭУ.

Мощность ВЭУ может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт. Она пропорциональна площади, ометаемой ветроколесом или ротором, и кубу скорости ветра. Столь сильная зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра является критической и существенно ограничивает районы эффективного практического использования ВЭУ. Это обстоятельство требует тщательного подхода к выбору места строительства ветровой электростанции с учетом фактических характеристик местного ветрового режима.

Например, при скорости ветра 10 м/с плотность располагаемой ветровой энергии в расчете на 1 м^2 перпендикулярной вектору скорости ветра поверхности составляет около 500 Вт/м^2. Таким образом, для обеспечения значительной единичной мощности ветроагрегата необходимо существенное наращивание диаметра ветроколеса (диаметра и высоты ротора). Сегодня широко внедряются ВЭУ единичной мощностью 1…2 МВт, созданы опытные образцы ВЭУ единичной мощностью до 4…6 МВт. Обобщенная информация о технических характеристиках и количестве созданных зарубежными лидерами ВЭУ до 1.01.2007г. [9] приведена в табл.4.

Таблица 4. Технические характеристики ВЭУ мощностью более 600 кВт.

Тип ВЭУ	Расчетная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Ометаемая площадь, м^2	Высота башни, м	Удельная мощность, Вт/м^2	Кол-во эксплуатируемых ВЭУ
AccionaAW70/1500	1 500	70.0	3,855	80	389	25
AccionaAW77/1500	1 500	77.0	4,616	80	325	551
Dewind D4/46	600	46.0	1,662	70	361	46
Dewind D6/62	1 000	62.0	3,019	65	331	136
Dewind D8/80	2 000	80.0	5,027	100	398	43
Ecotecnia 62	1 300	62.0	3,019	80	431	13
Ecotecnia 80/2.0	2 000	80.0	5,027	70	398	0
Ecotecnia 100	3 000	100.0	7,854	90	382	0
Enercon E-44	900	44.0	1,521	55	592	7
Enercon E-53	800	52.9	2,198	73	364	3
Enercon E-82	2 000	82.0	5,281	138	379	50
Fuhrlander FL 600	600	50.0	1,963	75	306	27
Fuhrlander FL 1250	1 250	54.0	2,290	85	546	0
Fuhrlander FL 1500	1 500	70.0	3,848	65	390	13
Fuhrlander FLMD77	1 500	77.0	4,657	100	322	110
Gamesa G52	850	52.0	2,124	74	400	2 406
Gamesa G80	2 000	80.0	5,027	100	398	321
Gamesa G90	2 000	90.0	6,362	100	314	180
GE Energy 1.5s/se	1 500	70.5	3,904	100	384	2 150
GE Energy 2.5x1	2 500	100.0	7,854	100	318	1
Goldwind S43/600 kW	600	43.0	1,452	50	413	н/д
Goldwind 70/1500 kW	1 500	70.5	3,904	85	384	н/д
Mitsubishi MWT 92/2.4	2 400	92.0	6,647	100	361	н/д
Multibrid M5000	5 000	116.0	10,568	102	473	2
Nordex N 60	1 300	60.0	2,828	69	460	686
Nordex S 77	1 500	77.0	4,657	112	322	
Nordex N 80	2 500	80.0	5,026	105	497	366
Repower MM 70	2 000	70.0	3,850	80	519	58
Repower MM 92	2 000	92.5	6,720	100	298	20
Siemens SWT-1.3-62	1 300	62.0	3,019	90	431	1 321
Siemens SWT-2.3-82	2 300	82.4	5,333	100	431	502
Siemens SWT-3.6-107	3 600	107.0	8,992	80	400	13
SuzlonS64-1.25MW	1 250	64.0	3,218	74	388	507
Suzlon S88-2.1 MW	2 100	88.0	6,082	80	345	6
Vensys 70	1 500	70.0	3,848	85	390	0
Vestas V52-850kW	850	52.0	2,124	86	400	1 891
Vestas V90-3.0MW	3 000	90.0	6,362	105	472	300
Winwind WWD-1/64	1 000	64.0	3,215	70	311	24
Winwind WWD-3/90	3 000	90.0	6,359	100	472	11

В Европе рынок ВЭУ на протяжении последних лет возрастал с темпом 22% в год; в 2004 году в Европейских странах суммарная мощность ВЭУ достигла 34 ГВт.

По прогнозам Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA) к 2010 году мощность используемых в Европе ВЭУ возрастет до 75 ГВт (из них 10 ГВт оффшорных), а к 2020 г. достигнет 180 ГВт (из них 70 ГВт оффшорных).

Если этот прогноз реализуется, то в 2010 г. 5,5%, а в 2020 г. 12% всей вырабатываемой в Европе электроэнергии будет обеспечиваться ВЭУ.

Приоритет сегодня отдается сетевым ветроустановкам мегаваттного класса. Одновременно развивается производство ВЭУ мощностью 10 – 100 кВт, перспективных для обеспечения автономного энергоснабжения потребителей, не подключенных к централизованным сетям.

Опыт создания и эксплуатации ВЭУ показал, что «ветровая ферма» в европейских климатических условиях может обеспечить генерацию 12…16 МВт электроэнергии с 1 км^2 занимаемой ею площади со следующими экономическими показателями (2003 г): капитальные затраты – 900 Евро/кВт; стоимость производимой энергии – 34 Евро/МВтч; текущие эксплуатационные затраты - 5 - 22 Евро/МВтч; число часов работы сетевых ВЭУ в год, приведенное к номинальной мощности 2500–3000 час/год. Ожидается, что к 2010 году эти показатели могут быть существенно улучшены и составят соответственно 650 Евро/кВт, 24 Евро/МВтч и 5…11 Евро/МВтч при гарантированном сроке службы ВЭУ до 120 000 часов. При таких показателях ВЭУ окажутся конкурентоспособными по отношению к традиционным энергоустановкам на органическом топливе.

Большое внимание уделяется созданию крупных оффшорных ветровых электростанций, преимуществами которых является большая стабильность, абсолютные значения скорости ветра над морской поверхностью, а также отсутствие проблем, связанных с вредным воздействием шума на близлежащие жилища.

Россия располагает большими ветровыми ресурсами (см. карту распределения среднегодовых значений скорости ветра по территории страны; рис.13). Она разработана в ОИВТ РАН с использованием данных российских метеостанций и спутниковых наблюдений НАСА. Например, среднегодовые скорости ветра, превышающие 6 м/с, отмечены на востоке страны (Курилы, Чукотка, о. Сахалин и др.), а также на юге Европейской части, где проблемы энергоснабжения стоят весьма остро. Использование ВЭУ в этих регионах позволит внести существенный вклад в решение проблем энергоснабжения, по крайней мере, потребителей, не подключенных к сетям централизованного электроснабжения.

К настоящему времени в России имеются следующие ветростанции с суммарной мощностью около 15 МВт: ВЭС АО «Янтарьэнерго» мощностью 5,1 МВт на базе ВЭУ датской фирмы «Vestas» (Калининградская об.), ВЭС АО «Камчатскэнерго» мощностью 0,5 МВт на базе ВЭУ датской фирмы «Micon» (о. Беринга, с. Никольское), ВЭС АО «Башкирэнерго» мощностью 2,2 МВт (ВЭУ германской фирмы «HAG») (с. Тюпкельды), ВЭС АО «Ростовэнерго» мощностью 0,3 МВт (ВЭУ германской фирмы «HSW»), ВЭС АЭК «Комиэнерго», мощностью 1,5 МВт (ВЭУ украинской фирмы НПО «Южное» и российской фирмы НПО «Ветроэн») (г. Воркута), ВЭС АО «Калмэнерго», мощностью 1 МВт (ВЭУ фирмы МКБ «Радуга») (г. Элиста) и ВЭС на Чукотке мощностью 2,5 МВт на базе ВЭУ НПО «Южмаш» - НПО «Ветроэн».

Ветроустановки отечественного производства («Радуга-1» и АВЭ-250) не доведены до высокого технического уровня готовности, морально устарели и не могут явиться базой развития ветроэнергетики. Реальный путь вернуть Россию на международной уровень разработок и производства ВЭУ большой мощности – это использование зарубежного опыта и организация совместного с иностранными фирмами производства ветроустановок. Вместе с тем, в России

имеется довольно развитая производственная база по выпуску автономных ветроустановок малой мощности: от 0,04 до 16 кВт. Около 10 изготовителей готовы выпускать такие ВЭУ, а некоторые из них («Сайнмет», Дубна, ЦНИИ «Электроприбор», г. Санкт - Петербург и некоторые другие) поставляют свои изделия за границу.

Рис.13. Распределение значений среднегодовых скоростей ветра по территории России.

Литература:

1. *Fawer, Mattias:* “Solarenergie 2006. Sustainability report of Bank Sarasin & Cie AG, December 2006.
2. EUROPEAN SOLAR THERMAL INDUSTRY FEDERATION http://www.erecrenewables.org
3. *Fawer, Mattias:* “Solarenergie 2006. Sustainability report of Bank Sarasin & Cie AG, December 2006 (mathias.fawer@sarasin.de).
4. *Попель О.С., Фрид С.Е., Щеглов В.Н., Сулейманов М.Ж., Коломиец Ю.Г., Прокопченко И.Н.* Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежных и отечественных производителей и новые технические решения. Теплоэнергетика № 3, 2006, С.11-16.
5. www.solarpaces.org.
6. CONCENTRATED SOLAR THERMAL POWER – NOW. Greenpeace. September 2005.
7. Assessment of the World Bank / GEF Strategy for the market Development of Concentrating Solar Thermal Power (2005).
8. European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. EC FP-6 Project SES6-CT-2003-502578 «ECOSTAR», DLR, Germany, 2005, 144 p.
9. Market overview of wind turbines. Sun&Wind Energy 2/2007.

СОСТОЯНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

II. Геотермальная энергия. Энергия малых водных потоков.

Попель О.С.

Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

1. Геотермальная энергия. Существенный вклад в энергоснабжение различных регионов страны может внести **геотермальная энергия**. Под геотермальной энергией понимают физическое тепло глубинных слоев земли, имеющих температуру, превышающую температуру воздуха на поверхности. В качестве носителей этой энергии могут выступать как жидкие флюиды (вода и/или пароводяная смесь), так и сухие горные породы, расположенные на соответствующей глубине. Из горячих недр Земли на ее поверхность постоянно поступает тепловой поток, интенсивность которого в среднем по земной поверхности составляет около 0,03 Вт/м^2. Под воздействием этого потока, в зависимости от свойств горных пород, возникает градиент температуры - так называемая геотермальная ступень. В большинстве мест, геотермальная ступень составляет не более 2…3^{0}С/100м. Однако в местах молодого вулканизма, вблизи разломов земной коры геотермальная ступень повышается в несколько раз и уже на глубинах несколько сот метров, а иногда несколько километров, находятся либо сухие горные породы, либо запасы воды или пароводяной смеси, нагретые до 100°С и более.

Несмотря на то, что в ряде стран, в том числе и в России, делались и продолжаются попытки использовать тепло сухих горных пород, сегодня в качестве источников геотермальной энергии для получения тепла и/или для производства электроэнергии экономически целесообразным представляется использование лишь термальных вод и/или парогидротерм. Однако, легкодоступных геотермальных месторождений с температурой более 100°С на земном шаре сравнительно немного.

Области эффективного использования геотермального тепла в энергетике, промышленности, сельском хозяйстве, теплофикации и бальнеологии в зависимости от температуры геотермального флюида представлены на рис.1.

Рис.1. Области использования геотермального тепла.

Существующие геотермальные электростанции (ГеоЭС) представляют собой установки, работающие с термодинамической точки зрения по циклу Ренкина. Рабочим телом в паровой турбине может быть водяной пар, получаемый непосредственно из геотермального флюида (в этом случае установка называется одноконтурной). При невысокой температуре флюида используют низкокипящее рабочее тело, «подогреваемое» во втором контуре (такая установка называется двухконтурной (бинарной)). Единичная мощность ГеоЭС составляет от сотен кВт до сотен МВт.

Для производства электроэнергии с приемлемыми технико-экономическими показателями температура геотермального флюида должна быть, как правило, не ниже 100°С. Для целей прямого теплоснабжения пригодны месторождения с более низкими температурами (30…100°С), а в определенных условиях и неглубоко залегающие термальные воды с температурой 20…30°С могут эффективно использоваться как источник низкопотенциального тепла.

В настоящее время суммарная мощность действующих в мире геотермальных электростанций составляет около 10 ГВт(э). Суммарная мощность существующих геотермальных систем теплоснабжения оценивается примерно в 30 ГВт(т). Наиболее крупными «потребителями» геотермальной энергии, реализующими широкие программы создания геотермальных электростанций, являются США, Филиппины, Италия, Мексика, Исландия, Индонезия и Новая Зеландия.

По оценкам различных экспертов суммарная мощность ГеоЭС в мире с учетом известных запасов парогидротермальных месторождений и прогнозов роста цен на органическое топливо в обозримой перспективе (до 2030 г.) может возрасти до 40…70 ГВт и составить около 0,4% от всех генерирующих мощностей в мире. При этом наиболее быстрыми темпами будет вестись создание бинарных ГеоЭС на низкокипящих рабочих телах. В отдаленной перспективе возможно экономически эффективное использование и петротермальных ресурсов, технологии освоения которых разрабатываются в ряде стран мира.

Виды других технологий использования геотермального тепла в мире, масштабы его использования в 1995, 2000 и 2005 гг. и распределение установленной тепловой мощности геотермальных систем по различным видам технологий представлены на рис.2.

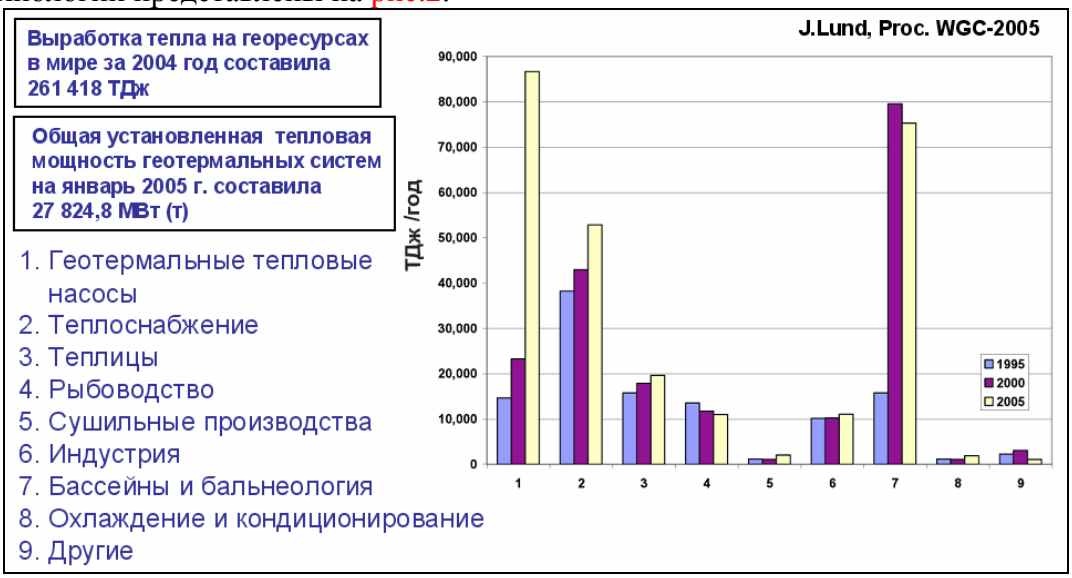


Рис.2. Виды технологий и масштабы использования геотермального тепла в мире в 1995, 2000 и 2005 гг.

Системы централизованного геотермального теплоснабжения поселков, небольших городов, тепличных комплексов и других потребителей используются во многих странах, в том числе европейских. Затраты на их создание зависят от конкретных условий и составляют по разным данным от 0,2 до 1,2 M€/MW. Стоимость потребляемой тепловой энергии оценивается в 5 - 45 €/MWh, срок службы 20 – 25 лет, срок окупаемости 7 – 15 лет.

Для теплоснабжения малых потребителей в США, Канаде, многих странах Европы широко используются геотермальные теплонасосные установки. В Швейцарии каждый 3-ий новый индивидуальный жилой дом оснащается такой системой, являющейся особенно эффективной при замещении электрических систем горячего водоснабжения и обогрева. Применяются как вертикальные подземные теплообменники, расположенные в скважинах глубиной 30…100 м и утилизирующие тепло грунтовых вод с температурой 15…20 ^{o}C, так и горизонтальные грунтовые теплообменники, расположенные на глубине до 2…3 м. С 1м теплообменника можно снять в среднем 60…100 Вт низкопотенциального тепла. Коэффициент преобразования энергии теплового насоса в таких системах достигает 3…4. Срок окупаемости геотермальных теплонасосных установок в ряде случаев не превышает 3…5 лет.

Основные проблемы геотермального теплоснабжения связаны с солеотложением и коррозионной стойкостью материалов и оборудования, работающих в условиях агрессивной среды. В этой связи представляет большой практический интерес внедрение двухконтурных систем теплоснабжения с использованием эффективного и коррозионностойкого современного теплообменного оборудования. Кроме того, с целью недопущения загрязнения окружающей среды, рек и водоемов извлекаемыми из недр земли минеральными соединениями современные технологии использования геотермальной энергии предусматривают обратную закачку отработавшего геотермального флюида в пласт.

В России отмечается значительный прогресс в развитии геотермальной энергетики, обусловленный необходимостью решения острых проблем энергоснабжения отдаленных районов, располагающих большими разведанными запасами высокотемпературных геотермальных ресурсов, и достижениями отечественной промышленности в создании новых образцов геотермального оборудования [1-3].

На территории России разведаны большие запасы геотермальной энергии, которые по оценкам экспертов в несколько раз превышают запасы энергии органического топлива (рис.3). Для использования геотермальных ресурсов в России имеется более 3 000 пробуренных в предшествующие годы скважин, что существенно облегчает возможности эффективного освоения геотермальных ресурсов. Так на геотермальных полях Камчатки уже пробурено 365 скважин глубиной от 200 до 2 500 м. По данным Института вулканологии ДВО РАН, выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатку электричеством и теплом более чем на 100 лет.

Значительные запасы геотермального тепла имеются на Чукотке, часть из них может активно использоваться для энергообеспечения близлежащих городов и поселков.

Курильские острова также богаты запасами тепла Земли, их вполне достаточно для тепло- и электрообеспечения этой территории в течение 100…200 лет. На острове Итуруп обнаружены ресурсы двухфазного геотермального теплоносителя, мощности которого (30 МВт(э)) достаточно для удовлетворения

энергопотребностей всего острова. На острове Кунашир запасы геотермального тепла уже используются для получения электроэнергии и теплоснабжения г. Южно-Курильска. Значительные запасы геотермальной воды температурой от 70 до 95°С разведаны в недрах острова Парамушир.

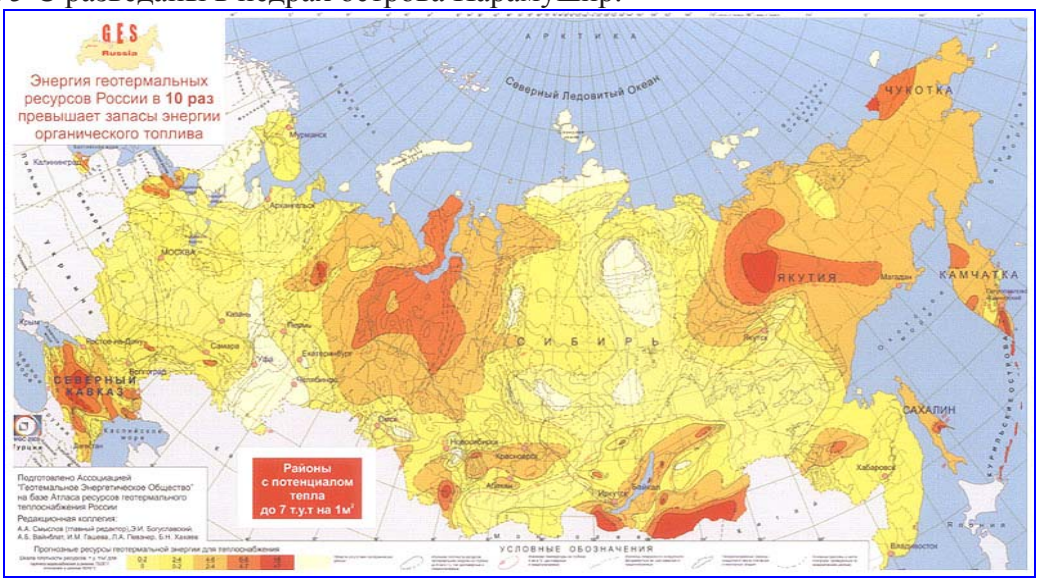


Рис.3.

На Северном Кавказе (рис.4) хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой резервуаров от 70 до 180^{0}С, которые находятся на глубине от 300 до 5000 м.

Рис.4. Геотермальные месторождения Северного Кавказа.

Здесь уже в течение длительного времени используется геотермальная вода для теплоснабжения и горячего водоснабжения – около 500 тыс. человек используют геотермальные ресурсы для теплоснабжения в сельском хозяйстве и промышленности.

Большой интерес представляют геотермальные ресурсы Краснодарского и Ставропольского края, а также Калининградской области, где имеются запасы горячей воды с температурой до 110^{0}С; а их тепловой потенциал оценивается в 1000 МВт(т).

Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский регион также располагают запасами геотермального тепла, пригодного для широкомасштабного применения в промышленности, сельском хозяйстве и, конечно, для теплоснабжения городов и поселков.

В последние 15…20 лет в России выполнен комплекс фундаментальных исследований в области геотермальной энергетики и создано отечественное геотермальное машиностроение, что позволило произвести энергетическое

оборудование для 15 тепловых и электрических станций Камчатки, Курильских островов и Латинской Америки. На Мутновском геотермальном месторождении сегодня успешно работают 5 геотермальных энергоблоков. Мутновская ГеоЭС (Камчатка) мощностью 50 (2х25) МВт(э) является по оценкам специалистов одной из лучших геотермальных станций в мире как по своим экологическим параметрам, так и по уровню автоматизации.

Солидный научно-технический задел в обосновании ресурсной базы геотермальных ресурсов, способов и технических средств их освоения для целей теплоснабжения, производства электроэнергии, извлечения ценных химических компонентов из геотермальных флюидов, использования термальных вод в бальнеологии заложен многолетними исследованиями и разработками большого числа научно-исследовательских организаций бывшего Советского Союза (ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, Институт теплофизики СО РАН, Ленинградский Горный институт, Союзбургеотермия, Институт проблем геотермии и др.). Российским ученым принадлежит приоритет в создании первой в мире бинарной геотермальной электростанции.

В настоящее время российскими организациями разработано более 5 крупных проектных предложений использования геотермальных ресурсов на Северном Кавказе, в Западной Сибири, в Калининградской области, на Камчатке и в других районах.

К сожалению, распределение геотермальных ресурсов по территории России весьма неравномерно (рис.1), извлечение геотермального тепла требует значительных затрат на бурение скважин (там, где они отсутствуют) и на решение проблем предотвращения солеотложений и коррозии инженерного оборудования. Тем не менее, для ряда регионов страны использование геотермальной энергии оказывается экономически эффективным и конкурентоспособным, особенно по отношению к вариантам энергоснабжения, базирующимся на использовании дорогого привозного топлива.

Несмотря на то, что развитие геотермальной энергетики в последние годы в России осуществляется достаточно активно, оно нуждается в значительной государственной поддержке в части обеспечения проведения прикладных исследований. Приоритетными из них являются разработка бинарных геотермальных энергоустановок на низкокипящих рабочих телах, решение проблем связанных с солеотложениями и коррозией геотермального оборудования, разработка технологий извлечения ценных химических компонентов из геотермальных флюидов.

Исключительна роль федеральных и региональных органов в части обеспечения возможности использования фонда пробуренных, но в настоящее время неэксплуатируемых скважин, в формировании тесных контактов с бизнес сообществом, связанных с разработкой и реализацией конкретных проектов.

2. Энергия малых водных потоков. Наиболее подготовленными к экономически эффективному практическому использованию являются технологии преобразования энергии водных потоков на основе создания микро-, мини- и малых гидроэлектростанций, а также энергоустановок, использующих энергию морских приливов и волновые энергоустановки.

2.1 Гидроэнергоустановки. По данным Европейской гидроэнергетической ассоциации (ESHA) [4] в 2005 г. суммарная мощность действующих **малых гидроэлектростанций** мира превысила 60 ГВт. Европа, уступая по этому показателю Азии, занимает второе место – 13 ГВт, около 17 000 мини-ГЭС (рис. 5).

Рис.5. Распределение мини- и микро-ГЭС по континентам.

В соответствии с общепринятой международной классификацией к микро-ГЭС относят гидроэнергетические агрегаты мощностью до 100 кВт, а к малым – от 100 кВт до 10 МВт.

Создание мини- и микро-ГЭС наиболее эффективно в районах удаленных от систем централизованного энергоснабжения.

Достигнут значительный технический прогресс в разработке малых гидроагрегатов, в том числе и в России.

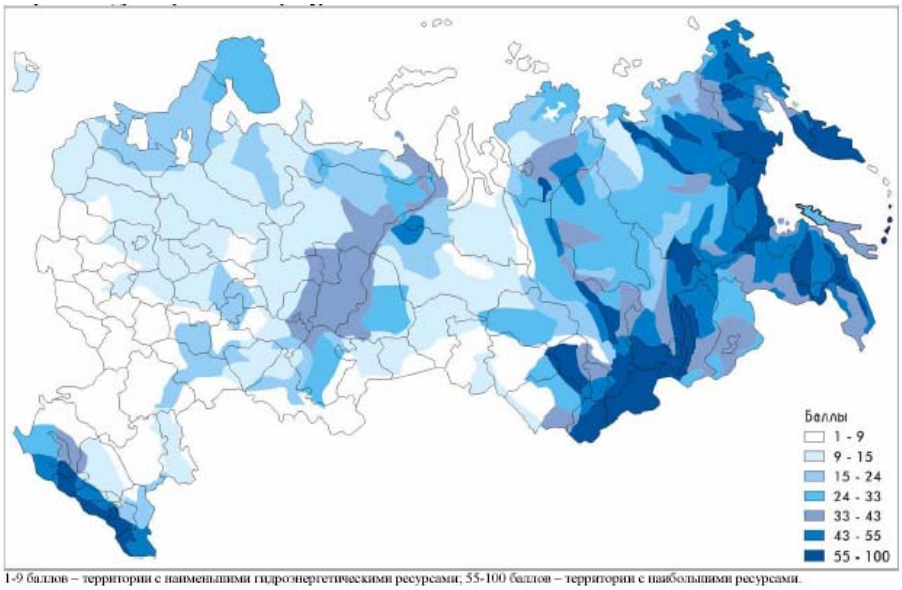
Малая гидроэнергетика за последние десятилетия заняла устойчивое положение в качестве важной составляющей электроэнергетики многих стран мира. Большое количество малых ГЭС построено в Западной Европе, Австралии, Азии, Северной и Южной Америке. Лидирующая роль в развитии малой гидроэнергетики принадлежит КНР, где суммарная установленная мощность малых ГЭС превышает 13 млн. кВт. В ряде стран (США, Канада, Швеция, Испания, Франция, Италия) установленная мощность малых ГЭС превышает 1 млн. кВт. Особое значение малая гидроэнергетика имеет для развивающихся стран, где около 2 млрд. человек вообще не пользуются электроэнергией.

В Российской Федерации имеется свыше 2,5 миллионов малых рек (около 99% общего числа рек), которые формируют около половины суммарного объема речного стока и обладают энергетическим потенциалом до 493 млрд. кВтч; из них более 100 млрд. кВтч приходится на малые реки Европейской части (рис.6). В бассейнах этих рек проживает до 44% городского населения страны и 90% сельского.

В 50-60 годы страна занимала передовые позиции в мире по сооружению малых ГЭС. В последующие годы в связи с развитием централизованных систем энергоснабжения, базирующихся на использовании крупных электростанций, строительство малых ГЭС было приостановлено, и число эксплуатируемых в стране малых ГЭС стало резко сокращаться (рис.7).

Сегодня в России эксплуатируется немногим более 100 малых гидроэлектростанций. Возросший в последнее время интерес к малой гидроэнергетике связан с рядом факторов.

В промышленно развитых районах, особенно в европейской части страны, в основном исчерпаны возможности крупного гидроэнергетического строительства. В тоже время, создание малых гидроэнергоустановок не требует больших инвестиций в строительство, они могут быть введены в эксплуатацию в короткие сроки, что отвечает потребностям развития частного сектора экономики, фермерских хозяйств и небольших предприятий, нуждающихся и предпочитающих, как правило, иметь автономное энергоснабжение.



1-9 баллов – территории с наименьшими гидроэнергетическими ресурсами; 55-100 баллов – территории с наибольшими ресурсами.

Источник: http://www.sei.aha.ru/RUS/wadb61.gif

Рис.6. Гидроэнергетический потенциал различных территорий Российской Федерации.

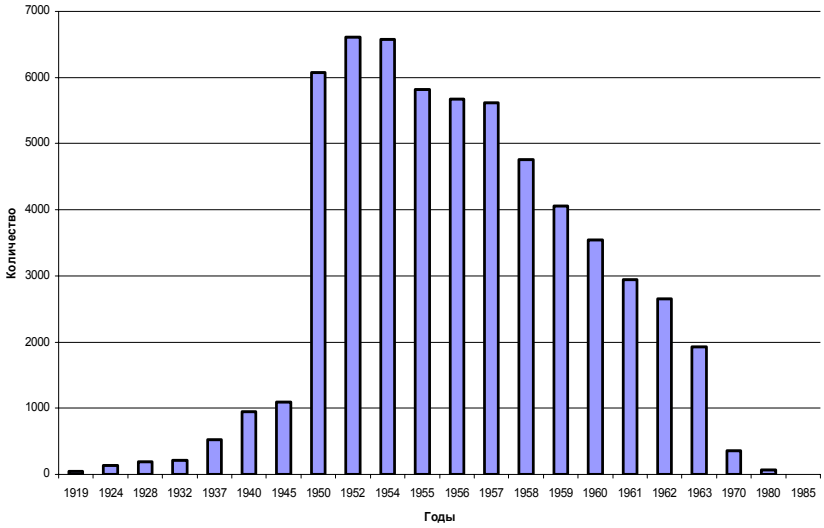


Рис.7. Число малых ГЭС действовавших в СССР в период с 1919 по 1985 гг.

Важной проблемой внедрения технологий использования гидроэнергетических ресурсов является наличие современного оборудования. Создаваемые в настоящее время малые и микро ГЭС должны удовлетворять ряду технических требований: соответствие вырабатываемого электрического тока требованиям ГОСТа по частоте и напряжению; обеспечение возможности работы как в автономном режиме, так и в электросеть энергосистемы; полная автоматизация, обеспечивающая безлюдную эксплуатацию; ресурс работы до капитального ремонта не менее 5 лет при полном ресурсе не менее 40 лет; простота обслуживания и ремонтов; экологическая безопасность принятых конструктивных, технологических и проектных решений.

Наиболее эффективны малые ГЭС, создаваемые на базе ранее существовавших ГЭС. Это направление может быть эффективным в Европейской части России, где в 50…60 годы работали сотни малых ГЭС, которые могут быть сегодня реконструированы и технически перевооружены. Целесообразно также использование малых и небольших водохранилищ, которых в России более 1000.

Наиболее очевидна роль малых ГЭС в энергоснабжении труднодоступных энергодефицитных регионов России, составляющих около 60%

ее территории, например, малые ГЭС в Тыве (МГЭС "Кызил-Хая" 165 кВт) и на Алтае (МГЭС "Кайру" 400 кВт).

Экономически оправдано строительство малых ГЭС в энергодефицитных регионах с дальнепривозным топливом, например в Дальневосточном регионе, технический потенциал малой гидроэнергетики которого оценивается в размере 146 млрд. кВтч (см. табл.1, в которой приведены основные показатели малых ГЭС региона).

В составе малых ГЭС имеются водохранилища, обеспечивающие регулирование естественного водного режима рек, особенно регулирование паводков для предотвращения катастрофических ситуаций. Эта задача актуальна для Дальнего Востока, где наводнения по своим масштабам и последствиям наиболее значительны.

Таблица 1. Основные показатели малых ГЭС планируемых к строительству на Дальнем Востоке.

№	Гидроузел (ГЭС)	Река	Положение створа, км от устья	Ср. многолетний расход в створе, $м^3/с$	Средний напор, м	Установл. мощность МВт	Годовая выработка эл.энергии, млн. кВт·ч
Камчатская область							
1	ГЭС-4	Толмачева	12,7	10,7	47	10	40
2	ГЭС-1	Ковавля	4,4	2,9	60	1,2	7,4
3	ГЭС-2	Ковавля	6,1	2,8	54	1,2	6,8
Корякский автономный округ							
4	Рассошина	Рассошина	5,9	15,3	45	12	53
5	Кинкиль	Кинкиль	18,8	19,6	50	16	66
6	Палана	Палана	15	61,1	6	2	13,1
7	Ветроваям ГЭС-1	Ветроваям	32,5	11,9	58	10,2	44,5
8	ГЭС-2	Ветроваям	29	11,9	30	5,6	23
9	ГЭС-3	Ветроваям	17,3	11,9	23	4,8	17,5
Сахалинская область							
10	Нетуй-III	Нетуй	14	12,3	71,5	31	81
11	Красногорка-III	Красногорка	33	7	74,1	20	38
12	Урюм	Урюм	10	6,7	77,5	20	38
Приморский край							
13	ГЭС-5	Б.Уссурка	261	74,9	34,5	31	140
14	ГЭС-4	Б.Уссурка	239	78	28	34	135
Амурская область							
15	Ивановская	Селемджа	575	18,9	55,5	18	70

На базе малых ГЭС могут создаваться энергокомплексы, так как их водохранилища способны аккумулировать энергию солнечных и ветровых электростанций, характеризующихся непостоянным режимом функционирования. Это позволит более эффективно использовать значительный потенциал и других возобновляемых источников энергии.

В зависимости от наличия плотины малые ГЭС делятся на плотинные и свободно-русловые.

По способу создания напора малые ГЭС подразделяются на

- плотинные;
- деривационные;
- смешанные (плотинно-деривационные);
- малые ГЭС при готовом напорном фронте (на перепадах каналов, в системах водоснабжения и др.).

Плотинные схемы малых ГЭС. Это наиболее распространенные схемы энергетического использования малых рек, они могут применяться во всех районах страны, за исключением горных, а в отдельных случаях и там. Плотинная

схема энергетического использования может осуществляться в зависимости от типа речной долины равнинной реки и напора в двух вариантах:

- без выхода подпорного уровня на пойму;
- с выходом на пойму (т.е. при затоплении поймы).

Для рек с широкой поймой и глубоко врезанным руслом целесообразно назначать отметку подпора так, чтобы нормальный подпорный уровень воды при возведении плотины не выходил из основного уровня реки. Для такой схемы характерны небольшие напоры (от 1.5 до 4.5, реже до 6…10 м) и небольшая мощность станции (от нескольких сотен киловатт до 1…2 МВт). Из-за небольшого напора отдельных ГЭС характерной особенностью энергетического использования малых рек являются многоступенчатые каскады (6-8 ГЭС в каскаде) при небольшом расстоянии между створами, что приводит к образованию суммарного напора каскада до 20…50 м.

Для равнинных рек с относительно неширокой глубоко врезанной поймой чаще всего практикуется создание малой ГЭС или каскада малых ГЭС с водохранилищем с выходом на пойму. Недостатком этой схемы малой ГЭС является затопление пойменных земель, представляющих часто большую хозяйственную ценность, значительное повышение объемов строительных работ и стоимости сооружений из-за увеличения высоты и протяженности плотины по пойме. В таком случае основное водохранилище каскада малых ГЭС целесообразно располагать в верхнем течении реки, где ущерб от затопления значительно меньше.

Деривационные и смешанные плотинно-деривационные схемы широко применяются в практике строительства малых ГЭС в основном в горных и предгорных районах. Схемы деривационных станций могут быть следующими:

- *деривация вдоль реки* – такие схемы применяются на реках со значительными уклонами и скоростями течения;
- *деривация на спрямлении русла реки* – спрямляя деривацией отдельные излучины реки, можно получить значительные напоры ГЭС даже на реках с небольшим уклоном.
- *переброска стока из одной реки в другую* – такие схемы применяются, когда две соседние реки разделены невысоким и коротким водоразделом и имеют разное высотное положение. Это дает возможность на короткой деривации соединить обе реки и получить значительный напор. В смешанных схемах возможно создание регулирующих водохранилищ в верховьях рек или на притоках.

Малые ГЭС на готовом напорном фронте. В качестве створов с готовым напорным фронтом выступают водохранилища неэнергетического назначения, перепады каналов различного назначения, трубопроводы систем водоснабжения (коммунально-бытового, промышленного, сельскохозяйственного). Гидропотенциал в таких створах составляет существенную долю общего потенциала, используемого малыми ГЭС.

Виды используемого гидротурбинного оборудования. Перед малой гидроэнергетикой сегодня стоит одна из основных научно-практических проблем, заключающаяся в создании гидроэнергетического оборудования, которое позволит использовать энергию водного потока в его естественном состоянии.

В табл.2 приведена классификация гидротурбин, предлагаемая для характеристики гидротурбин для малых ГЭС. Классическая классификация, основанная на разделении гидротурбин на реактивные и активные дополнена свободнопоточными турбинами.

Таблица 2. Классификация современных гидротурбин для малых ГЭС.

<table>
<tr><td rowspan="2">Класс</td><td colspan="3">Реактивные</td><td colspan="3">Активные</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>Свободно-поточные</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="7">Система</td><td rowspan="2">Осевые</td><td>Поворотно-лопастные</td><td rowspan="2">Винтовые</td><td rowspan="2">Водяные колеса</td><td>Верхнебойные</td></tr>
<tr><td>Пропеллерные</td><td>Среднебойные</td></tr>
<tr><td colspan="2">Радиально-осевые</td><td>Поперечные</td><td colspan="2">Ковшовые</td></tr>
<tr><td colspan="2">Диагональные</td><td>Водяные контуры</td><td colspan="2">Наклонно-струйные</td></tr>
<tr><td colspan="2">Обратимые*)</td><td>Объемные</td><td colspan="2">Поперечно-струйные</td></tr>
<tr><td colspan="3">Ортогональные</td><td colspan="3">Нижнебойные водяные колеса</td></tr>
</table>

*) имеются в виду насосы, работающие в турбинном режиме

Реактивные турбины, используют преимущественно потенциальную часть энергии потока (рис.8). Поток при входе на лопасти рабочего колеса имеет избыточное давление, которое уменьшается по мере протекания жидкости по каналу между лопастями и расходуется на увеличение его относительной скорости.

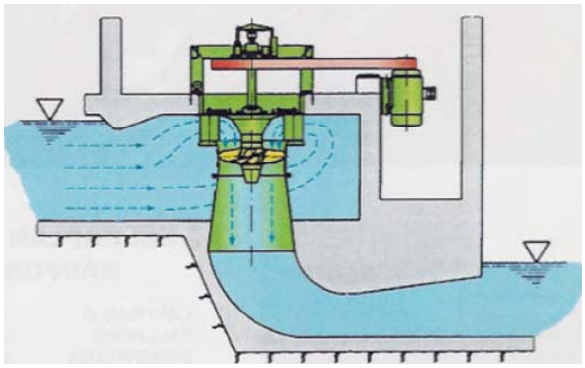


Рис.8. Реактивная осевая турбина.

У активных турбин вся располагаемая перед колесом энергия имеет кинетическую форму (рис.9). Давления при входе и выходе воды из рабочего колеса практически одинаковы. Поток оказывает на лопасти (ковши) турбины только активное давление, обусловленное изменением направления движения.

Рис.9. Активная ковшовая турбина.

На лопасти гидротурбины, погруженной в свободный поток, вода оказывает динамическое действие, связанное с изменением количества движения

при отклонении потока. Перед колесом образуется подпор воды, без которого невозможно преобразование энергии потока. Таким образом, свободнопоточные турбины могут быть отнесены и к активному, и к реактивному классам гидротурбин.

Другой важной задачей является снижение стоимости гидротурбинного оборудования, главным образом за счет создания более технологичных и простых конструкций, обеспечивающих рациональные затраты труда, материалов, средств и времени при изготовлении оборудования, его монтаже и эксплуатации.

Основным направлением, способствующим повышению технологичности конструкции гидротурбин, является создание технологичных проточных частей, сочетающих в себе приемлемые энергетические свойства и простоту конструктивных решений элементов.

Это достигается путем использования простых геометрических форм элементов подвода и отвода воды (конусов, цилиндров, призм, сфер), позволяющих изготавливать простые сварные конструкции. Небольшие габариты малых гидротурбин позволяют использовать при проектировании проточной части наиболее эффективные (с энергетической точки зрения) конические прямоосные отсасывающие трубы, которые увеличивают КПД ориентировочно на 5% и пропускную способность на 20-25%.

Еще одним направлением улучшения технологичности проточной части является отказ от принятого в крупном гидротурбиностроении состава элементов проточного тракта. Например, в гидротурбинах мощностью до 250 кВт оправдан отказ от направляющего аппарата, при этом закрутку потока перед рабочим колесом могут выполнить колонны статора или спиральная камера. Пуско-регулирующие функции направляющего аппарата в этом случае принимают на себя предтурбинный затвор и балластное устройство при работе на автономного потребителя или затвор и другие гидроагрегаты при работе на энергосистему.

Другим направлением, способствующим повышению технологичности конструкции гидротурбин, является применение штампованных или точнолитых элементов без последующей механической обработки поверхностей.

Новые конструкции гидротехнических сооружений. Малая ГЭС представляет собой комплекс взаимосвязанных между собой оборудования и гидротехнических сооружений, совместно выполняющих функции по преобразовании гидравлической энергии в электрическую. Стоимость возведения гидротехнических сооружений составляет от 35 до 50% от общих капитальных вложений в малую ГЭС. Поэтому от конструкции плотин, водозаборов, водосбросных сооружений, водоводов, их компоновки и используемых материалов в значительной степени зависит экономическая эффективность строительства станции.

Интересные конструктивные решения реализуют некоторые зарубежные фирмы. На рис.10 представлена конструкция надувной водосливной плотины, предлагаемой фирмой Dyrhoff. Вместо традиционных для плотин материалов: бетона, стали и дерева фирма использует «пузырь» из армированной резины, заполненный воздухом или водой с давлением на 20-30 % большим напора (h). На бетонном основании «пузырь» удерживается с помощью анкеров. Удобство такой конструкции заключается в том, что, при необходимости, можно быстро и легко выпустить воздух из полости, что позволит воде беспрепятственно проходить вниз по течению. Это свойство плотины наилучшим образом может быть использовано на реках с быстронарастающими многоводными паводками для транзитного пропуска воды.

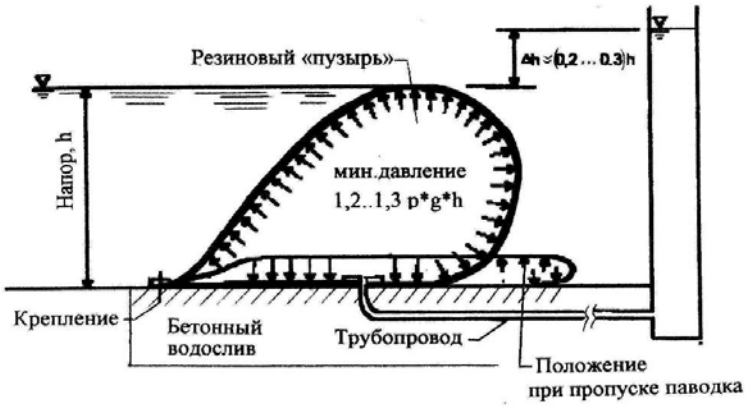


Рис.10. Надувная водосливная плотина.

Другим, не менее интересным, проектом является водозаборная плотина с экраном Coanda (рис.11). Эти экраны обладают свойством самоочищения и поэтому не требуют значительных эксплуатационных расходов. По существу, водозабор состоит из водосливной плотины, через гребень которой переливается вода и на низовой стороне которой располагается наклонная профилированная поверхность экрана, выполненного из коррозионностойкого материала. Через решетчатую структуру экрана вода проваливается вниз и попадает в трубопровод или канал, подающий воду на ГЭС. За счет специальной конфигурации прутьев решетки плавающий мусор, наносы и рыба скатываются по экрану вниз с некоторой частью воды. Экран Coanda способен устранить 90% частиц размером от 0,5 мм.

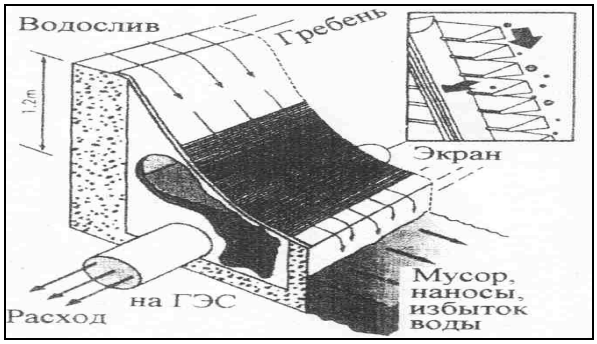


Рис.11. Плотина с экраном Coanda.

2.2 Приливные электростанции. Приливные электростанции используют энергию морских приливно-отливных течений, связанных с взаимодействие гравитационных полей Земли, Луны и Солнца. Основные периоды приливов составляют около 1 суток или около полусуток (около 12 ч. 25 мин.). В течение года на характеристики приливных течений оказывает влияние взаимное расположение указанных космических объектов. Весной силы притяжения Луны и Солнца действуют в одном направлении, обеспечивая максимальную интенсивность приливных течений. Минимальная интенсивность приливов имеет место в 1-ой и 3-ей четвертях Луны, когда вектора сил притяжения Луны и Солнца перпендикулярны. В открытом океане приливная волна имеет высоту всего 2-3 м и почти незаметна, но на мелководье и в заливах, открытых в сторону океана, она может достигать высоты 12…16 м. Вертикальное перемещение масс воды сопровождается горизонтальным (приливные течения). Таким образом, энергия прилива характеризуется как изменением потенциальной энергии, так и кинетической энергией потока. Скорости приливных течений могут достигать 2…3 м/с.

Суммарный мировой энергетический потенциал приливов оценивается в 3 ТВт. Однако мест на земной поверхности с высокими приливами немного. Наибольшие приливы (более 10 м) наблюдаются на побережье Великобритании, Канады и Франции. Весьма благоприятные места для использования энергии приливов имеют место на побережье Аргентины, Западной Австралии и Кореи. На территории России наиболее подходящими местами для создания приливных электростанций являются некоторые участки побережий Белого, Баренцева и Охотского морей, где приливы превышают 5 м.

Первые приливные энергоустановки (приливные мельницы) были созданы еще в XI веке на берегах Франции, Англии и Белого моря. Их устраивали, перекрывая дамбами небольшие бухты, в которых располагались мельничные колеса, действовавшие при опорожнении бассейна в отлив. В прилив бассейн заполнялся водой через «затворы-хлопушки».

Сегодня в мире действует около десятка ПЭС общей мощностью около 500 МВт. Европейский Союз определяет потенциальную возможность создания приливных электростанций на побережьях европейских стран суммарной установленной мощностью до 12 ГВт.

Первая и самая крупная сегодня коммерческая электростанция построена во Франции в устье реки Ранс мощностью 240 МВт (24 турбины по 10 МВт) и вырабатывает около 50 ГВтч электроэнергии в год. Другая крупная ПЭС мощностью 20 МВт, расположенная в заливе Фанди (провинция Новая Шотландия, Канада), где зафиксированы самые большие в мире приливы (до 16,2 м), введена в эксплуатацию в 1984 г.

Семь ПЭС суммарной мощностью 10 МВт построено в 70-х годах в Китае. Одна из крупнейших ПЭС мощностью 5 МВт возводится в Индии в порту Анкор. Ее особенностью является использование воздушных турбин: в прилив воздух сжимается водой в специальных резервуарах, в отлив имеет место обратное движение воздуха через турбину и заполнение им освободившегося объема резервуаров. Ожидается, что создаваемая ПЭС будет производить электроэнергию по конкурентоспособной цене – всего 2,8 пенса за 1 кВтч.

В 1986 г. в СССР вступила в строй экспериментальная Кислогубская ПЭС с двумя агрегатами общей мощностью 400 кВт на Кольском полуострове (годовая выработка около 1,2 млн. кВтч электроэнергии). Впервые в мировой практике гидротехнического строительства станция была возведена наплавным способом, позволяющим примерно на треть снизить капитальные затраты. В 2005 г. РАО ЕЭС России осуществило ее реконструкцию (рис.12).

Рис.12. Кислогубская ПЭС с новым ортогональным гидроагрегатом (зима 2005г.).

В последние годы в России возобновились исследования и разработки, направленные на изучение целесообразности строительства новых приливных электростанций. Проектируемые российские ПЭС представлены на рис.13.

Строительство и ввод в эксплуатацию Тугурской ПЭС на Охотском море мощностью 8 ГВт позволит обеспечить относительно дешевой и экологически чистой энергией Дальний Восток (до 19,5 млрд. кВтч электроэнергии в год) с возможностью экспорта части вырабатываемой электроэнергии в Японию, Китай и Южную Корею.

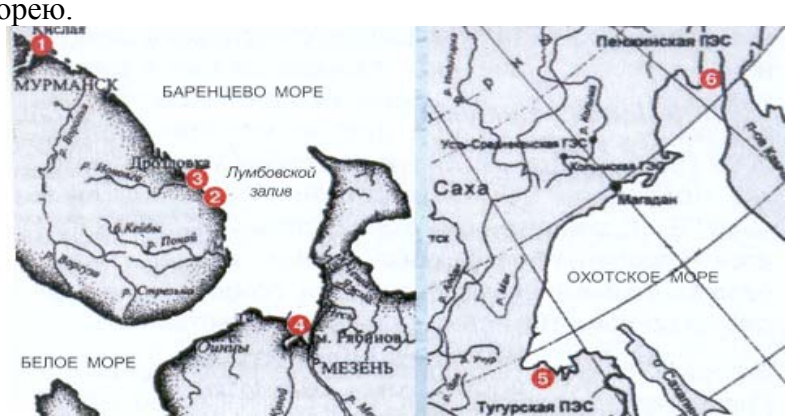


Рис.13. Размещение действующих и проектируемых ПЭС России: 1. Кислогубская, 2. Лумбовская (ТЭД), 3. Кольская (ТЭО), 4. Мезенская (материалы к ТЭО), 5. Тугурская (ТЭО), 6. Пенжинская (материалы к ТЭД).

2.3 Волновые энергоустановки. Весьма перспективным энергоносителем являются морские волны, которые способны развивать наибольшую для возобновляемых источников удельную мощность. Так средняя величина потока энергии набегающей волны, зависящей от амплитуды и частоты волн, при периоде T = 7…10 сек и сравнительно небольшой высоте H = 2 м в расчете на 1 м фронта волны составляет 40…50 кВт. В отдельных акваториях на средних широтах обоих полушарий Земли волновая активность характеризуется величинами удельных потоков 70…100 кВт.

Ветровые волны возникают в результате взаимодействия ветров с водной поверхностью океанов и характеризуются присущими им величинами кинетической и потенциальной энергии. Энергия волн может быть преобразована в электроэнергию без какого-либо загрязнения окружающей среды и нарушения процессов в экосистеме Земли.

Несмотря на то, что уже более тысячи устройств были запатентованы по всему миру, концепции, положенные в основу их работы, могут быть сведены к нескольким признанным базовым моделям [5].

Колеблющийся водяной столб – устройство, состоящее из частично погруженной под воду конструкции, имеющей открытую часть снизу, вблизи поверхности воды (рис.14). Под давлением водяного столба воздух внутри корпуса проходит через турбину Вэлса, раскручивая электрогенератор. Прототип такого устройства (Limpet, 500kW) был построен на острове Айлей (Шотландия) в 2000 году.

Переливные устройства - набегающая волна поднимается по наклонному каналу, заполняя резервуар (рис.15), затем проходит через низконапорную турбину. Демонстрационный образец устройства работал в Норвегии (1985-1990 гг.).

Вертикально колеблющиеся устройства (плавающие на поверхности или погруженные под воду). Возникающие под действием набегающих волн взаимные возвратно-поступательные движения плавающих и прикрепленных ко

дну частей преобразуются в движение линейного или роторного электрогенератора (рис.16).

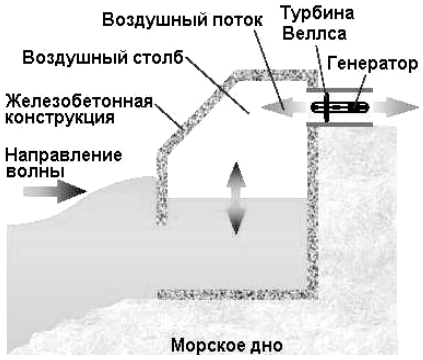


Рис.14. Схема устройств на основе концепции “Колеблющийся водяной столб”.

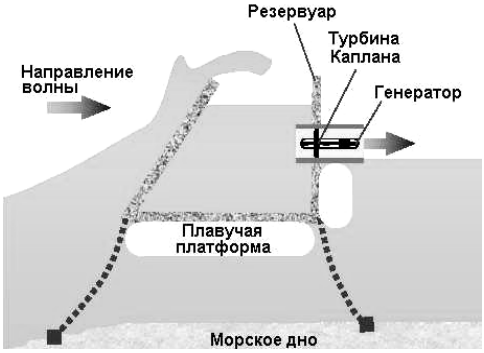


Рис.15. Схема концепции «Переливные устройства».

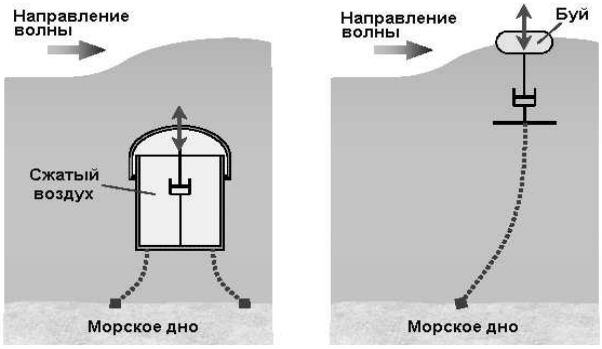


Рис.16. Схема концепции «Вертикально колеблющиеся устройства».

Качающиеся устройства. Возникающие под действием набегающих волн взаимные угловые перемещения шарнирно-соединенных плавающих модулей используются для прокачки жидкости под высоким давлением через гидромотор, раскручивающий электрогенератор (рис.17). В настоящее время строится полномасштабный образец (Pelamis, 750 kW).

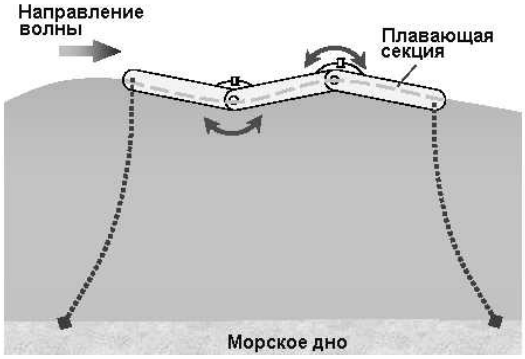


Рис.17. Схема концепции «Качающиеся устройства».

Рычажные устройства, использующие энергию горизонтально перемещающихся водных масс для качания вертикально устанавливаемых панелей, передающих усилия на привод электрогенератора (рис.18).

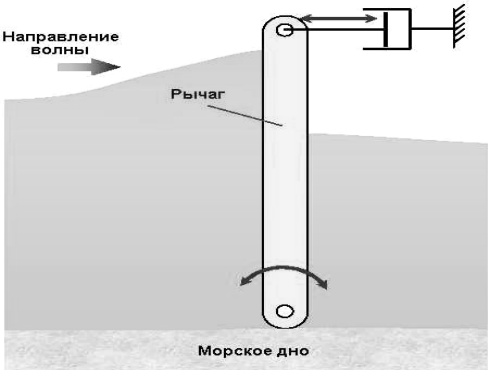


Рис.18. Схема концепции «Рычажные устройства».

Основные трудности, с которыми приходится иметь дело разработчикам, обусловлены небходимостью создания преобразователей волновой энергии, пригодных для эффективной работы в условиях непостоянства аплитуд, фаз и направлений распространения волн. Сами устройства должны обладать совершенными конструктивными и эксплуатационными характеристиками, быть надежными и экономически приемлемыми.

Одним из перспективных устройств для преобразования энергии волн в электроэнергию является Поплавковая Волновая Электростанция (ПВЭС) [6, 7], разработанная российскими специалистами. Модуль ПВЭС представляет собой продолговатую осе-симметричную капсулу-поплавок, располагающуюся на поверхности моря и ориентированную в направлении местной вертикали (рис.19). Основными элементами устройства, находящимися внутри капсулы, являются механический преобразователь энергии волн 1, электрогенератор 2 и вспомогательный накопитель энергии 3. Механический преобразователь энергии волн состоит из упругого маятника, подвешенного к капсуле и привода, сцепленного с грузом маятника и обеспечивающего пондеромоторное возбуждение тока в электрогенераторе.

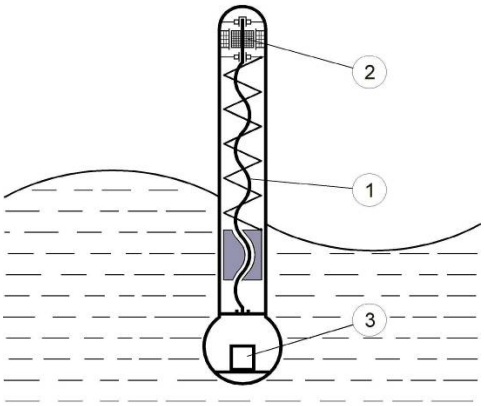


Рис.19. Схема устройства модуля ПВЭС, в котором груз маятника сцеплен с винтовой передачей, раскручивающей электрогенератор.

Под действием волн капсула и маятник находятся в непрерывном колебательном движении, а привод обеспечивает движение якоря электрогенератора. При этом капсула под действием гидродинамических сил, обусловленных волнением моря, совершает преимущественно только вертикальное возвратно-поступательное движение.

Несмотря на то, что пока волновые энергоустановки не достигли технического уровня, при котором возможно их массовое практическое применение, целесообразно продолжать исследования и разработки в этом направлении, которые на существующей стадии могут осуществляться преимущественно при государственной поддержке.

Литература:

1. *Доброхотов В.И., Поваров О.А.* Использование геотермальных ресурсов в энергетике России // Теплоэнергетика. 2003, №1, С.2-11.
2. Бюллетень «Возобновляемая Энергия», декабрь 2003.
3. *Поваров О.А., Саакян В.А., Никольский А.И., Лузин В.Е., Сапожников М.Б., Моргун В.М.* Бинарные электрические станции. Тяжелое Машиностроение, №8, 2002.
4. EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION, www.esha.be
5. *Lemonis G.* Report on the EC contract № ICA2-CT-2000-10049, 2006.
6. *Temeev A.A.* High Efficient Ecologically Pure Wave Electric Power Stations and Its Applications, Proceedings of the 32-th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. 1997. Vol.3, p.2001-2004, Honolulu, Hawaii, USA.
7. *Темеев А.А., Антуфьев Б.А.* Поплавковые волновые электростанции – перспективный компонент экологически чистой энергетики // Известия РАН, Энергетика, 1997, № 2, С.70-76.

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ И ГИДРОМИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Белан С.И., Гаджидадаев И.Г., Саркаров Р.А., Гусейнов Н.М.

ООО «Научно-производственный центр Подземгидроминерал»;
Москва, Россия; 7-я парковая 26; e-mail: leipgm@xtreem.ru

Актуальность дальнейшего развития геотермальной энергетики обусловлена общемировой тенденцией постоянного возрастания экологических ограничений и экономических проблем. В качестве основных предпосылок к широкому развитию геотермии можно выделить наличие значительных потенциальных ресурсов геотермальной энергии в мире, предполагаемый рост стоимости органического топлива, сложности развития атомной энергетики и обострение экологической обстановки в результате использования традиционных видов топлива. Эксперты прогнозируют десятикратное увеличение производимой геотермальной энергии к 2020-2030 гг. с соответствующим возрастанием ее доли в мировом энергопроизводстве с нынешних нескольких десятых долей процента до 1,5 – 2,0 %.

В России геотермальное производство развивалось в течение нескольких десятилетий второй половины прошлого века в двух регионах - на Юге страны и на Камчатке. Однако фаза интенсивного роста в период 1980-1990 гг. сменилась резким снижением и последующим стагнационным состоянием. Главными причинами этого явились общеэкономическая деструкция в стране после 1991 г. и низкие цены на углеводородное сырье. Основные ресурсы термальных вод страны расположены на Северном Кавказе и Дальнем Востоке. На Камчатке и Курильских островах зачастую перегретые подземные воды выходят на поверхность в виде парогидротерм – пароводяных смесей.

Результаты проведенных ООО «НПЦ Подземгидроминерал» исследований свидетельствуют о благоприятных предпосылках развития геотермального производства в традиционных районах освоения геотермальных ресурсов (Северный Кавказ, Камчатская обл.) и при определенных условиях в районах Сибири и Дальнего Востока (здесь предпосылки развития геотермального производства менее благоприятны ввиду невысоких физико-технических параметров геотермальных месторождений и отсутствия соответствующей инфраструктуры).

Уже сегодня в ряде районов России экономически оправдано ускорение развития геотермальной энергетики, которая позволяет получить более дешевые энергоносители и более надежное энергоснабжение.

В таблице 1 приведены данные по запасам (согласно [4]) и добыче геотермальных ресурсов по субъектам Российской Федерации.

По состоянию на 1.01.2006 г. суммарные запасы теплоносителей по 104 разведанным месторождениям составляют по воде - 316,26 тыс. м3/сутки и по пару - 47,68 тыс. т/сут., а утвержденные в ГКЗ, соответственно – 194,52 тыс. м3/сутки и 24,488 тыс. т/сут. При этом подавляющее большинство месторождений и 75 % разведанных ресурсов сосредоточены на Юге России.

Разница значений потенциальных и утвержденных запасов (121,7 тыс. м3/сутки) свидетельствует о низкой эффективности проводимых геологоразведочных работ.

Что касается направлений использования, то примерно треть добываемых геотермальных вод используется для теплоснабжения жилых и гражданских

зданий, половина - для обогрева теплиц и около 11 % - в индустриальных процессах.

Таблица 1. Запасы и добыча термальных вод в России.

№ п/п	Субъект федерации	Кол-во место-рожде-ний	Запасы, тыс. $м^3$/сутки		Добыча			Резерв
			разведан-ные	утвержден-ные	тыс. $м^3$/сутки	тыс. $м^3$/год	тыс. ГДж/год	тыс. $м^3$/сутки
1	Республика Дагестан	18	96,7	39,3	13,02	4026,74	795,1	83,68
2	Камчатская область	14						
	- термальная вода	12	70,617	70,078	33,232	12129,815	2091,2	37,385
	- пароводяная смесь	2	47,68 тыс. т	24,488 тыс. т	33 тыс. т	12045 тыс. т	391 млн. кВт·час	14,68 тыс. т
3	Чеченская Республика	17	64,68	16,25	-	-	-	64,68
4	Краснодарский край	15	48,951	35,574	4,396	1381,1	296,8	44,555
5	Ставропольский край	6	11,9	11,9	1,0	365	129,8	10,9
6	Республика Адыгея	3	8,98	8,98	2,046	688,7	129,8	6,934
7	Карачаево-Черкесская Республика	2	6,8	4,8	0,43	157	16,5	6,37
8	Кабардино-Балкарская Республика	13	5,3	5,3	0,198	12,9	1,3	5,102
9	Чукотский автон. округ	1	2,2	2,2	-	-	-	2,2
10	Магаданская область	1	0,135	0,135	-	-	-	0,135
	***Итого:**	**104**	**316,26**	**194,52**	**54,32**	**18761,2**	**3460,5**	**261,94**

*Без учета пароводяных смесей

В таблице 2 дана оценка перспектив использования геотермальных ресурсов Российской Федерации на основе проведенных ранее исследований.

Результаты исследований [1,2] свидетельствуют о благоприятных предпосылках развития геотермального производства в традиционных районах освоения геотермальных ресурсов (Северный Кавказ, Камчатская обл.) и, при определенных условиях, в районах Сибири и Дальнего Востока (здесь предпосылки развития геотермального производства менее благоприятны ввиду невысоких физико-технических параметров геотермальных месторождений и отсутствия соответствующей инфраструктуры).

В целом по России потенциал возможного использования геотермальных ресурсов на основе ГЦС технологии может составить более 340 млн. ГДж/год, что соответствует замещению органического топлива в объеме 14,9 млн. ту. т. Возможный объем замещения природного газа может достичь 11,9 млрд. $м^3$/год.

Наибольший интерес вызывает Юг России, где имеются более тысячи пробуренных скважин глубиной до 3 км и стоимостью 1,5 млрд. долл. В 2006 г.

ООО «НПЦ Подземгидроминерал» (правопреемник института «ВНИПИгеотерм») выполнило по заказу ОАО «Газпром» технико-экономическое обоснование перспектив использования геотермальных вод Юга России с целью замещения природного газа [2].

Таблица 2. Перспективы использования геотермальных ресурсов РФ.

Показатели	**Традиционные районы**		**Новые районы**			**Всего по РФ**
	Северный Кавказ	Камчатская обл.	Западная Сибирь	Восточная Сибирь	Дальний Восток	
1.Прогнозные ресурсы, тыс.м^3/сут (пар-тыс.т./сут), при способе добычи:						
фонтанном (в режиме самоизлива)	340	360 (68)	300	250	200	**1600 (68)**
принудительном	520	450 (68)	450	400	350	**2370 (68)**
на основе геоциркуляционной системы (ГЦС)	800	850 (98)	600	500	450	**3650 (98)**
2. Потенциал производства геотермальной энергии (на основе ГЦС), млн. ГДж/год	73	175	37	30	28	**343**
3. Объем замещения органического топлива, млн. ту.т ./год	3,2	7,6	1,5	1,4	1,2	**14,9**
4. Возможный объем замещения природного газа, млрд. м^3/год	2,5	6,1	1,2	1,1	1,0	**11,9**

Произведенная оценка прогнозно-эксплуатационных ресурсов термальных вод перспективных площадей Юга России (Ставропольский и Краснодарский края, республики Адыгея, Дагестан, Чеченская, Кабардино-Балкарская, Карачаево-Черкесская) показала, что разведанные запасы термальных вод в данных регионах в настоящее время составляют 243,3 тыс.м3/сут.

Их использование составляет лишь 8,7 %. Незначителен объем современного геотермального теплопроизводства в сопоставлении с объемом теплоэнергии, получаемым на основе газоиспользования – 0,26%. При полной реализации разведанных запасов термальных вод возможный объем замещения природного газа геотермальными ресурсами возрастает в 11,7 раз, достигая 3,05 % всего газопотребления. При реализации прогнозных ресурсов только освоенных геотермальных месторождений (797,7 тыс. м3/сут.) возможный объем газозамещения возрастает до 10 % регионального потребления газа. Результаты проведенной оценки приведены в таблице 3.

В результате исследования были определены степень перспективы и очередность рассмотрения конкретных проектов повышения теплопроизводительности геотермальных месторождений.

Таблица 3. Сопоставление объемов газопотребления и потенциала производства геотермального тепла в районах Юга России.

Потребление газа природного за 2005 г. по районам Юга России, млн. м^3	Запасы, прогнозы термальных вод			Потенциал теплопроизводства за год		Современный и возможный объем замещения природного газа	
	Категории	Величина		тыс. ГДж	тыс. т у.т.	млн. м^3/год	%
		м^3/сут	млн. м^3/год				
25028	используемые	21085,0	7,1	1933,5	83,1	66,2	0,26
	разведанные	243311,0	85,2	22309,4	960,0	764,5	3,05
	прогнозные	797690,0	279,2	73140,9	3145	2506,4	10,01

Не менее перспективным направлением использования минерализованных геотермальных вод является извлечение из них ценных компонентов. В подземных водах рассольного типа растворено значительное количество ценных химических элементов и их соединений. В них содержатся, в частности, йод, бром, магний, хлориды натрия и калия, литиевые соединения, рубидий, цезий и пр., которые широко применяются в химической, электротехнической и пищевой промышленности, в медицине и сельском хозяйстве, других отраслях народного хозяйства. Поэтому, воды указанного типа являются ценным гидроминеральным сырьем.

Россия обладает значительными ресурсами гидроминерального сырья. В таблице 4 даны ресурсы по йоду, брому и литию по основным регионам Российской Федерации.

Таблица 4. Ресурсы гидроминерального сырья по основным регионам России тыс. т/год.

Регионы	Йод	Бром	Литий
Московский	-	78	-
Азово-Кубанский	0,8	-	-
Восточно-Предкавказский	5,0	29	3,9
Волго-Уральский	4	310	1.9
Западно-Сибирский	10,4	-	-
Ангаро-Ленский	-	51	1,0
Другие	0,8	4,8	1,3
Всего	21	516	8,1

В настоящий момент из гидроминерального сырья в промышленных масштабах получают йод, бром, бор, литий, уран и др. Гидроминеральное сырье для получения химической продукции имеет ряд преимуществ по сравнению с твердыми полезными ископаемыми: во-первых, большое региональное распространение и значительные запасы ценных химических элементов; во-вторых, сравнительно низкая трудоемкость и капиталоемкость производства за счет получения сырья в виде готовых растворов, приготовление которых в горной химии сопряжено с большими материальными и трудовыми затратами; в-третьих, наличие возможности одновременного получения нескольких наименований ценной химической и редкометальной продукции.

На территории России в настоящее время основными, наиболее хорошо изученными подземными водами являются пластовые воды, добываемые попутно с нефтью, газом и воды, локализованные в пределах выработанных нефтегазовых месторождений и разведочных площадей на нефть и газ.

В ООО «НПЦ Подземгидроминерал» запланирован широкий цикл научных исследований на ближайший (2009-2013 гг.) и последующий периоды (до 2030г.) по проблемам освоения попутных и пластовых промышленных вод нефтегазовых месторождений с целью извлечения ценных компонентов.

Основные цели первого круга проводимых НИОКР – создание пионерных производств по извлечению химической продукции, в первую очередь йода, из подземных промышленных вод.

По результатам исследований предполагается создание трех производств: Астраханского йодного опытно-промышленного завода, Северо-Ставропольского йодного опытно-промышленного завода и опытно-промышленного завода по производству ценных компонентов в Оренбургской области. По Астраханскому йодному ОПЗ имеется детальная проработка - проект разработки месторождения с подсчетом запасов в ГКЗ РФ и обоснование инвестиций [3]. По двум другим объектам произведена прогнозная экономическая оценка [4]. Основные технико-экономические показатели указанных заводов даны в таблице 5.

Таблица 5. Основные технико-экономические показатели объектов гидроминерального производства.

Показатели	Астраханский йодный ОПЗ	Оренбургский ОПЗ	Северо-Ставропольский йодный ОПЗ
1. Производительность, т/ год	йод - 200	бромид кальция - 570, оксид магния - 5300, водометанольная смесь-34000	йод-150, калий йодистый-33, настойка йодная – 300, йодонат-50, раствор Люголя -10
2. Инвестиции, млн. руб.	345	400	270
3. Чистый доход за период эксплуатации, млн. руб.	1090	3825	1500
4. Интегральный эффект (ЧДД), млн. руб.	189	1159	323
5. Индекс дисконтированной доходности, отн. ед.	1,8	3,9	2,1
6. Внутренняя норма доходности, %	19	46	24
7. Срок окупаемости, лет то же с учетом дисконта	6,3 8,7	4,0 3,5	5,2 6,5

Основные технико-экономические показатели указанных объектов гидроминерального производства свидетельствуют о целесообразности реализации соответствующих проектов. Таким образом, в условиях возрастающей потребности народного хозяйства в использовании дополнительных источников энергии и химической продукции, с увеличением трудоемкости добычи ее традиционными способами становится актуальной и экономически целесообразной организация широкомасштабного промышленного освоения геотермальных и гидроминеральных ресурсов.

Литература:

1. *Омаров М.А., Панич Л.Н., Белан С.И.* Состояние и перспективы развития геотермального производства в России. «Газовая промышленность», М., декабрь 2003 г.

2. *Белан С.И., Панич Л.Н., Перцев В.П., Гусейнов Н.М.* Технико-экономическое обоснование перспектив использования геотермальных вод Юга России с целью замещения природного газа – М., ООО «НПЦ Подземгидроминерал», 2006.
3. *Саркаров Р.А., Моллаев Я.Д., Белан С.И.* Обоснование инвестиций в строительство Астраханского йодного опытно-промышленного завода. ООО «НПЦ Подземгидроминерал», М., 2006 г.
4. *Саркаров Р.А., Моллаев Я.Д., Белан С.И.* Инвестиционный замысел «Создание производства по извлечению ценных компонентов из подземных промышленных вод Оренбургского НГКМ». ООО «НПЦ Подземгидроминерал», М.,2005 г.

ЗАДАЧИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ТЕРМОВОДОНОСНЫХ СИСТЕМ

Гайдаров Г.М.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Дагестан занимает лидирующее положение в стране по проведению научно- исследовательских разработок и практическому использованию геотермальной энергии в целях замещения углеводородных ресурсов. Успехи и достижения в этом направлении явились результатом исключительно благоприятных геологических условий по запасам геотермальных ресурсов, по плотности и мощности термоводоносных пластов в геологическом разрезе, по высоким значениям их фильтрационных и температурных свойств. Территория Дагестана благодаря длительной истории разработки нефтяных и газовых месторождений характеризуется и достаточно высокой степенью изученности недр, конкретных пластов и геологических разрезов, водопроявлений, в том числе проявлений горячих рассолов при работе скважин в аварийном режиме на многих разрабатываемых месторождениях. Богатый материал разведки и разработки нефтяных месторождений позволяет геологической науке уверенно говорить о высоких перспективах освоения геотермальной энергии в регионе.

Еще большее значение имело для развития геотермальной энергетики Дагестана наличие высококвалифицированного научного персонала в Дагестанском филиале АН СССР, возглавляемого крупным общепризнанным ученым в области горной теплофизики чл.-корр. АН СССР и действительным членом АН АзССР Амирхановым Х.И. Еще в 1956г. в составе Института геологии им была создана одна из первых в СССР лаборатория гидрогеологических и геотермальных исследований. Значительные работы выполненные молодым коллективом дагестанских геотермистов ДАГ ФАН СССР и фактический материал по изучению недр, накопленный к тому времени нефтяниками, предопределили выбор Дагестана в качестве Всесоюзного полигона по развитию геотермальной энергетики, когда в 1963г. вышло Постановление Совета Министров СССР, по организации геотермального производства в стране. Огромную работу в этом направлении проводил Председатель Госплана ДАССР и большой энтузиаст вовлечения геотермальной энергии в народное хозяйство Гаджиев А.Г. В результате в 1963г. впервые в стране в г.Махачкале было создано Кавказское Управление по использованию глубинного тепла Земли, позднее здесь же было образовано Всесоюзное научно- производственное объединение (НПО) «Союзбургеотермия» предназначенное для руководства развитием геотермальной энергетики в стране. Возглавил НПО один из крупных деятелей нефтегазодобывающей промышленности М.Г.Алиев. В Махачкале же были созданы Институт проблем геотермии ДАГ ФАН СССР и Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт ВНИПИ геотерм.

В процессе многогранной работы по развитию геотермальной энергетики в стране дагестанские ученые впервые столкнулись с новыми проблемами и задачами, которые не были свойственны нефтегазодобывающей отрасли, но требовали безотлагательного решения, чтобы обеспечить высокие темпы развития новой отрасли. Молодым людям нашедшим в себе смелость выбрать не очень популярную в сегодняшней России стезю ученного и собравшими сегодня нашу Конференцию, будет небесполезным ознакомиться с некоторыми из этих задач,

касающихся одного из многих направлений геотермальной энергетики-эксплуатации скважин и разработки геотермальных месторождений.

Задача 1. В начале создания геотермального производства в СССР, как было отмечено в Дагестане было образовано первое в стране структурное подразделение этого нового направления - Кавказское управление по использованию глубинного тепла Земли. Добыча термальной воды полностью базировалась на уже, хорошо развитой к тому времени технологии, используемой нефтедобывающей промышленностью страны для извлечения нефти из глубокозалегающих пластов. Согласно этой технологии в нефтяную скважину в которую уже спущена и укреплена эксплуатационная колонна, должна была спускаться еще одна колонна специальных лифтовых, или насосно - компрессорных труб (НКТ), разумеется меньшего диаметра. Этого требовали особенности механизма гидродинамики газонефтяного потока в вертикальных трубах, но в первую очередь это было связано с обеспечением техники безопасности и охраны недр, за которыми в нефтедобывающей отрасли ведется особо жесткий и строгий контроль, что вполне справедливо и понятно. Эти же требования были полностью перенесены и в геотермальное производство и четко отражены в «Правилах разработки месторождений теплоэнергетических вод» утвержденных на самых высоких государственных инстанциях. Но эксплуатация скважин через колонны малого диаметра (НКТ) в принципе не обеспечивало ни дебита, ни устьевой температуры требуемой для рентабельной геотермальной энергетики, т.к. энергоемкость термальных вод в более чем сто раз ниже теплотворной способности нефти. Помимо этого техника безопасности соответствующая авариям, неуправляемым выбросам и возгораниям нефти в этих случаях, могла быть существенно упрощена для эксплуатации термальных вод, хотя и здесь могут возникать опасные ситуации связанные с высокими температурами, большими объемами вод и трудностями ликвидации открытых фонтанов негативно влияющих на окружающую среду.

С целью научного обоснования невозможности работы геотермальной энергетики на базе технологии насосно- компрессорных труб, была получена сопряженная формула для притока термальной воды из пласта в скважину и далее по колонне труб на дневную поверхность (устье скважины). Здесь же была использована опубликованная ранее нами эмпирическая формула зависимости стоимости скважины от ее диаметра и записано условие для себестоимости единицы извлекаемой термальной воды, в следующем виде [1]:

$$C_C = \frac{C_H \cdot 10^{3.5d-0.5} + tC_Э}{tQ}, \qquad (1)$$

где C_c – себестоимость единицы продукции, руб.; Cэ – эксплуатационные затраты, являющиеся функцией дебита скважины, руб.; t – время эксплуатации скважины, сут; Q – дебит скважины, м^3/сут; d – диаметр, дюймы.

Для дебита скважины была предложена формула:

$$Q = \left(-\frac{0.215 \cdot 10^{14} \cdot d^{5.3}}{H\eta} + 10^7 d^{2.65} \sqrt{\frac{4.60 \cdot 10^{12} \cdot d^{5.3}}{H^2\eta^2} - \frac{0.43B}{H}} \right)\tau, \qquad (2)$$

где H – глубина скважины, z – текущая координата глубины, η - коэфициент продуктивности скважины, а

$$B = P_{заб} - P_{ус} + 0{,}1H\left[\gamma_0 - \gamma_t(t)\right]. \qquad (3)$$

Далее, решением уравнения $\frac{\partial C}{\partial d} = 0$, или построением графиков

$C_C = f(D)$ были получены значения оптимальных диаметров геотермальных скважин, для основных месторождений находящихся в разработке к тому времени (рис.1)

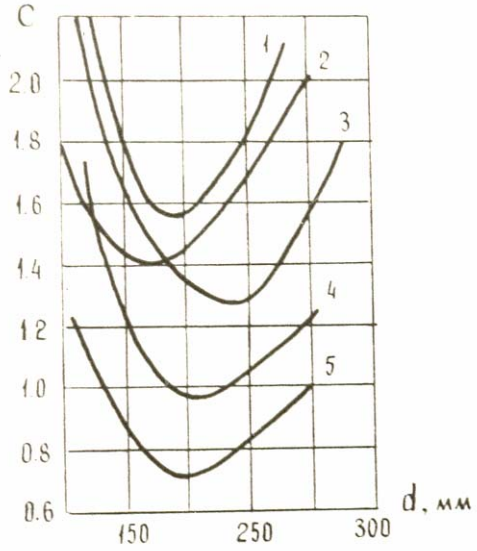


Рис.1. Кривые функции $C_c=f(d)$ (Месторождения: 1- Избербаш, 2- Махачкала, 3- Кизляр, 4- Гудермес, 5- Ханкала).

Из графиков следует, что во всех случаях оптимальный диаметр трубы по которой должна эксплуатироваться геотермальная скважина, должна быть не меньше 6" (месторождение Махачкала), а в некоторых случаях она может достигать и величины 10" (месторождение Кизляр). Поэтому технология эксплуатации термальных скважин через НКТ, диаметр которых не превышает 3", полностью исключает развитие геотермальной энергетики делая ее изначально нерентабельной.

Задача 2. В теории и практике разработки геотермальных месторождений важным показателем уровня технологий и выбора оптимального режима эксплуатации скважин являются тепловые потери при движении потока термальных вод от забоя до устья. Понятно, что одной из задач геотермальной энергетики является снижение этих теплопотерь. Но для этого предпочтительно знать среднее значение коэффициента теплопроводности всего геологического разреза ствола скважины $\overline{\lambda_П}$, через который и происходят эти теплопотери.

Процесс изменения температуры в термальной скважине работающей с дебитом Q с достаточным приближением описывается формулой [1, 2]:

$$t_{пл} - t_z = \frac{\pi\Gamma(H-z)^2}{2\rho_t q C_P Q(R_1 + R_2)}, \qquad (4)$$

где R_1 – термическое сопротивление техногенной части (т.е. труб и цементных колец вокруг них), а R_2 – термическое сопротивление горных пород разреза, являющаяся функцией времени τ и равная:

$$R_2 = \frac{1}{2\overline{\lambda_П}} \ln \frac{4\sqrt{a\tau}}{d_n} \qquad (5)$$

Соотношение (4) с учетом (5) можно представить в виде:

$$y = A + \frac{1}{4\overline{\lambda_П}} \ln \tau, \qquad (6)$$

где $y = \dfrac{\pi\Gamma(z-L)^2}{2Q\rho_t C_P(t_{пл}-t_z)} - R_1, \quad A = \dfrac{1}{4\overline{\lambda_П}} \ln \dfrac{16a}{d_П{}^2}$, (7)

α - температуропроводность пласта, d_n – диаметр скважины по долоту.

В таком случае график $y = f(\ln\tau)$ будет представлять собой прямую линию с угловым коэффициентов равным $tg\alpha = \dfrac{1}{4\overline{\lambda_П}}$ и отсекаемым на оси ординат отрезком А.

Используя вариант *z=0*, получаем разность пластовой и устьевой температуры по (4) для времени τ соответствующей температуре t_y. Пустив в работу длительно простоявшую термальную скважину, проводится запись изменения устьевой температуры во времени и на основе полученной таким путем таблицы τ и t_y, строим график $y - ln\tau$. При этом величины входящие в y мы знаем с достаточной точностью. Как и следовало ожидать получаем прямую линию (рис.2), с малым отклоняющимся начальным участком, что является с одной стороны подтверждением теории использованной при выводе формулы (4), а с другой стороны мы имеем значение углового коэффициента этой прямой равного $tg\alpha$, по которому из условия $tg\alpha = \dfrac{1}{4\overline{\lambda_П}}$ мы можем вычислить среднее значение коэффициента теплопроводности всей толщи горных пород, в которой пробурена скважина.

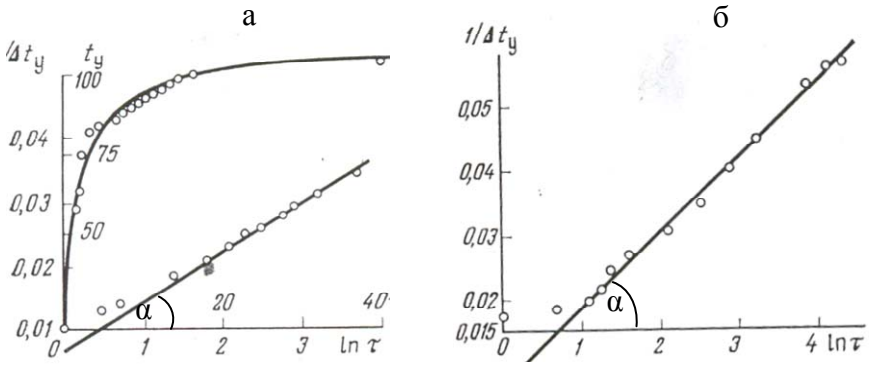


Рис.2 .Графики изменения температуры по скважине №131 Ачи-Су (а) и №3 Ханкала (б).

Использование λ полученных другими путями, например лабораторными измерениями (если даже мы имеем множество точек по разрезу) для случая решения задач тепломассопереноса некорректно, так как имеются существенные расхождения между ними. Только величина $\lambda_п$ полученная методом гидротермодинамических исследований скважины позволяет получить правильные результаты по теплопотерям и геотермальной энергии извлекаемой скважинами.

Задача 3. Одной из наиболее высокозатратных статей процессов разработки нефти, термальных вод и гидроминеральных рассолов является необходимость обратной закачки в пласт этих вод, включая попутные нефтепромысловые воды. Эта необходимость вызвана двумя основными причинами: а) возмещение извлеченных объемов жидкости с целью предотвращения падения пластового давления ($Р_{пл}$); б) необходимость утилизации и захоронения подземных вод, являющихся как правило минерализованными, коррозийно- агрессивными, содержащими вредные ингредиенты в недопустимых нормах (фенолы, сероводород, мышьяк и др.), т.е. нарушающими правила охраны окружающей среды (ООС). Нефтяники в

огромных количествах закачивают в пласт воду (как попутно извлеченную, так и отбираемую из наземных водных бассейнов) с целью поддержания пластового давления (ППД). Основные перспективы геотермальной энергетики так же связаны с реализацией технологии прогрессивной геоциркуляционной системы (ГЦС) базирующейся на обратной закачке в пласт воды, охлажденной после отбора тепла. И в том и в другом случае на закачку этих вод затрачиваются огромные средства, кратно превышающие затраты на их добычу.

В этих условиях дагестанскими учеными (ИПГ ДАГ ФАН СССР) впервые была высказана идея и дано математическое обоснование возможности естественной самоциркуляции термальной воды в случае замкнутого контура «пласт-эксплуатационная скважина - потребитель тепла - нагнетательная скважина - пласт» (рис.3) [3,4,5].

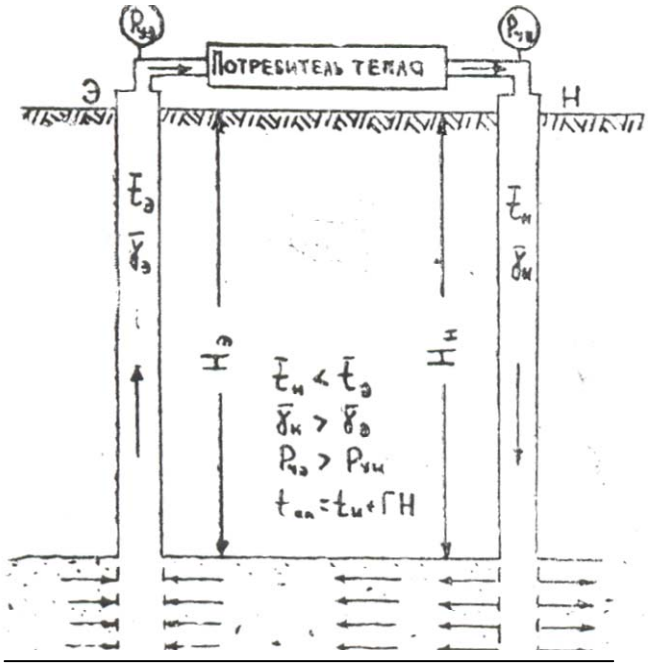


Рис.3. Схема работы самоциркуляционной геотехнологической системы. Э- эксплуатационная скважина; Н- нагнетательная скважина.

Сущность идеи и обоснования самоциркуляционной системы сводилась к доказательству возможности циркуляции значительных объемов воды соизмеримых с промышленными дебитами, без применения внешних сил (т.е. без насосов, без использования какой либо, в том числе и электрической энергии извне, только за счет самого геотермального тепла создающего разницу давлений столбов жидкости в эксплуатационной и нагнетательной скважинах, после отбора тепла потребителем).

Впервые работа была обсуждена на Союзном уровне на ученом Совете Всесоюзного научно-исследовательского и проектного института ВНИПИ геотерм в 1983г., где была признана «принципиальная возможность работы такой системы (СЦС)» и …. «рекомендовано институту ВНИПИ геотерм совместно с Институтом проблем геотермии ДАГ ФАН СССР составить проект реализации СЦС на площади Ачи- Су Дагестанской АССР». Позднее в 1985г. обсуждение идеи СЦС на расширенном заседании Президиума Дагестанского научного центра РАН (бывший ДАГ ФАН СССР) куда были приглашены ученые- специалисты из НПО «Союзбургеотермия» Дагестанского Государственного Университета, Объединения «Дагнефть» и др., обнаружило серьезные расхождения ученых во мнениях по обсуждаемому вопросу: часть крупных ученых в области геотермии

категорически отрицали возможность такой непринудительной циркуляции без затрат энергии извне, другие, такие же крупные специалисты признавали возможность образования такого циркуляционного потока в отмеченном выше замкнутом контуре. В результате протокол Заседания Президиума так и остался неутвержденным.

Позднее были даны более строгие решения [4] и результаты доложены в нескольких Союзных инстанциях таких, как Объединенный семинар Геологического института АН СССР и кафедры аэродинамики и газодинамики МГУ им. М.В.Ломоносова проводившийся профессором (позднее академиком РАН) В.П.Мясниковым, Секция разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений при НТС Всесоюзного научно- исследовательского института нефти им. акад.А.П.Крылова (головной институт СССР по разработке нефтяных месторождений), а также были включены в АКТ о выполнении 5- летней работы Института проблем геотермии (как одно из крупных достижений), утвержденный Академиком- секретарем Отделения геологии, геофизики и геохимии АН СССР Б.С. Соколовым.

Все перечисленные научные коллективы признали новизну, отсутствие аналогов за рубежом, принципиальную возможность такого метода извлечения глубинного тепла Земли, по единогласно и совершенно справедливо отметили необходимость подтверждения полученных результатов путем проведения промышленного эксперимента. Конечно для дагестанских ученых представляло особую ценность решение ученого Совета НПО «Союзбургеотермия» под председательством М.Г.Алиева о возможности создания такой ГСС и самое главное- указание соответствующему подразделению провести промышленный эксперимент на месторождении Ачи- Су. Это было очень важное решение, т.к. НПО было единственной организацией способной обеспечить проведение такого эксперимента.

Предложенная самоциркуляционная система за прошедшие годы была испытана разными организациями на нескольких месторождениях и получило единогласное подтверждение промышленной эффективности и целесообразности ее использования в геотермальной энергетике. Причем на некоторых месторождениях испытания были проведены на нескольких парах скважин. Первые испытания промышленной значимости ГСС были проведены в системе НПО «Союзбургеотермия» в 1985г. на Кизлярском и Избербашском месторождениях. Полученные результаты показывают, что расходы теплоносителя даже при незначительной разнице температур на устьях эксплуатационной и нагнетательной скважины, составляющих всего $\Delta t=13^0$ (т.к. эксперимент проводился соединением устьев обоих скважин за счет естественных потерь тепла без искусственного его отбора), достигали 460- 750 $м^3$/сут. Пересчет на искусственный съем температуры в пределах 60^0, показывает, что расходы ГСС будут возрастать до 3000-3500 $м^3$/сут. Результаты были доложены на Заседании Бюро координационного Совета при Госплане ДАССР в 1985г.

Такие же испытания были проведены в 1989г. правопреемником НПО «Союзбургеотермия», ОАО «Термнефтгаз» (также дагестанской организацией), на Махачкалинско- Тернаирском месторождении, которое также подтвердило эффективность применения ГСС при разработке геотермального месторождения [6]. Авторами работы проводившими эксперимент делается вывод о целесообразности использования ГСС для безнасосной обратной закачке остуженных термальных вод обратно в пласт.

Скрупулезные и обширные промышленные эксперименты проведены Кубанским промысловым Управлением по использованию глубинного тепла Земли, совместно с институтом ВНИПИ геотерм (сотрудником ВНИПИ геотерм Н.Б.Мусахановым) на месторождении Мостовское Краснодарского края. Здесь также получены уникальные результаты, где расходы ГСС достигает 1008 $м^3$/сут при $\Delta t=30^0$ (термопровод соединяющий устья экспериментальной и нагнетательной скважин был частично пропущен через водную среду).

Эксперимент на Мостовском был проведен на нескольких парах скважин, которые затем рекомендованы для включения в проект разработки этого месторождения.

Т.о. реальность и промышленная эффективность предложенной дагестанскими учеными оригинальной технологии была подтверждена непосредственными экспериментами выполненными на различных месторождениях.

Рассмотренные задачи и примеры, как и многие доклады обсужденные нами на Конференции показывают, что у молодых ученых избравших геотермальную энергетику в качестве спутницы своей дальнейшей жизни, имеется огромное поле деятельности для приложения своих самых разнообразных знаний и достижения больших успехов в науке.

Литература:

1. *Гайдаров Г.М.* Особенности методов гидродинамического исследования геотермальных скважин. Сб. стат.: «Проблемы геотермальной энергетики Дагестана», под ред.чл.корр. АН СССР Х.И.Амирханова и проф. С.Н.Ятрова. М.: Недра. 1980.
2. *Матаев Г.А., Ниналалов А.И., Гайдаров Г.М., Амирханов М.-Ш.И.* Упрощенный метод определения температуры по стволу гидротермальной сважины. «Геология и разведка», №6, 1966.
3. *Алишаев М.Г., Гайдаров Г.М., Каспаров С.А., Курбанов М.К., Рамазанов Ю.М.* Самоциркуляционная геотехнологическая система // В сб.: Технологические спектры геотермальной энергетики: Материалы Всес. Конференции «Народохозяйственные и методические проблемы геотермии». Махачкала, 1984.
4. *Гайдаров Г.М., Магомедбеков Х.Г.* Математическое моделирование процессов тепломассопереноса в замкнутых геотехнологических системах // Тр. Института проблем геотермии ДАГ.ФАН СССР, вып.5, 1986.
5. *Алхасов А.Б.* Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии. Под ред. чл.-корр. РАН Э.Э.Шпильрайна. М.: Физматлит. 2008.
6. Инвестиционные проекты (использование тепла Земли). Вып.1 / ТЭК ОАО Геотермнефтегаз, Институт Проблем Геотермии РАН. Гл.ред.проф. Р.М.Алиев, Махачкала 2005.

ИЗУЧЕНИЕ И ТИПИЗАЦИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ДАГЕСТАНСКОМ СЕКТОРЕ КАВКАЗСКОГО СКЛАДЧАТОГО ПОЯСА С ПОЗИЦИЙ ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ

Бойков А.М.

Институт проблем геотермии ДНЦ
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: buamama@yandex.ru

Мировой опыт показывает, что геотермальные месторождения залегают в характерных геолого-географических условиях. Это позволяет обобщить и систематизировать геотектонические условия их формирования. Так, например, известна “макро”-систематизация размещения геотермальных ресурсов восточной части Китая [1], составленная на основе их принадлежности к определённым типам геотектонических условий: приуроченности к зонам на стыке плит, к береговым и удалённым от моря межгорным бассейнам, осложнённым разломами тина взбросовых. Источниками геотермального тепла здесь служат глубинные конвективные циркуляционные системы наряду с магматической активностью недр.

Тектоническое обрамление Кавказского орогенного пояса в его северной части имеет иерархически сходное строение в отношении геотектонических условий, выделенным на востоке Китая. В частности, пояс надвигов в тектоническом обрамлении Кавказа с северо-востока, согласно последним данным, содержит три типа приразломных зон повышенной трещиноватости пород [2], в которых могут циркулировать геотермальные флюиды. Поэтому есть смысл использовать принцип иерархического подобия и сформулировать критерии для прогнозирования геотермальных ресурсов, перейдя от “макро”- к “микро”-систематизации геотектонических условий, которая согласуется с иерархической структурно-геоморфологической зональностью и её коррелятами в виде зональностей гидрогеотермических параметров.

В цели исследования входит изучение условий формирования и систематизация приуроченности низкотемпературных геотермальных ресурсов к характерным особенностям приповерхностных геолого-географических условий. Систематизация включает и выявление комплекса прямых и косвенных индикаторов указанной приуроченности. На этой базе может быть обоснована концептуальная модель формирования и прогнозирования низкотемпературных геотермальных ресурсов в зоне обрамления Кавказского складчатого пояса. На северо-востоке это обрамление граничит с осадочным бассейном Терско-Сулакского прогиба. На севере горный рельеф переходит в равнинный. На востоке – в приморскую береговую зону Каспийского моря. Северо-восточное обрамление складчатого пояса содержит низкотемпературные геотермальные ресурсы. К ним по международной классификации принадлежат месторождения термальных вод с пластовыми температурами от 20 до 100^0C [3].

Общая *геолого-географическая зональность* выражается в особенностях размещения низкотемпературных геотермальных ресурсов, которые контролируются климатическим, геоморфологическим и стратиграфическим факторами [4,5]. В пределах *геолого-географической зональности* можно выделить иерархическую 4-х порядковую структурно-геоморфологическую зональность, в которой мы выделяем:

1) Зональность 1-го порядка иерархии, содержащая межгорные долины мегасвода Большого Кавказа; 2) Зональность 2-го порядка иерархии, объединяющая края региональных структурных ступеней в направлении понижения рельефа - от горного массива к морю (приморская Дербентская и морская ступени); 3) Зональность 3-го порядка, в которой группируются перегибы флексурного типа в дневном рельефе в направлении его понижения от границ горного массива к морю, картографически приуроченные к стыкам отметок глубин и высот региональной шкалы на физических картах; 4) Зональность 4-го порядка иерархии, включающая локальные депрессии рельефа в речных поймах и руслах; 5) Промежуточная зональность, в которую входят горные склоны, склоны структурных ступеней и флексур рельефа, а также их подножья, которая распространена в пределах зональности первых 3-х порядков иерархии.

Эта структурно-геоморфологическая зональность отражает ведущую роль тектоники, которая обеспечивает формирование благоприятных условий для образования геотермальных резервуаров и их термопроявлений на поверхности в виде термальных и минеральных источников. В частности, образование зон повышенной трещиноватости под межгорными долинами и изломами рельефа в пределах структурных ступеней и флексур.

Коррелятом структурно-геоморфологической зональности является *зональность гидрогеотермических параметров*, которую образует: 1) Зональность температур термальных источников на поверхности (с 1-го по 4-ый порядок вышеуказанной иерархии), в пределах которой с понижением рельефа от гор к морю происходит последовательный рост температуры источников: 25-50^{0}С (мегасвод Большого Кавказа), 27-54^{0}С (Сергокалинская региональная ступень), 35-65^{0}С (приморская Дербентская ступень); 2) Зональность температур геотермальных систем на глубине до 1000 м (2-3 порядки вышеприведённой иерархии), где температура растёт в интервале 36-67^{0}С с понижением порядка иерархии на фоне общего понижения рельефа.

Другим коррелятом структурно-геоморфологической зональности служит корреляция изменчивости температур геотермальных систем с тремя орографическими зонами: приморской, равнинной и горной: 1) *Климатическая зональность изотерм* средних многолетних температур поверхности почвы и воздуха (2-3-й порядки вышеуказанной иерархии), где средняя температура растёт с понижением порядка иерархии; 2) *Климатическая зональность годового количества осадков* (2,3,4-й порядки иерархии), где количество осадков уменьшается с понижением порядка иерархии; 3) *Зональность удельной теплогенерации радиогенного тепла* выходящими к поверхности горными породами (2,3,4-ый порядки иерархии), где удельная теплогенерация с повышением порядка иерархии растёт, а затем падает [4].

Указанные выше три вида зональности (структурно-геоморфологическая и её корреляты) прямо не отражают аномалиеобразующих эффектов геотермальных систем, но опосредованно обеспечивают контролирующую роль экзогенных и эндогенных факторов верхнего структурного этажа по отношению к гидрогеотермическим параметрам геотермальных ресурсов в северном обрамлении Кавказского складчатого пояса. В частности, зональность изотерм у поверхности и удельная теплогенерация приповерхностными породами влияют на формирование геотермического градиента и через него – на температурный режим геотермальных резервуаров.

Зональность годового количества осадков оказывает влияние на температуру и водонасыщенность геотермальных резервуаров со смешанным

инфильтрационно-элизионным типом питания. Установлено, что в направлении от гор к морю в пределах горной и равнинной орографических зон на протяжении всего календарного года, по данным гидрометеообсерваторий, наблюдается прямая корреляция значений средних месячных температур (с максимумом в июле) и количества выпадающих атмосферных осадков (с максимумом в июне). Лишь в узкой приморской полосе шириной несколько км максимумы температуры и осадков расходятся во времени, и корреляция нарушается: на июльский максимум средних месячных температур приходится минимум атмосферных осадков, максимальное количество которых выпадает в ноябре. Поэтому в пределах преобладающей части территории дагестанского сектора складчатого пояса геотермальные резервуары приповерхностного залегания с инфильтрационной подпиткой пополняются в определённых объёмах за счет фильтрации в них с поверхности водного потока, имеющего в период максимальных средних месячных значений температуру от 8-10^{0}С в горной зоне до 20-25^{0}С в предгорье и на равнине. Таким образом, в горной и частично равнинной орографических зонах может функционировать особый режим инфильтрационного питания геотермальных систем, благоприятный для формирования низкотемпературных геотермальных резервуаров. В приморской полосе суши их питание осуществляется в большей степени за счёт восходящей фильтрации из нижних горизонтов и отчасти горизонтального подземного стока, уже достаточно прогретого осадочной толщей. Поэтому в этих резервуарах наблюдаются наиболее высокие температуры самоизлива по сравнению с резервуарами горных или равнинных зон.

Климатическая зональность температур поверхности почвы и воздуха выражается в повышении от горного массива к морю средних многолетних температур поверхности почвы. Эти температуры повышаются от 10,0 до 15,3^{0}С, а средние многолетние температуры воздуха – от 6,7 до 12,6^{0}С. Средняя многолетняя температура воздуха увеличивается по мере понижения рельефа в среднем на 0,28^{0}С/100 м. Изменчивость средних многолетних температур поверхности почвы и воздуха по горизонтали должна учитываться в качестве верхнего граничного условия при постановке модельных задач регионального масштаба.

Климатическая зональность годового количества осадков подчинена общей орографической закономерности - в пределах выявленной структурно-геоморфологической зональности количество осадков с понижением рельефа изменяется в интервалах: 600-800 мм (мегасвод Большого Кавказа), 400-600 мм (Сергокалинская региональная ступень), 300-400 мм (приморская Дербентская ступень), 300-400 мм (в районах термальных источников в руслах и поймах рек).

Корреляция теплогенерации радиогенного тепла обусловлена денудацией горных пород при горообразовании и выходом на поверхность с повышением рельефа от моря к горам массивов всё более древних пород. Установлено, что по мере их чередования по этому профилю удельная теплогенерация радиогенного тепла закономерно увеличивается или уменьшается в зависимости от их принадлежности к определённым диапазонам стратиграфической шкалы. В пределах кайнозойской группы удельная теплогенерация растёт от неоген-четвертичных отложений до палеогеновых. При переходе к мезозойской группе и смене палеогеновых пород меловыми – падает. В профильном разрезе новейшего структурного плана [5] удельная теплогенерация кайнозойских пород увеличивается от 0,79-1,0 до 2,44 мкВт/м^3 в направлении от моря к высокогорью, затем с обнажением на поверхности мела уменьшается от 2,44 до 1,12 мкВт/м^3.

Эта корреляция позволяют объяснить природу возникновения вблизи поверхности в горных условиях геотермальных систем, которые проявляются на склонах гор в виде низкотемпературных слаботермальных источников. Заметим, что влияние теплогенерации радиогенного тепла в горных условиях на повышение температуры недр уже рассматривалось ранее на “макро”-уровне при моделировании геотермического режима под горными областями на стыке Индийской и Азиатской плит [6].

Источники питания залежей термальных вод, как известно, подразделяются на *абсолютные* и *относительные*. Необходимость детального изучения зон развития разломов и трещиноватости общепризнанна как обязательное условие для определения структурно-тектонической позиции геотермальных резервуаров. Термин “геотермальная система” понимается и принимается в комплексе: в качестве геологической целостности, включающей структурные условия залегания, вмещающую материнскую породу, гидрогеологический режим с характеристиками подземных вод. Понятие же “геотермальный резервуар” рассматривается, прежде всего, в прикладном смысле. По ним в геотермальной энергетике понимается некая геометрическая форма, содержащая геотермальный флюид, в пределах которой производится бурение эксплуатационных геотермальных скважин, обеспечивающих теплоснабжение наземных бытовых и промышленных объектов. Поэтому первоочередной интерес представляет очерчивание границ резервуара, т.е. задача поиска и разведки. Изучение физико-химических характеристик резервуара и свойств геотермального флюида – задача второй очереди, нацеленная на прогнозирование эволюции и долговечности резервуара в процессе будущей эксплуатации.

В условиях *равнинного рельефа* наблюдаются низкотемпературные *приразломные* геотермальные резервуары двух типов.

Резервуар *первого типа* может быть приурочен к магистральному глубинному разлому и локализован вдоль линии ветвления бокового разрывного нарушения на сопряжении с трещиноватым периклинально-крыльевым участком антиклинальной складки. Например, в Дагестане выходящим к поверхности магистральным разломом является Главный дербентский разлом типа надвига. Трасса его прохождения расположена в прибрежной зоне шельфа Каспия. Она маркируется в рельефе дна Каспийского моря грядами выходов сарматских пород. Как показала придонная геотермосъёмка, выполненная автором [7], к трассе разлома приурочены термопроявления в виде температурных аномалий линейно-очагового типа. Аномальная температура в месте открытого выхода разлома к поверхности дна (площадь Каякент-море) достигает $25{,}6^0$С. Но эта величина снижается до 22^0С на “залеченном” участке дна, где разлом сверху перекрыт слоем донных осадков (площадь Дузлак-море). Тип питания разлома инфильтрационно-элизионный. Термальные воды, мигрирующие из глубоких горизонтов, смешиваются с холодными водами, фильтрующимися через наклонные денудированные слои пород.

Резервуар *второго типа* приурочен к зоне динамического влияния наклонного разрыва на глубине его амплитуды затухания, где разлом переходит во внутрипластовые передвижки, формируя зону повышенной трещиноватости на уровне пласта (например, восточное крыло структуры Гаша или северный участок структуры Берикей). Физико-геологическая модель геотермального резервуара может быть обоснована на примере хорошо изученного Берикейского резервуара. В литолого-термобарическом и геохимическом плане границы резервуара очерчиваются ореолом повышенной трещиноватости с пониженными

геотермическими градиентами, повышенной минерализацией подземных вод одного гидрохимического типа и избыточными давлениями. Резервуар простирается в интервале глубин от 500 до 2000 м. Он сложен раздробленными мезозойскими известняковыми породами с геотермическим градиентом почти на порядок ниже (около $0{,}008^0$С/м), чем фоновые (около $0{,}02^0$С/м). Резервуар содержит термальные воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 30 до 80 г/л. В пределах резервуара наблюдается избыточные давления в интервале 10-15 атмосфер. Температура в резервуаре изменяется от 50^0С на кровле до 70^0С у подошвы. Характер изменения в резервуаре давлений и температур с глубиной указывает на вертикальную фильтрацию в известняковом массиве. Но через свод такой антиклинальной структуры не происходит разгрузки глубинных подземных вод, так как складки этой антиклинальной зоны в регионе являются *коробчатыми* в нижнем этаже разреза. Поэтому сводовые вертикальные зоны повышенной проницаемости или отсутствуют в разрезе, или не развиты на уровне глубоких горизонтов, а восходящая миграция напорных глубинных термальных вод в сводах структур затруднена. Температура разгружающихся термальных вод на выходе зависит от глубин залегания геотермального резервуара и близка к температуре напорных вод на глубине. Например, термальные источники вблизи озера Аджи имеют на выходе температуру 65^0С, что соответствует температуре Берикейского геотермального резервуара на глубине 1000-1500 м.

Но при этом отметим, что наклонные разрывы типа взбросов с амплитудами, резко проявляющимися у поверхности и монотонно затухающими с глубиной, не являются каналами открытой разгрузки глубинных термальных вод, хотя могут служить причиной образования геотермальных резервуаров. Обычно трассы таких разрывов маркируются на поверхности ступенчатообразными формами рельефа. Через такие разрывы разгружаются холодные воды, на относящиеся к категории термальных и имеющие температуру ниже 20^0С. Это видно на примерах Избербашской и Махачкалинской антиклинальных складок. Режим питания такой разгрузки сугубо инфильтрационный. Он происходит за счёт атмосферных осадков, фильтрующихся в разрывные нарушения через денудированные круто падающие пласты антиклиналей. Поэтому подобные источники не являются показателями геотермальных резервуаров.

Известно, что естественные термопроявления низкотемпературных геотермальных резервуаров могут быть приурочены к периклинальным и крыльевым субвертикальным зонам повышенной проницаемости. Эти зоны в условиях сквозных антиклинальных складок простираются до земной поверхности. Структурно-тектонические позиции таких зон охарактеризованы в работе [8]. Как показывает наш анализ, термальные воды из геотермальных резервуаров мигрируют к поверхности и и разгружаются через вертикальные проницаемые зоны на периклиналях и крыльях структур. Глубина и локализация резервуаров определяется простиранием амплитуд затухания наклонных разрывных нарушений в сочетании с их положением в разрезе антиклиналдьных складок. Здесь они переходят во внутрипластовые передвижки, образующие резервуар. Выходы зон повышенной проницаемости маркируются на поверхности локальными депрессиями дневного рельефа. Например, выходы Алхаджикентских термоминаральных источников с температурами $25\text{-}36^0$С приурочены к оврагу Алхаджикентского ручья, а выходы термальных источников района Каякентской и Берикейской структур с температурой $42\text{-}65^0$С находятся в зоне депрессии дневного рельефа вблизи озера Аджи.

Резервуары обоих выше охарактеризованных типов проявляются на поверхности термальными источниками и маркируются локальными депрессиями рельефа. Контуры резервуаров в зоне обрамления Кавказского складчатого пояса очерчиваются конфигурацией изотерм вокруг зон повышенной трещиноватости и вмещают залежи *абсолютных* (выше 20-37^{0}С) термальных вод с температурами 25-65^{0}С, *глубинная составляющая* которых обусловлена пластовыми температурами.

Кроме рассмотренных типов геотермальных резервуаров в регионе в условиях *горного рельефа* распространены ещё два типа резервуаров – третий и четвёртый. Из них один также *приразломный*, а другой - *пластовый*.

Третий *приразломный* тип характеризуется приуроченностью к субвертикальным разломам между двумя крупными тектоническими блоками и проявляется источниками термальных вод у подножий гор (воздымающихся тектонических блоков). К резервуарам *третьего типа* могут быть приурочены залежи *абсолютных* термальных вод, сформированные, прежде всего, восходящей фильтрацией напорных подземных вод в приразломную трещиноватую зону, образующую геотермальный резервуар. Здесь ведущая роль в горообразовании принадлежит новейшим вертикальным тектоническим движениям, сопровождающимся денудацией.

В приповерхностном резервуаре *приразломного типа* эффект денудации горных пород может оказывать заметное воздействие на геотермальном поле в связи с тем, что блоки поднимаются с разной скоростью и, соответственно, подвержены денудации неодинаковой интенсивности, а температуры в массиве тектонического блока, воздымающегося с большой скоростью, значительно выше. Это показали модельные расчёты на базе простейшей модели и известных решений уравнения теплопроводности для геологической среды с движущейся верхней границей [4] для процесса с продолжительностью несколько десятков тысяч лет. Температуры массива растут с увеличением скорости денудации. Одновременно при горообразовании денудация приводит, в ряде случаев, к перепаду удельной теплогенерации радиогенного тепла в диапазоне 0,79-2,44 мкВт/м^3 в пределах соседних тектонических блоков. Это происходит в случае выхода к поверхности разнородных стратиграфических комплексов пород. Соответственно этот фактор оказывает влияние на температуру флюидов приразломного резервуара. Наши модельные расчёты показали, что при продолжительности процесса 30 тыс. лет, среднегодовой температуре на поверхности, равной 9,6^{0}С, геотермическом градиенте 0,04^{0}С/м, гипсометрическом градиенте, достигающем -0,0029^{0}С/м, для двух тектонических блоков с перепадом высот у поверхности от 0 до 100 м между блоками перепады температуры на равной глубине в приподнятом блоке на 16^{0}С выше, чем в опущенном [4].

Четвёртый тип резервуара в горных условиях является *пластовым* и может проявляться выходами источников на склонах гор из пластовых залежей термальных или минеральных вод, расположенных в массиве пород воздымающегося тектонического блока. С ним могут быть связаны *пластовые* залежи *относительных* термальных вод (с температурой выше средней многолетней температуры воздуха), расположенные в пределах массивов воздымающихся тектонических блоков, но чаще - залежи холодных минеральных вод. Этот тип резервуара, как правило, не может подпитываться глубинными геотермальными флюидами. Его можно рассматривать только в качестве *слаботермального* с относительно низкими температурами. Питание таких

залежей происходит за счёт *поверхностного стока* или прямой *инфильтрации атмосферных осадков*.

Установлено, что на территории региона поверхностный сток атмосферных осадков с температурами выше среднегодовой температуры поверхности на 1,5-13,5^{0}С в зависимости от высоты рельефа может подпитывать резервуары *относительных* термальных вод до полугода, а *абсолютных* из числа первых двух типов в условиях равнины до 3-4 месяцев. Данные гидрометеослужбы показывают, что подпитка с максимальной избыточностью может достигать 150% в среднегорном Дагестане в периоды, когда температура осадков ниже среднегодовой. Подпитка с избыточностью 110% имеет место в низкогорном Дагестане и с избыточностью 20% - в равнинном. Но в приморской полосе подпитка может наблюдаться уже с дефицитом 45%.

Установлено, что прямое инфильтрационное питание низкотемпературных геотермальных резервуаров ($T_{флюида}$>20^{0}С) атмосферными осадками с температурой от 21,3 до 24,6^{0}С может происходить на протяжении 2-х месячного периода в низкогорном Дагестане, 3-х месячного – в равнинном и 4-х месячного – в приморской полосе при общих дефицитах выпадения осадков с такими температурами в течение года, соответственно, 69%, 54% и 66%. Наибольший объём прямого инфильтрационного питания приходится на равнинный Дагестан, где оно может составить примерно третью часть общего годового баланса, а в низкогорном и приморском – одну четверть.

Выводы настоящей работы, по-видимому, могут быть распространены на другие регионы, где тектоническое обрамление складчатых поясов граничит с морским осадочным бассейном. Выше указывался тип взбросового разлома, выделенный при типизации геотермальных ресурсов в геологических условиях Китая [1] В нашей систематизации по материалам дагестанского сектора Кавказского складчатого пояса ему соответствуют геотермальные системы, связанные с крутыми взбросами и флексурами, разделяющими структурные ступени. Область залегания низко- и среднетемпературных геотермальных ресурсов в условиях Китая – это стыки поднимающихся и опускающихся плит. В дагестанском секторе тектонического обрамления Большого Кавказа наблюдаются сходные геологические условия, когда блоковые структуры связаны одновременно с началом орогенного воздымания и влиянием развивающейся Каспийской депрессии [9].

“Микро”-систематизация низкотемпературных геотермальных ресурсов и их прогнозирование на основе структурно-геоморфологической зональности может применяться, по-видимому, достаточно широко в регионах с горным и предгорным типами рельефа. Примером может служить геотермальная система приразломного типа в предгорьях Восточных Карпат в бассейне реки Чук на территории Румынии [10], где гидрогеотермальная циркуляция с температурой 50^{0}С на глубине 600-1000 м проявляется на поверхности в виде термальных источников. Параметры этой геотермальной системы примерно соответствуют нашей зональности. Набор специальных методов геотермической разведки рекомендован нами для поисковых работ в сходных условиях западного побережья Латинской Америки [11].

Литература:

1. *Hyang S., Zheng K.* The Latest Program in Exploration and Utilisation of Geothermal Resources in China //Proceeding of the World Ceothermal Congress, 1995 (Florence , Italy, 18-31 May 1995), Vol.1. -P.485-489.

2. *Гаврилов В.П., Григорьянц Б.В., Дворецкий П.И., Пономарёв В.А., Тарханов М.И.* Разломная тектоника и нефтегазонакопление в земной коре //Отечественная геология. М., 1997, №10. -С.3-8.
3. *Lienau P.J., Ross H.P.* Low-temperature resourse assessment //Geothermal Resources Counsil TRANACTIONS, Vol.19, 1995 Oktober. -P.63-68.
4. *Бойков А.М.* Низкотемпературные геотермальные ресурсы в тектоническом обрамлении Б.Кавказа //Тепловое поле Земли и методы его изучения /Сборник научных трудов. М.: Изд-во Российского университета дружбы народов, 2000. -С.285-290.
5. *Гаргацев И.О., Батырмурзаев А.С., Мамаев О.А.* Оценка радиотеплогенерации в осадочной толще Восточного Предкавказья //Доклады Академии наук, 1996, том 346, №3. –С.396-398.
6. *Stokstad E.* Hot rocks driven underground //New Sci, 1996, 151, №2042. –P.17.
7. *Бойков А.М.* Индикаторы ресурсов термальных вод на шельфе //Геоэкологические проблемы освоения и охраны ресурсов подземных вод Восточного Предкавказья /Материалы научно-практической конференции (22-26 сентября 2003 г.). Махачкала, ИГ ДНЦ РАН, 2003. -С.145-147.
8. *Зорькин Л.М., Карус Е.В., Кузнецов О.Л., Петухов А.В., Чахмахчёв В.Г., Чиркин И.А.* О природе “кольцевых” аномалий в осадочных породах //Доклады АН СССР, 1978, том 243, №2. –С.477-475.
9. *Несмеянов С.А., Воейкова О.А.* Новые данные о типах наиболее молодых новейших структур Восточного Дагестана //Доклады Академии наук, 1996, том 346, №3. –С.365-367.
10. *Proca Amuliu, Nikolau Valentiu, Veliciu Serban* Faults in the Cius Basin depicted by gravity and geothermics //Rom.J.Geophys., 1993, 1993, №16. P.45.
11. *Boykov A.M.* Evaluation of Deep Geothermal Resources with Surface Thermal Prospection Method // Proceedings of the X Latin American Geological Congress and VI National Congress on Economic Geology, 1998 (Buenos Aires, Argentina, November 8-13, 1998). Symposia VI- “The role of Geothermy in development of regional economics”.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Маммаев О.А., Маммаев Б.О.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА) по состоянию на 2002 год доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергетическом балансе составляют 13,60%. в составе возобновляемых источников энергии по своим потенциальным ресурсам и темпам освоения значительное место занимают геотермальная энергия недр Земли. Интерес специалистов к ВИЭ и в частности к геотермальной энергии в связи с постоянным повышением цен на нефть и газ и прогнозируемым истощением этих традиционных углеводородных источников в последние годы неуклонно растет.

Если не считать гидроэнергию рек и в настоящее время (по данным МЭА 2000г.) использование геотермальной энергии занимает около 60 % среди неорганических ВИЭ.

На всемирных геотермальных конгрессах (Япония, 2000 г., Турция, 2005 г.) отмечалось, что использование геотермального тепла Земли в XXI в. Достигнет 30% в мировом энергетическом балансе, а по самым оптимистичным прогнозам даже 80% [1, 2].

Главными преимуществами геотермальной энергии при ее комплексном и рациональном использовании в народном хозяйстве являются: практическая неисчерпаемость и возобновляемость, экологическая чистота, доступность и наличие практически повсеместно на Земле.

К странам, где относительно широко используется геотермальная энергии для производства электроэнергии и тепловой энергии относятся Филиппины, Сальвадор, Никарагуа, Исландия, новая Зеландия, Индонезия и другие.

Под использованием геотермальной энергии до последнего времени, прежде всего, подразумевались освоение природных гидротермальных ресурсов. И большинство исследовательских работ в этой области были направлены на изучение формирования и оценки запасов геотермальных пластовых вод. Однако гидротермальные ресурсы, хотя природные воды очень хорошие теплоносители с большой удельной теплоемкостью, составляют только небольшую часть потенциальной геотермальной энергии земной коры. Под геотермальными ресурсами в настоящее время принимается избыточная по отношению к температуре нейтрального слоя тепловая энергия, заключенная в твердой, жидкой и газообразной составляющих земной коры на глубинах, доступных современной технике бурения и освоения.

Между тем геотермальное тепло, аккумулированное твердыми горными породами земной коры при среднем геотермическом градиенте (3º С на 100 м), плотности 2,7 т/м^3 и теплоемкости 0,25 ккал/кг·град. до глубины 8 км в пределах суши Земли оцениваются примерно $2 \cdot 10^{23}$ ккал (А.Н. Щербань и др., 1974).

Для сравнения тепловой поток со всей поверхности Земли оценивается в $2 \cdot 10^{17}$ ккал/год при среднем значении теплового потока 50 мВт/м^2. А суммарная теплотворная энергия всех мировых запасов угля, нефти, газа и других видов топлива оценивается примерно $4 \cdot 10^{19}$ ккал (И.Д. Дергунов, 1959).

Эти цифры показывают, какое колоссальное количество геотермальной энергии заключено только в верхней части земной коры.

Но на современном уровне развития научно-технической базы и технологии извлечения и утилизации, возможно, только освоить лишь небольшую часть этого практически неисчерпаемого источника энергии.

Что касается изучения и освоения геотермальных, в частности, гидротермальных ресурсов, то район исследований – Восточное Предкавказье является наиболее изученным и перспективным районом по этим ресурсам. В частности в Дагестане, начиная с 60-х гг., широко применяются гидротермальные ресурсы для горячего водоснабжения и отопления в городах и в населенных пунктах (Махачкала, Кизляр, Избербаш, Терекли-Мектеб, Червленная и др.)

Была проведена с участием автора оценка региональных запасов, ресурсов и теплоэнергетического потенциала термальных вод Восточно-Предкавказского артезианского бассейна по водоносным комплексам [4].

Использование гидротермальных ресурсов на всей территории Восточного Предкавказья в районах удаленных от промышленных объектов и населенных пунктов, практически, маловероятно, хотя оценка этих ресурсов показывает их значительные масштабы. Поэтому проведенная оценка этих ресурсов скорее имеет прогнозное и теоретическое значение.

В данной работе ставилась задача оценить потенциальную тепловую энергию гидротермальных и петротермальных ресурсов на конкретных геотермальных месторождениях вблизи крупных населенных пунктов и промышленных объектов для последующей их рекомендации для использования и комплексного освоения в народном хозяйстве. Следует отметить, что работы по оценке и изучению геотермальной энергии, заключенной в горных породах осадочной толщи (петротермальной энергии) по району исследований ранее не проводились. Нами не ставилась задача в данной работе по исследованию технологических вопросов по извлечению и утилизации геотермальной энергии осадочной толщи районов исследований.

Одновременно оценивалась и роль процессов радиотеплогенерации за счет распада естественных радиоактивных элементов (урана, тория, калия) в осадочной толще геотермальных месторождений в образовании фиксируемого на поверхности теплового потока.

Для постановки вышеуказанных исследований нами были выбраны наиболее перспективные по оценке специалистов [8] геотермальные месторождения Дагестана: Махачкала –Тернаир, Кизляр, Избербаш, Каякент, Берикей, Талги, Тарумовка, пл. Южно-Буйнакская.

В силу относительной однородности геологического строения и литологического состава осадочной толщи района исследований полученные величины оценок геотермальной энергии этих месторождений можно распространить и на другие районы Восточного Предкавказья с известными допущениями.

Для оценки потенциальной тепловой энергии петротермальных и гидротермальных ресурсов геотермальных месторождений нами выбрана простая геолого-физическая модель осадочной толщи с известными теплофизическими параметрами горных пород и литолого-стратиграфическим строением.

Для каждого литолого-стратиграфического слоя потенциальную петротермальную энергию сухой горной породы оценивали по формуле

$$Q_{c.n} = C \cdot t \cdot V_n \cdot \rho, \qquad (1)$$

где $Q_{c.n}$ – потенциальная тепловая петротермальная энергия сухой породы в Дж;

C – удельная теплоемкость горной породы Дж / кг·°С; V_n – объем горной породы, м^3; ρ – удельная плотность породы, кг/м^3; t – средняя температура пласта.

Объем горной породы определяется по выражению

$$V_n = \frac{100 - K\ddot{i}}{100} \cdot V , \qquad (2)$$

где V – полный объем, занимаемый породой весте с породами; K_n – коэффициент пористости;

Объем для каждого пласта

$$V = a \cdot b \cdot h , \qquad (3)$$

где a и b – длина и ширина пласта, м; h – мощность пласта.

Так как, в осадочной толще мы имеем дело с водонасыщенными породами, то отдельно определяли потенциальную тепловую энергию пластовых вод по формуле

$$Q_{п.в.} = C_в \cdot t \cdot V_{пор} \cdot \rho , \qquad (4)$$

где $C_в$ – теплоемкость пластовых вод, нами принята равной 4,18 ·10 Дж / кг·°С; t – средняя температура пластовой воды, ^{0}С; ρ – удельная плотность воды, нами принята равной 10^3·кг/м^3;

$V_{пор}$ – объем пор

$$V_{\ddot{i}\ddot{i}\eth} = \frac{\hat{E}_{\ddot{i}}}{100} \cdot V , \qquad (5)$$

где V – полный объем породы вместе с порами.

Полную потенциальную петротермальную и гидротермальную энергию заключенную в осадочной толще определяли как суммарную по всем литолого-стратиграфическим слоям по всей расчетной глубине литологической колонки.

Для расчета величины радиотеплогенерации в осадочной толще за счет распада естественных радиоактивных элементов (урана, тория, калия) в горных породах и сравнения результатов с литературными данными здесь нами принята формула (Birch et al., 1968)

$$A = 0{,}133\rho(0{,}73U + 0{,}20Th + 0{,}27K) , \qquad (6)$$

где A – генерация тепла, мкВт/м^3; ρ – удельная плотность пород, г/см^3; U, Th, K – содержания в горных породах для урана и тория г/т, а для калия в % весовых.

Расчет величины радиотеплогенерации нами производился по методу послойного определения радиотеплогенерации (ПОРТ) согласно [6].

Суммарный вклад процессов радиотеплогенерации в осадочной толще в наблюдаемый на поверхности тепловой поток местности оценивался, просуммировав по каждому литолого-стратиграфическому слою величину радиотеплогенерации $\sum_i^n A_i \cdot h_i$.

В качестве расчетных объектов для оценки величины потенциальной петротермальной и гидротермальной энергии нами принимались объемы осадочных пород на геотермальных месторождениях, соизмеримые, как правило, по территории с населенным пунктом месторасположения, как для г. Кизляра к примеру площадью 5х5 км и мощностью 5 км.

Для относительной оценки геотермальной энергии в Прикумской зоне нами была выбрана промысловая площадь с опорной скважиной Южно-Буйнакская 1, по которой были достаточно полные литологические и теплофизические данные. Результаты полученных расчетных данных для каждого месторождения, где были поставлены эти исследования, приведены в таблице 1. В

качестве расчетных ячеек выбирались объемы осадочной толщи геотермальных месторождений площадью сечения 1 км^2 и мощностью до 5 км и более. Для описания геологического строения месторождений обращались к источникам [5, 7].

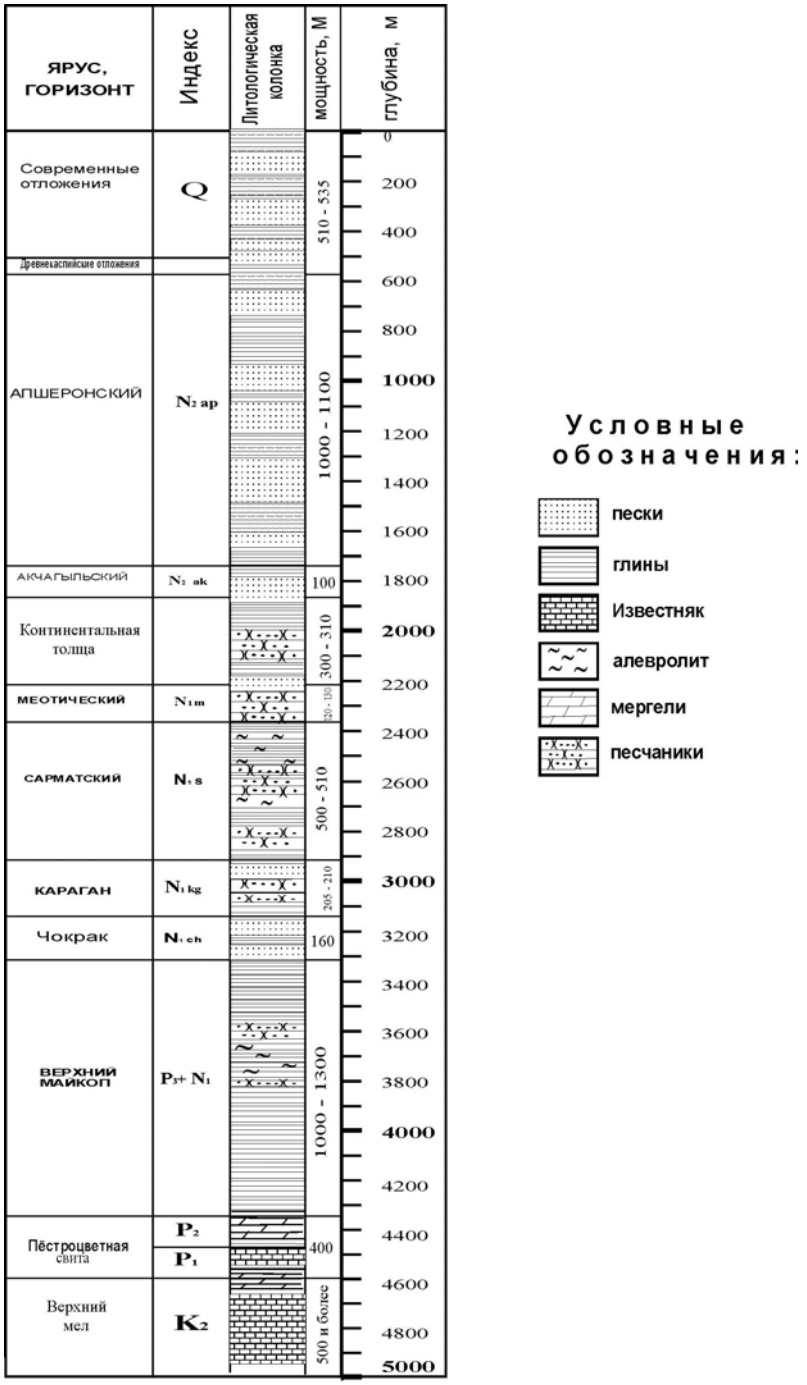


Рис.1. Литолого-стратиграфическая колонка Кизлярского месторождения.

По результатам проведенных исследований на геотермальных месторождениях Дагестана на основе, созданных геолого-физических моделей, потенциальная петротермальная энергия, заключенная в расчетных ячейках осадочной толщи площадью сечения 1 км^2 и мощностью до 5 км, составляет в среднем величину, эквивалентную 40,0 млн. тонн условного топлива (ТУТ), а гидротермальная энергия – около 10 млн. ТУТ. Необходимо отметить, что приводимые цифры оценивают потенциальную тепловую энергию, заключенную

в объеме осадочных пород как в «физическом теле», из которого возможно извлечь только определенную часть, в зависимости от применяемого технологического метода.

Таблица 1. Теплоэнергетический потенциал осадочной толщи геотермальных месторождений Дагестана.

№ п/п	Название месторождения (мощность изученной осадочной толщи, м)	Петротерм. энергия $Qc.n$ $n \cdot 10^{14}$ Дж	Гидротерм. энергия $Qn.в.$ $n \cdot 10^{14}$ Дж	Тепл. поток от радиотепло-генерации q рад, мВт/м^2	Тепл. поток на местности q мВт/м^2
1.	Южно-Буйнакская, скв.1 (4760)	8164,2	3558,8	6,80	73,6
2.	Кизлярское месторождение (5000)	10418,0	2717,0	5,79	63,0
3.	Каякентское месторождение (5000)	10849,9	3146,7	6,13	62,0
4.	Избербашское месторождение (5000)	11,324	2464,0	6,33	–
5.	Тарумовка (5440)	28657,0*	3349,8	6,82	74,0

* - коэффициент теплоемкости для горных пород принят как для водонасыщенных.

На исследованных геотермальных месторождениях установлено, что доля радиогенной составляющей осадочной толщи мощностью до 5 км в наблюдаемом на поверхности тепловом потоке равняется в среднем 10% или 6-7 мВт/м^2.

Таким образом, проведенные нами оценки потенциальных геотермальных ресурсов на конкретных месторождениях Дагестана показывают, что этот вид источников возобновляемой энергии альтернативной традиционным углеводородным источникам, имеет колоссальные практически неисчерпаемые запасы. Задача с их комплексным освоением заключается только в выработке современных геотехнологических, экологически рациональных приемов и технических решений с использованием таких средств, к примеру, как тепловые насосы и других современных технических решений, изучение и описание которых не входит в тему данной работы.

Литература:

1. *Huttrer G.W.* The status of word geothermal power generation, 1995-2000//Proc. Of the Word geothermal congr., 2000. Hyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10. Tohoku, 2000. Vol. 1. P.23-27.
2. *Lund J.W., Freeston D.H.* Word-wide direct uses of geothermal energy, 2000//Jbid. P.1-21.
3. *Маврицкий Б.Ф.* Термальные воды складчатых и платформенных областей СССР. М., Наука, 1971. 242с.
4. *Курбанов М.К.* Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М, Наука, 2001. 260с.
5. *Мирзоев ДА., Шарафутдинов Ф.Г.* Геология месторождений нефти и газа Дагестана Махачкала, Дагкнигоиздат, 1986. 317с.
6. *Боганик Н.С.* Радиогенное тепло земной коры Русской платформы и ее складчатого обрамления. М., Наука, 1975. 160с.
7. Геология нефтегазовых месторождения Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря. Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А., Алиев Р.М. и др. Махачкала, Дагкнигоиздат, 2001. 298с.
8. Проблемы геотермальной энергетики Дагестана. Гаджиев А.Г., Курбанов М.К., Суетнов В.В. и др. М., Недра, 1980. 280с.

НЕКОТОРЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ ФРАКТАЛА В ИЗУЧЕНИИ ПРОСТРАНСТВЕННО ВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЫ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ

Мейланов Р.П.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: lanten50@mail.ru

Введение. Важной задачей геотермальной энергетики является изучение пространственно временной структуры геотермальных полей. Прежде всего, это следует из того, что основные части систем геотермальной энергетики находятся под землей. Под геотермальными полями подразумевается распределение температуры, давления, геотермического градиента, тепловых потоков, градиента давления и фильтрационных потоков Земли. При разработке эффективных технологий освоения тепла недр Земли, для оценки запасов геотермальных ресурсов, определения эффективных площадей строительства геотермальных станций, определения оптимального режима эксплуатация геотермальных скважин необходимо изучение теплового поля земной коры. Тепловой режим верхней части земной коры зависит от многих факторов: источников внутреннего тепла Земли, физико-химических свойств пород, деятельности человека влияющей на тепловое состояние почвы и пород, залегающих вблизи поверхности. Фундаментальной задачей является прогноз теплового режима Земли и связанное с этим задача прогноза геотермальных ресурсов.

В последнее десятилетие, повышенное внимание исследователей привлекает применение идей концепции фрактала в различных областях естествознания. Как правило, геометрическая структура реальных объектов обладают фрактальными свойствами: дробная размерность их пространственной структуры и свойство самоподобия. Наглядно это видно на примере кривой Коха имеющая размерность $D_H = 1.26$.

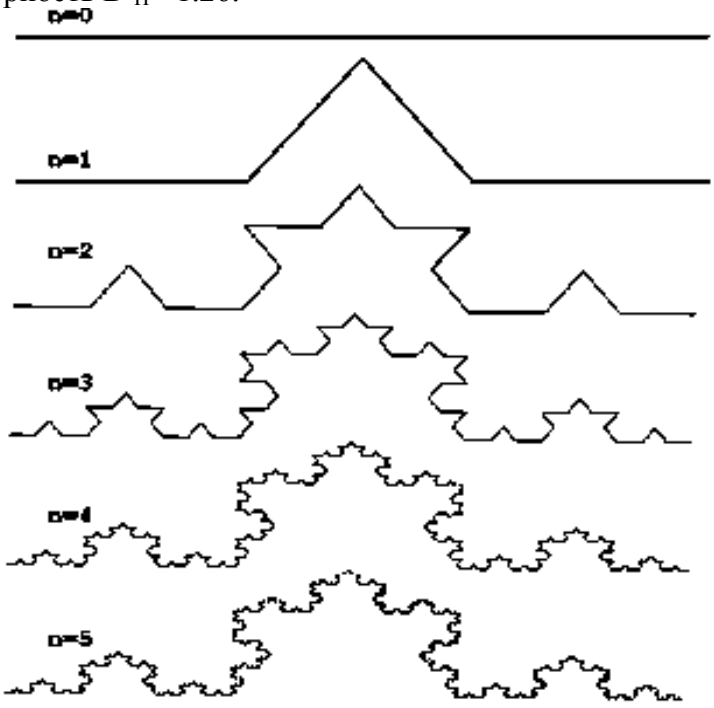


Рис. 1. Кривая Коха.

Приложение к теории информации и ГИС технологиям. Существует два направления развития концепции фрактала. Первое направление связана с геометрическими свойствами фрактала и широко используется в информационных технологиях включая и ГИС-технологии.

В теории информации важно исследование передачи информации по телекоммуникационным сетям. Можно показать, что связь между входным *(f(t))* и выходным сигналом *(u(t))* на маршрутизаторе имеет вид

$$u(\tau)=\int_0^{\tau}\frac{f(\xi)}{(\tau-\xi)^{1-\beta}}d\xi \qquad (1)$$

где $\tau=t/t_0, t_0$ – характерное время процесса. Параметр β- характеризует состояние маршрутизатора. Условно преобразование (1) обозначим следующим образом $f(\tau)\overset{\beta}{\Rightarrow}u(\tau)$. Процессы в вычислительной сети, с образование множества виртуальных соединений можно представить в виде

$$f(\tau)\overset{\beta_0}{\Rightarrow}u(\tau)\overset{\beta_1}{\Rightarrow}...\overset{\beta_n}{\Rightarrow}u_n(\tau)\overset{\beta_{n+1}}{\Rightarrow}... \qquad (2)$$

Если в качестве исходного сигнала $f(\tau)$ использовать функции, представляющие решения обыкновенных дифференциальных уравнений то преобразование (1) при многократном применении (2) нельзя представить в виде аналитической функции. Однако, если в качестве $f(\tau)$ использовать функцию, представляющее решение дифференциального уравнения дробного порядка то результат преобразования (2) можно представить в аналитической форме. Действительно, рассматривая дифференциальное уравнение в производных дробного порядка

$$\frac{d^{\alpha}f(\tau)}{d\tau^{\alpha}}+Af(\tau)=0,\frac{d^{\alpha-1}}{d\tau^{\alpha-1}}f(\tau=0)=A,0<\alpha\le 1$$

решение которого имеет вид

$$f(\tau)=A\tau^{\alpha-1}E_{\alpha,\alpha}(-A\tau^{\alpha})$$

получим следующий результат преобразования (1)

$$\tau^{\alpha-1}E_{\alpha,\alpha}(-A\tau^{\alpha})\overset{\beta}{\Rightarrow}\tau^{\alpha-1+\beta}E_{\alpha,\alpha+\beta}(-A\tau)$$

В общем случае (2) имеем

$$u_n(\tau)=\tau^{\alpha-1+\sum_{I-1}^{N}\beta_I}E_{\alpha,\alpha+\sum_{i-0}^{n}\beta_i}(-A\tau^{\alpha}) \qquad (3)$$

Соотношение (3) аналитически определяет преобразование трафика в вычислительных сетях. При этом, принципиальное отличие от традиционных подходов в предлагаемом подходе заключается в том, что параметр α, β могут быть функциями времени и других параметров рассматриваемой задачи. Фактически это представляет неограниченные возможности при анализе сигнала.

Свойство самоподобия фракталов используется для создания различных архиваторов и геометрических изображений. Широкое применение, в частности получила использование фракталов для картографирования [1]. Используя свойство самоподобия фракталов разработаны процедуры фрактального самокопирования характерных элементов поверхности и создать точную копию реального тела. В работе [1] отмечено, что с помощью фрактального подхода при

моделировании рельефа можно воссоздать реальный образ рельефа местности. В частности, в [2] для уточнения моделей склонов оврагов на рассматриваемой территории (рис.2), был использован метод, основанный на применении свойства подобия между объектом и составляющими его элементами на разных масштабных уровнях. На рис.2 показан склон оврага, построенный по исходным отметкам точек местности, полученным с топографической карты. Однако отображаемый на карте рельеф является генерализированной, в зависимости от масштаба карты, достаточно приближенной моделью реального рельефа. При применении процедуры фрактального самокопирования характерных элементов орографии можно получить более детальную модель рельефа, приближенную к реальной рис.2. В настоящее время существует различные методы формирования трехмерных моделей ландшафта для решения задач в рамках ГИС технологий с использованием различных прикладных пакетов. Результаты на рис.2 получены с использованием программы Vertical Mapper:

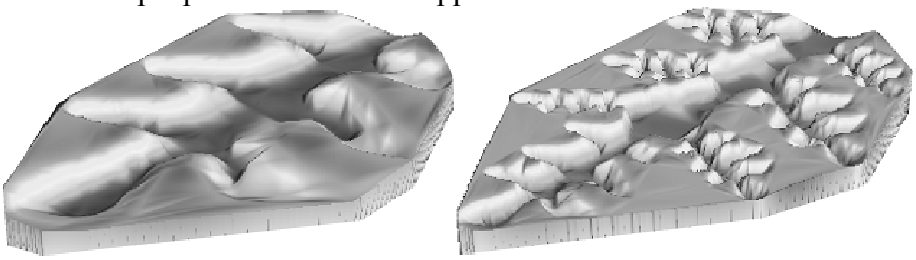


Рис.2. Пример применения процедуры фрактального самокопирования для детализации модели рельефа.

С точки зрения физических свойств сред с фрактальной структурой, то для явлений, протекающих в них важен учет эффектов памяти и пространственных корреляции. Математически это означает что дифференциальные уравнения, применяемые для исследования свойств систем с фрактальной структурой должны быть нелокальными во времени и в пространстве. В настоящее время стало ясно, что математической основой создания адекватных количественных моделей для систем с фрактальной структурой является математический аппарат интегродифференцирования дробного порядка. Геотермальные коллекторы относятся к трещиновато пористым средам с развитой межфазной границей, и они обладают фрактальными свойствами.

2. Приложение к изучении теплопереноса. Если изучению явления диффузии в средах с фрактальной структурой посвящены достаточно много публикаций [3-13], то этого не скажешь относительно процессов теплопереноса. Особенности переноса тепла нами были рассмотрены нами в работе [14].

Основные результаты сводятся к следующему уравнению теплопроводности, которое имеет вид

$$\frac{\partial^{\alpha}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\tau^{\alpha}}-D\frac{\partial^{\beta}}{\partial\tau^{\beta}}T(\xi,\tau)-\frac{T(\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^{\alpha}}=0 \qquad (7)$$

здесь $|\xi|<\infty,\tau>0,0<\alpha\le 1,1<\beta\le 2,\tau=t/t_0,\xi=x/x_0,$

$D=a^2\frac{t_0}{x_0^2},a^2$ – коэффициент температуропроводности, $\mathrm{T}(\xi,0)$-начальная температура.

Входящие в (3,4) производные дробного порядка определены следующим образом:

$$\frac{\partial^{\alpha}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\tau^{\alpha}}=\frac{1}{\Gamma(1-\alpha)}\frac{\partial}{\partial\tau}\int_{0}^{\tau}\frac{\mathrm{T}(\xi,z)}{(\tau-z)^{\alpha}}dz \tag{5}$$

$$\frac{\partial^{\beta}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\xi^{\beta}}=\frac{1}{2\Gamma(2-\beta)\cos\left(\frac{\pi}{2}(2-\beta)\right)}\frac{\partial^{2}}{\partial\xi^{2}}\int_{-\infty}^{\infty}\frac{\mathrm{T}(\xi',\tau)}{|\xi-\xi'|^{\beta-1}}d\xi' \tag{6}$$

Здесь производная Римана-Лиувилля (5) учитывает память (нелокальность во времени), производная Рисса-Вейля (6) учитывает пространственные корреляции (пространственная нелокальность), $0<\alpha\le 1,1<\beta\le 2,\tau=t/t_0,\xi=x/x_0$, безразмерные время и координата, t_0,x_0 – характерные время и масштаб, λ - коэффициент теплопроводности. Решение уравнения имеет вид

$$\mathrm{T}(\xi,\tau)=\int_{-\infty}^{\infty}dk\int_{-\infty}^{\infty}d\xi'\exp(-ik(\xi-\xi'))\mathrm{T}(\xi',0)E_{\alpha,1}\left(-D|k|^{\beta}\tau^{\alpha}\right) \tag{9}$$

где функция Миттаг-Леффлера. $\mathrm{E}_{\alpha,\beta}\left(-z^{\alpha}\right)$ дается выражением [9]

$$\mathrm{E}_{\alpha,\gamma}\left(-z^{\alpha}\right)=\sum_{n=1}^{\infty}(-1)^{n}\frac{z^{\alpha\cdot n}}{\Gamma(\alpha\cdot n+\gamma)}$$

Для $\alpha=1,\beta=2$ (9) соответствует решению традиционного уравнения теплопроводности. Действительно, учитывая, что $\mathrm{E}_{1,1}\left(-Dk^{2}\tau\right)=\exp\left(-Dk^{2}\tau\right)$ получим

$$\mathrm{T}(\xi,\tau)=\frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{\infty}dk\int_{-\infty}^{\infty}d\xi'\exp(-ik(\xi-\xi'))\mathrm{T}(\xi',0)\exp\left(-Dk^{2}\tau\right) \tag{10}$$

что совпадает с традиционным решением [17]. Для выяснения особенностей нового класса решений рассмотрим случай дельта источника, когда $\mathrm{T}(\xi,0)=\mathrm{T}(0)\delta(\xi)$, Тогда из (10) получим

$$\mathrm{T}(\xi,\tau)=\frac{T(0)}{\pi}\int_{0}^{\infty}dk\cos(k\xi)E_{\alpha,1}(-Dk^{\beta}\tau^{\alpha}) \tag{11}$$

Для случая $\alpha=1,\beta=2$ (11) дает известное решение $\mathrm{T}(\xi,\tau)=\frac{1}{\sqrt{4\pi D\tau}}\exp\left(-\frac{\xi^{2}}{4D\tau}\right)$. Если же в (11) положить $\alpha=1$ и $\beta\to 1$ то (11) дает $\mathrm{T}(\xi,\tau)\to\frac{T_0}{\pi}\frac{D\tau}{\xi^{2}+(D\tau)^{2}}$. Как видно зависимость температуры от координаты при изменении порядка производного по координате от значения $\beta=2$ до $\beta=1$ меняется от экспоненциального характера до степенного. Именно степенной характер зависимости физических величин от координаты и характерно для систем с фрактальной структурой.

Задача для полупространства. В связи с развитием технологий освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов с использованием тепловых насосов актуальным становится учет влияния поверхностных колебаний температуры на распределение температуры в верхних слоях Земли. На Рис.1,2. показано экспериментально измеренные значения температуры по глубина на скважинах[17]. Для анализа этих данных необходимо решить задачу без начальных условий.

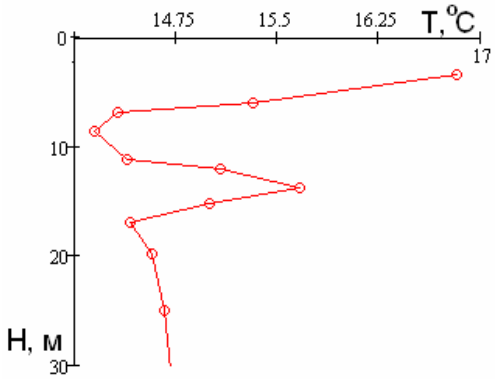


Рис.1 Распределение температуры по глубине на скважине №1«г». г.Избербаш.

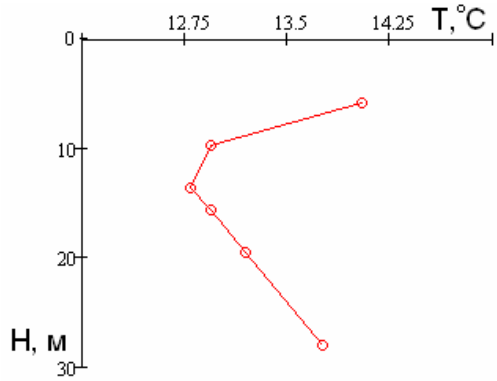


Рис.2. Распределение температуры по глубине. Карантая СКВ 1/47.

Особенность математического аппарата интегродифференцирования дробного порядка в том, что существуют различные способы определения производной дробного порядка. В случае задачи без начальных условий вместо (5) необходимо использовать производную дробного порядка в виде

$$\frac{\partial^{\alpha}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\tau^{\alpha}}=\frac{1}{\Gamma(1-\alpha)}\frac{\partial}{\partial\tau}\int_{-\infty}^{\tau}\frac{\mathrm{T}(\xi,z)}{(\tau-z)^{\alpha}}dz \qquad (12)$$

Обобщенное уравнении теплопроводности для задачи без начальных условий принимает вид

$$\frac{\partial^{\alpha}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\tau^{\alpha}}-D\frac{\partial^{\beta}\mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\xi^{\beta}}-D\frac{T(\xi,0)}{\Gamma(2-\beta)\sin\left(\frac{\pi}{2}(2-\beta)\right)\xi^{\beta}}=0 \qquad (13)$$

здесь $\xi>0,\tau>0,$ коэффициент температуропроводности, $T(\xi,0)$-начальная температура. Рассмотрим как и в [17] случай когда $T(0,\tau)=T_0\cos(\Omega\tau)$. Тогда (Решения уравнения (13) принимает вид

$$T(\xi,\tau)=\frac{4T_0}{\beta\pi}\left[\cos(\Omega\tau)\cdot I_1(\xi,\tau,\alpha,\beta)+\cos(\Omega\tau-\frac{\pi}{2}\alpha)\cdot I_2(\xi,\tau,\alpha,\beta)\right] \qquad (14)$$

Интегралы I_1,I_2 определены следующим образом

$$I_1(\xi,\tau,\alpha,\beta)=\int_0^{\infty}dzSin\left(\xi\cdot\sqrt[\beta]{\frac{\Omega^{\alpha}z^2}{D}}\right)\frac{z^3}{z^4+2\cdot\cos(\frac{\pi}{2}\alpha)\cdot z^2+1} \qquad (15)$$

$$I_2(\xi,\tau,\alpha,\beta)=\int_0^{\infty}dzSin\left(\xi\cdot\sqrt[\beta]{\frac{\Omega^{\alpha}z^2}{D}}\right)\frac{z}{z^4+2\cdot\cos(\frac{\pi}{2}\alpha)\cdot z^2+1} \qquad (16)$$

Для случая $\beta = 2$ интегралы (15,16) вычисляются и выражение (14) принимает вид

$$T(\xi,\tau) = T_0 \exp\left(-\xi\sqrt{\Omega^\alpha / D}\cdot\cos(\pi\alpha/4)\right)\cdot \left[\cos\left(\Omega\tau - \xi\sqrt{\Omega^\alpha / D}\cdot\sin(\pi\alpha/4)\right) + ctg(\pi\alpha/2)\cdot\cos(\Omega\tau)\cdot Sin\left(\xi\sqrt{\Omega^\alpha / D}\cdot\sin(\pi\alpha/4)\right)\right] \quad (17)$$

При $\alpha = 1$ решение (17) переходит в известное решение [17]:

$$T(\xi,\tau) = T_0 \exp\left(-\xi\sqrt{\Omega/2D}\right)\cdot\cos\left(\Omega\tau - \xi\sqrt{\Omega/D}\right) \quad (18)$$

Как видно из (17) учет эффектов памяти приводит к перенормировке характерного масштаба затухания и времени запаздывания температурных волн. Для характерного масштаба затухания температурных волн имеем $l = l_0/\sqrt{2}\cdot\cos(\pi\alpha/4)$ где $l_0 = \sqrt{2a^2/\omega}$ характерный масштаб затухания при отсутствии учета эффектов памяти (случай $\alpha = 1$). Для характерного времени запаздывания температурных волн имеем $\tau = \tau_0\cdot\sin(\pi\alpha/4)$ где $\tau_0 = \sqrt{1/(\omega\cdot a^2)}$ характерной время запаздывания температурных волн без учета эффектов памяти. В случае $\alpha = 1, \beta \to 1$ получим

$$T(\xi,\tau) = T_0\left\{\cos(\Omega\tau)\cdot\exp(-\xi\frac{\Omega}{D}) + \frac{1}{\pi}\sin(\Omega\tau)\left[\exp(-\xi\frac{\Omega}{D})\cdot Ei(\xi\frac{\Omega}{D}) - \exp(\xi\frac{\Omega}{D})\cdot Ei(-\xi\frac{\Omega}{D})\right]\right\} \quad (19)$$

где $Ei(x)$ - интегральная показательная функция. Решение (14) можно представить в виде $T(\xi,\tau) = T_0 K(\xi,\tau)\exp(-\xi\frac{\Omega}{D})\cdot\cos(\xi\frac{\Omega}{D} - \varphi(\xi,\tau))$, где предэкспоненциальный множитель $K(\xi,\tau)$ дается выражением

$$K(\xi,\tau) = \left[1 + \frac{1}{\pi^2}\left(Ei(\xi\frac{\Omega}{D}) - \exp(2\xi\frac{\Omega}{D})Ei(-\xi\frac{\Omega}{D})\right)^2\right]^{1/2},$$

фаза $\varphi(\xi,\tau)$, которая определяет запаздывание, определяется выражением

$$\varphi(\xi,\tau) = arctg\left[\frac{1}{\pi}\left(Ei(\xi\frac{\Omega}{D}) - \exp(2\xi\frac{\Omega}{D})Ei(-\xi\frac{\Omega}{D})\right)\right].$$

В общем случае зависимость амплитуды и фазы колебаний от ξ и τ носит сложный характер. Можно показать, что при $\xi\frac{\Omega}{D} >> 1$ имеет место оценка

$$T(\xi,\tau) \approx T_0\left(\xi\frac{\Omega}{D}\right)^{-1}.$$

На рис 3. приведены расчетные значения распределения температуры по глубине. Температура задается в относительных единицах.

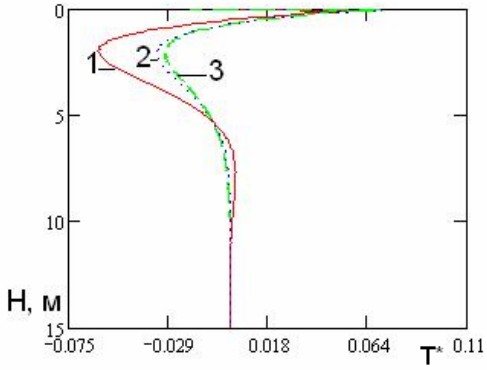


Рис.3. Расчетные значения распределение температуры по глубине скважины (1 - значение α=1; 2 – значение α=0,7; 3 – значение α=0,5).

Отметим, что детальный анализ экспериментальных данных распределения температуры в поверхностных слоях температуры с помощью предлагаемых нелокальных уравнений теплопроводности позволяет определить физические параметры среды такие как температуропроводности, пористость, влагонасыщенность.

Заключение. В настоящее время аналитические методы концепции фрактала интенсивно развивается во всех ведущих научных учреждениях мира Описание процессов переноса тепла на основе дифференциальных уравнений дробного порядка позволяет естественным образом учесть пространственную и временную нелокальности. Дифференциальные уравнения в производных дробного порядка имеют более широкий, зависящий от двух параметров α и β, класс решений. В частном случае (α=1, β=1) полученные решения совпадают с ранее известными решениями. В остальных случаях мы имеем новый класс решений, асимптотическое поведение которых качественно отличается от ранее известных решений. Важно то, что функциональный вид полученных решений определяется значениями показателей производных дробного порядка α и β, и, тем самым, они становятся новыми параметрами теории для интерпретации экспериментальных данных.

Литература:

1. *Берлянт А.М.* Картографическая генерализация и теория фракталов М., 1998. 136 с.
2. *Дубровский А.В.* Предпосылки использования фрактального подхода при исследовании самоорганизующихся объектов геодезии // Сб. науч. тр. Аспирантов и молодых учен. Сиб. гос. геодез. акад. / Под общ. ред. Т.А. Широковой. Новосибирск, 2003. С.109-114.
3. *Олемской А.М., Флат А.Я.* // УФН. 1993. Т.163. № 12. С.1-50.
4. *Зосимов В.В., Лямшев Л.М.* // УФН. 1995. Т.165. №4. С.361-402.
5. *Учайкин В.В*. // УФН. 2003. Т.173. № 8. С.847-876.
6. *Чукбар К.В.* // ЖЭТФ.1995. Т.108. №5. С.1875-1884.
7. *Самко С.Г., Килбас Ф.Ф., Маричев О.И.* Интегралы и производные дробного порядка и некоторые приложения. Минск. Наука и техника. 1987. 688с.
8. *Oldham K.B., Spanier J.* The fractional calculus. New York. 1974. 234 p.
9. *Нахушев А.М.* Дробного исчисления и его применение. М.: Физматлит. 2003. 272с.
10. *Мейланов Р.П.* // Письма ЖТФ. 1996. Т.22. №23. С.40-43.
11. *Мейланов Р.П.* // ИФЖ. 2001. Т.74. №2. С.34-37.
12. *Мейланов Р.П., Янполов М.С.* // Письма в ЖТФ. 2002. Т.28. №1. С.67-73.
13. *Мейланов Р.П., Свешникова Д.А., Шабанов О.М.* // ЖФХ. 2003. Т.77. №2. С.260-264.
14. *Мейланов Р.П., Шабанова М.Р.* Уравнение теплопроводности в производных дробного порядка и приложение к задачам геотермии // Сб.научных трудов X Межд. к.онф.. Москва. 2008. С.145-150.
15. *Тихонов А.Н., Самарский А.А.* Уравнения математической физики. М.: Наука. 1972. 736с.
16. *Фарслоу С.* Уравнения в частных производных. М.: Мир. 1985.
17. *Джалалов С.А., Султанов Ю.И., Азизханов А.Л.* Неоторые экспериментальные данные, характеризующие процесс выравнивания температуры в стволе скважины // Труды Дагестанского научно-исследовательского отдела энергетики. Махачкала. 1971. С. 13-26.

АСИМПТОТИКА ОТТОКА ТЕПЛА В ГОРНУЮ ПОРОДУ ОТ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Алишаев М.Г.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: alishaev@rambler.ru

Введение. Добыча термальной воды, как правило, происходит со значительных глубин, порядка 2-5 км. Горячая вода прогревает горную породу вокруг скважины на всём протяжении ствола скважины, однако распространение тепла в поперечном горизонтальном направлении за длительное время измеряется лишь несколькими десятками метров из-за малых значений температуропроводности породы и малости радиуса скважины.

Внешний радиус обсадной колонны скважины R_c обычно около 0,1 м и менее. При глубине несколько тысяч метров отношение горизонтального размера к вертикальному размеру имеет порядок 10^{-4}. При таком соотношении размеров вертикальным потоком тепла можно пренебречь по сравнению с горизонтальным потоком, т.е. можно считать, что распространение температурных возмущений от скважины происходит только в горизонтальном направлении.

Сведение трехмерной задачи к двумерной – приём, хорошо известный в горной теплофизике. Ещё Ловерье [1] предложил для определения изменений температуры тонкого пласта из-за нагнетания горячей воды считать отток тепла в кровлю и подошву по одномерной схеме, пренебрегая горизонтальной составляющей теплового потока в горной породе. Такой подход получил широкое применение [2-3].

Формулировка задачи. Ось скважины примем за вертикальную координатную ось *Oz* и направим её вверх от забоя. Задачу распространения температуры в однородном горном массиве можно считать плоской для каждого фиксированного значения *z* и описать её уравнением в безразмерных переменных (время заменено числом Фурье τ, радиальная координата отнесена к радиусу обсадной колонны скважины)

$$\frac{\partial T}{\partial \tau}=\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial T}{\partial r}\right),\quad r>1,\quad \tau>0,\quad T(r,0)=T(\infty,\tau)=T_z,\quad T(1,\tau)=T_c(\tau),\quad \tau=\frac{at}{R_c^2} \qquad (1)$$

Здесь T_z - начальное невозмущенное значение температуры горной породы на фиксированной глубине, которое, с изменением глубины, естественно, возрастает в среднем 3ºС на 100 метров. $T_c(\tau)$ – заданная на поверхности обсадной колонны скважины температура. Она меньше температуры термальной воды в пластовых условиях, выше температуры горной породы, и по истечению некоторого времени сохраняется почти постоянной. Что касается температуропроводности горной породы *a*, то её значения зависят от типа горной породы и для наиболее распространённых пород меняется в пределах от 10 до 50 м^2/год при среднем значении 20 м^2/год.

После перехода к изображениям по Лапласу [4]

$$\Theta(r,s)=\int_0^\infty e^{-s\tau}\left(T(r,\tau)-T_z\right)d\tau,\quad \Theta_c(s)=\int_0^\infty e^{-s\tau}\left(T_c(\tau)-T_z\right)d\tau, \qquad (2)$$

ограниченное на бесконечности решение (1) может быть представлено в виде

$$\Theta(r,s)=\frac{K_0\left(\sqrt{s}r\right)}{K_0\left(\sqrt{s}\right)}\cdot\Theta_c(s), \qquad (3)$$

где $K_0(x)$ - модифицированная функция Бесселя нулевого порядка.

Формула (3) дает решение для температуры горной породы в изображениях для произвольного заданного изменения температуры на стенке обсадной колонны скважины. В редких случаях, когда $\Theta_c(s)$ имеет специальный вид, оригинал для (3) удается получить в элементарных функциях или свести к квадратурам.

Пример 1. Рассмотрим более подробно случай, когда разность температур на стенке обсадной колонны и вдали от скважины постоянна во времени и равна ΔT_0. Этой разности соответствует изображение по Лапласу $\Theta_c(s)= \Delta T_0/s$. В этом случае поток тепла в горную породу выразится в изображениях по Лапласу в следующем виде

$$Q(s) = -2\pi\lambda_z \cdot \left.\frac{\partial\Theta}{\partial r}\right|_{r=1} = 2\pi\lambda_z\Theta_c(s)\cdot\sqrt{s}\cdot\frac{K_1\left(\sqrt{s}\right)}{K_0\left(\sqrt{s}\right)} \qquad (4)$$

С практической точки зрения наиболее интересно обращение (4), и даже только асимптотика обращения для больших значений времени, которым соответствуют малые значения параметра s. Используем приближения для малых значений аргумента

$$K_0(x)\approx ln\frac{2}{\gamma x},\quad K_1(x)\approx\frac{1}{x},\quad x=\sqrt{s},\quad \gamma=1{,}781\quad ln\,\gamma=C=0{,}5772 \qquad (5)$$

Изображение по Лапласу для оттока тепла теперь может быть представлено в виде

$$Q(s)\approx\frac{2\pi\lambda_z\Delta T_0}{s\,ln\dfrac{2}{\gamma\sqrt{s}}} \qquad (6)$$

Табличного обращения для этого изображения не существует. Обращение может быть найдено лишь численно. Можно надеяться, что оригинал (6) асимптотически можно приблизить формулой подобного же вида с новой подбираемой константой γ_1

$$q(\tau)\approx\frac{2\pi\lambda_z\Delta T_0}{ln\dfrac{2\sqrt{\tau}}{\gamma_1}}. \qquad (7)$$

Формула для потока тепла в виде (7) очень часто используется в учебной и научно-технической литературе [5] для больших времён со значением $\gamma_1=1$. Интересно знать, насколько хорошо работает такое приближение и как подобрать наилучшее значение константы γ_1. Оригиналы для (4) и (6) можно табулировать, они являются функциями безразмерной переменной τ. Расчёты удобнее всего свести к квадратурам, используя обращение непосредственно по формуле Меллина [4], предварительно изменив путь интегрирования в комплексной плоскости s.

Для аналитической функции, при некоторых ограничениях в бесконечно удаленной точке, путь интегрирования можно деформировать, оставаясь в пределах области её аналитичности. Контур интегрирования в виде прямой линии $s=\sigma+i\omega$, $-\infty<\omega<\infty$, $\sigma=\text{const}>0$ можно заменить двумя берегами разреза вдоль отрицательной полуоси плоскости s, переходящими в окружность произвольного радиуса с центром в начале координат. Начало координат является точкой ветвления логарифмической функции, а так же функции $K_0(x)$, контур интегрирования можно деформировать, не затрагивая отрицательной полуоси.

Радиус окружности выбираем так, чтобы вычисления стали проще. Естественно его взять равным значению $1/\tau$, тогда на окружности

$$s = \frac{1}{\tau} e^{i\varphi}, \quad -\pi < \varphi < \pi, \quad \sqrt{s} = \frac{1}{\sqrt{\tau}} e^{i\varphi/2} \tag{8}$$

Что касается интегрирования по берегам разреза отрицательной полуоси, то оно должно выполняться лишь по части оси, расположенной вне окружности радиуса $1/\tau$. Здесь будем заменять s на $-\xi^2/\tau$, и тогда пределы изменения ξ будут от 1 до ∞.

Для обращения (4) в случае $\Theta_c(s) = \Delta T_0/s$ преобразовываем формулу Меллина

$$q(\tau) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\sigma-i\infty}^{\sigma+i\infty} e^{s\tau} Q(s)\,ds = 2\pi\lambda_z \Delta T_0 f(\tau), \; f(\tau) = \frac{1}{2\pi i} \left\{ \int_{-\infty}^{-1/\tau} + \oint + \int_{-1/\tau}^{-\infty} e^{s\tau} \sqrt{s} \cdot \frac{K_1\left(\sqrt{s}\right)}{K_0\left(\sqrt{s}\right)} \frac{ds}{s} \right\} \tag{9}$$

Подынтегральное выражение относится ко всем трем записанным интегралам, замена переменной s и квадратного корня от s в этих трех интегралах делаются по разным формулам. Для интеграла по окружности очевидна замена $s = \tau^{-1} \cdot e^{i\varphi}$. По берегам разреза естественно принять $s = -\xi^2/\tau$ со знаками плюс и минус соответственно для верхнего и нижнего берега разреза при вычислении $\sqrt{s}$. После ряда выкладок, объединяя интегралы по нижнему и верхнему берегам разреза, получаем

$$f(\tau) = \frac{1}{\pi\sqrt{\tau}} \left\{ \int_1^{\infty} e^{-\xi^2} \, Re\left(\frac{K_1\left(\frac{i\xi}{\sqrt{\tau}}\right)}{K_0\left(\frac{i\xi}{\sqrt{\tau}}\right)} \right) d\xi + \int_0^{\pi} Re\left(e^{\cos(\varphi)+i(\sin(\varphi)+\varphi/2)} \frac{K_1\left(\frac{i\varphi/2}{\sqrt{\tau}}\right)}{K_0\left(\frac{i\varphi/2}{\sqrt{\tau}}\right)} \right) d\varphi \right\}, \tag{10}$$

Множитель $f(\tau)$ удобно табулировать средствами Mathcad как функцию $L = ln\left(2\sqrt{\tau}/\gamma\right)$. На рис. 1 показан график $f(\tau)$ от L и дано его сравнение с асимптотическим приближением $1/(L+0.4)$, подобранным для больших времён. Как видно из рисунка, сходимость точного решения и асимптотики оказалась идеальной.

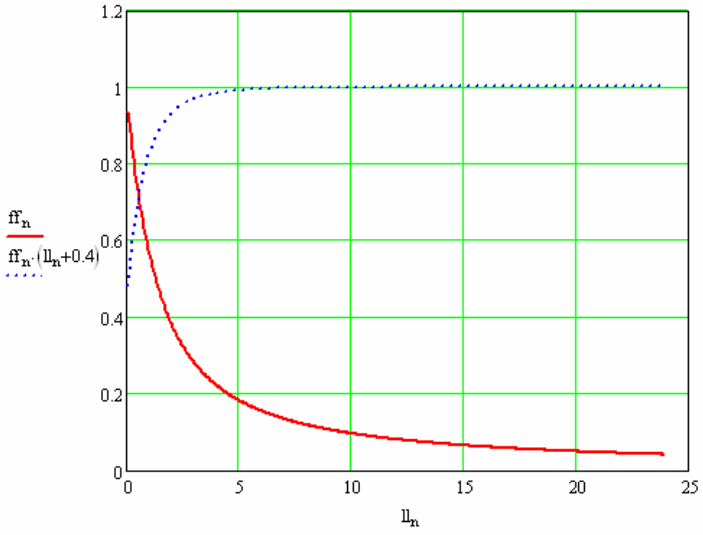


Рис.1. Безразмерный отток тепла $f(\tau)$ и его сравнение с асимптотикой $1/(L+0{,}4)$.

Обычно применяемая асимптотика (7) с $\gamma_1=1$ не оказалось наилучшим из возможных приближений. Согласно рис. 1, в асимптотике следует брать $\gamma_1=\gamma\cdot e^{-}$

$^{0.4}$=γ·0.67 =1.194. Это значит, что вместо традиционного $ln\left(2\sqrt{\tau}\right)$ для больших времён следует брать $ln\left(1.675\sqrt{\tau}\right)$. Применение обычной асимптотики с γ_1=1 чуть занижает отток тепла от скважины в горную породу, примерно на 0.6% для L>5. Это соответствует очень большим временам, обычно год и более.

Применение асимптотик практически оправдано для задач упругого режима фильтрации, когда мы имеем дело с пьезопроводностью, значения которой на 5-6 порядков превосходят значения температуропроводности. Выход на асимптотику в этих задачах происходит менее чем за сутки. Оно не всегда оправдано для задач геотермии, здесь для времён эксплуатации до года значения параметра L остаются в пределах менее 4, что приводит к погрешности порядка до 5%. Временам 10 лет и более соответствуют значения параметра L около 5 и более, асимптотика применима.

Запись формулы (10) можно и упростить в нашей задаче, при постоянной во времени температурной репрессии на горную породу. Разрез вдоль отрицательной оси можно брать вплоть до начала координат, интеграл же по бесконечно малому кругу в пределе окажется равным нулю. Формулу обращения можно записать в принципе и в виде

$$q(\tau)=2\pi\lambda_e\Delta T_0\cdot g(\tau),\quad g(\tau)=\frac{1}{\pi\sqrt{\tau}}\left\{\int_0^{\infty}e^{-\xi^2}\,Re\left(\frac{K_1\left(\frac{i\xi}{\sqrt{\tau}}\right)}{K_0\left(\frac{i\xi}{\sqrt{\tau}}\right)}\right)d\xi\right\},\ \tau=\frac{at}{R_c^2} \qquad (11)$$

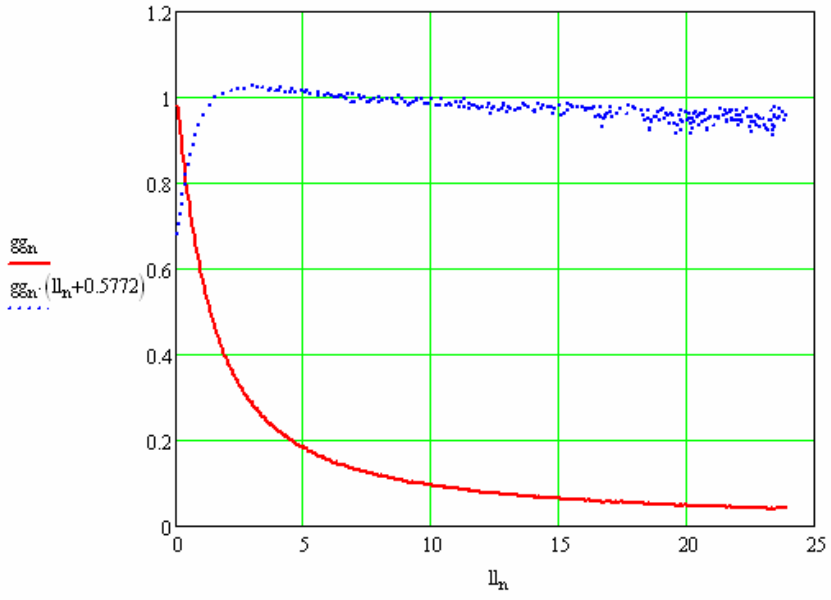


Рис. 2. График функции g(τ), найденный программой Mathcad адаптивным методом по формуле (11), и его сравнение с асимптотикой.

Однако в такой записи программа Mathcad плохо справляется с вычислением интеграла, из-за слабой сходимости в нулевой точке ξ≈0. На рис. 2 представлены график функции g(τ) и асимптотика с применением адаптивного метода интегрирования Mathcad. Наиболее вероятная причина разброса точек и расхождений – весьма слабая сходимость вблизи нуля при приближенных вычислениях по умолчанию. Чтобы внести некоторую ясность в выяснение точности реализуемых программой Mathcad расчётов, приведем ещё запись решения той же задачи через функции Бесселя $J_0(x)$ и $Y_0(x)$.

Как известно в подземной гидродинамике [5], решение аналогичной задачи для пластового давления получено Ван Эвердингеном и Херстом. Если воспользоваться их решением, отток тепла в горную породу можно представить в виде

$$q(t)=2\pi\lambda_z\Delta T_0\cdot h(\tau),\quad h(\tau)=\frac{4}{\pi^2}\left\{\int_0^\infty\frac{e^{-\xi^2}}{J_0^2\left(\frac{\xi}{\sqrt{\tau}}\right)+Y_0^2\left(\frac{\xi}{\sqrt{\tau}}\right)}\cdot\frac{d\xi}{\xi}\right\},\ \tau=\frac{at}{R_c^2} \tag{12}$$

И в такой записи программа Mathcad плохо справляется с вычислением интеграла, из-за слабой сходимости в окрестности нулевой точки. Если выделить особенность вблизи нуля, то вклад в $h(\tau)$ от малой окрестности этой точки может быть оценен аналитически

$$h_\varepsilon(\tau)=\frac{4}{\pi^2}\int_0^\varepsilon\frac{e^{-\xi^2}}{J_0^2\left(\frac{\xi}{\sqrt{\tau}}\right)+Y_0^2\left(\frac{\xi}{\sqrt{\tau}}\right)}\cdot\frac{d\xi}{\xi}\approx\frac{4}{\pi^2}\int_0^\varepsilon\frac{1}{1+\frac{4}{\pi^2}ln^2\left(\frac{\gamma\xi}{2\sqrt{\tau}}\right)}\cdot\frac{d\xi}{\xi}= \tag{13}$$

$$=1+\frac{2}{\pi}arctg\left(\frac{2}{\pi}ln\frac{\gamma\varepsilon}{2\sqrt{\tau}}\right)$$

Большой разброс расчетных точек на рис. 2 связан с тем, что даже при очень малых значениях ε вклад окрестности нуля не мал. После того, как была выделена окрестность нуля, и её вклад был заменен его аналитическим выражением, картина для $h(\tau)$ сошлась с рис. 1 в точности. Решение в форме (12) также имеет асимптотику $h(\tau)=1/(L+0.4)$.

Решение (11) также можно записать с выделенным вкладом окрестности нулевой точки, тогда тоже сходимость с точным решением (10) весьма хорошая, и асимптотика решения (11) есть $g(\tau)=1/(L+0.4)$. Относительная разница между установившейся традицией принятия в качестве асимптотики $1/(L+0.5772)$ и новой асимптотикой невелика, менее 0.6% при $L>5$. До выхода на асимптоту желательно пользоваться точным решением (10), оно на Mathcad непосредственно вычисляемо, и графиком на рис. 1, при $L>5$ можно согласиться с установившейся традицией использования асимптотики.

Пример 2. И в более сложных случаях, чем рассмотренный случай с постоянной температурной репрессией, с помощью выбора пути в плоскости переменной s удается получить для обращения по Лапласу быстро сходящиеся квадратуры и быть уверенным в результате. В качестве второго примера выявления асимптотики рассмотрим ситуацию, более близкую к практике работы геотермальных скважин, когда температурная репрессия на горную породу возрастает от нуля до некоторого постоянного значения. Пусть на поверхности обсадной колонны температура меняется согласно закону

$$T_c(\tau)-T_z=\Delta T_0\cdot\left(1-e^{-\tau/\tau_0}\right),\quad \tau_0=\frac{at_0}{R_c^2},\quad \tau=\frac{at}{R_c^2} \tag{14}$$

Изображение по Лапласу температурной репрессии составит

$$\Theta_c(s)=\int_0^\infty e^{-s\tau}\cdot\Delta T_0\cdot\left(1-e^{-\tau/\tau_0}\right)d\tau=\frac{\Delta T_0}{s(1+\tau_0 s)} \tag{15}$$

Сложность обращения теперь связана с появлением особой точки (простого полюса) на отрицательной действительной оси при $s=-1/\tau_0$. Трудности, связанные с выделением вблизи нового полюса асимптотики, вычислением

вычета и вклада окрестности полюса, можно обойти. Выбираем контур интегрирования в виде двух параллельных прямых ниже и выше отрицательной полуоси с переходом их в полуокружность радиуса $1/\tau$.

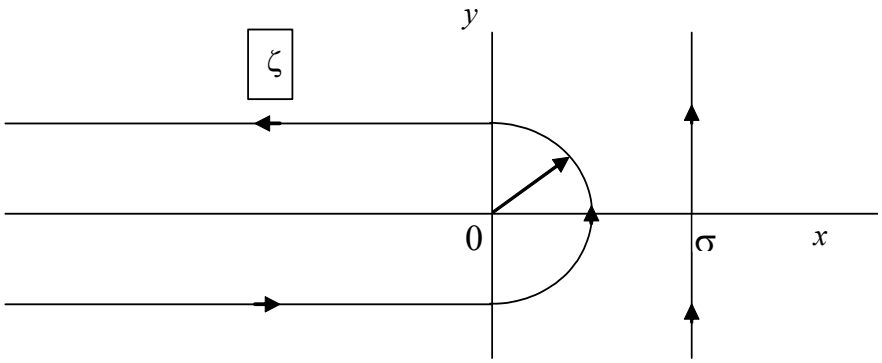


Рис.3. Контур интегрирования для численного обращения изображения Лапласа по формуле Меллина в случае наличия полюсов на отрицательной действительной оси.

На рис. 3 показан путь интегрирования с двумя параллельными прямыми и плавным их переходом в полуокружность. Будет удобнее сделать ещё одно преобразование комплексной плоскости s для упрощения записи интеграла Меллина, а именно заменить $s\cdot\tau=\zeta$. Тогда формула обращения запишется в виде

$$q(\tau)=2\pi\lambda_{\varepsilon}\Delta T_0\cdot f(\tau),\quad f(\tau)=\frac{1}{2\pi i\sqrt{\tau}}\int\limits_{\sigma-i\infty}^{\sigma+j\infty}\frac{e^{\zeta}K_1\left(\frac{\sqrt{\zeta}}{\sqrt{\tau}}\right)d\zeta}{\sqrt{\zeta}\left(1+\frac{\tau_0}{\tau}\zeta\right)K_0\left(\frac{\sqrt{\zeta}}{\sqrt{\tau}}\right)},\ \tau=\frac{at}{R_c^2} \qquad (16)$$

Прямолинейный путь интегрирования вдоль $\sigma+iy$ заменяем двумя параллельными лучами с переходом в полуокружность единичного радиуса. Новый контур содержит три участка: на первом участке $\zeta=-x-i$, где x убывает от ∞ до 0; на втором участке – полуокружности единичного радиуса – переменная $\zeta=e^{i\varphi}$, где φ растет от $-\pi/2$ до $+\pi/2$; на третьем участке $\zeta=-x+i$, где x возрастает от 0 до ∞.

Аналог формулы (10) для интегрирования по новому контуру (рис. 3), после некоторых преобразований, представится в виде

$$q(\tau)=2\pi\lambda_{\varepsilon}\Delta T_0\cdot f(\tau,\tau_0),\quad f(\tau,\tau_0)=f_1(\tau,\tau_0)+f_2(\tau,\tau_0) \qquad (17)$$

$$f_1(\tau,\tau_0)=-\frac{1}{\pi\sqrt{\tau}}\int\limits_0^{\infty}e^{-x}\,Im\left\{\frac{e^{i}K_1\left(\frac{\sqrt{-\xi^2+i}}{\sqrt{\tau}}\right)}{\sqrt{-x+i}\left[1+\frac{\tau_0}{\tau}(-x+i)\right]K_0\left(\frac{-\xi^2+i}{\sqrt{\tau}}\right)}\right\}dx \qquad (18)$$

$$f_2(\tau,\tau_0)=\frac{1}{\pi\sqrt{\tau}}\int\limits_0^{\pi/2}Re\left\{\frac{e^{\cos\varphi+i(\sin\varphi+\varphi/2)}K_1\left(\frac{e^{i\varphi/2}}{\sqrt{\tau}}\right)}{\left(1+\frac{\tau_0}{\tau}e^{i\varphi}\right)K_0\left(\frac{e^{i\varphi/2}}{\sqrt{\tau}}\right)}\right\}d\varphi, \qquad (19)$$

Расчеты по ней дали при $\tau_0=0$ практически тот же результат, что и по формуле (10). На рис. 4 приведены расчёты формулам (17-19) и выявлена асимптотика при $\tau_0=10$.

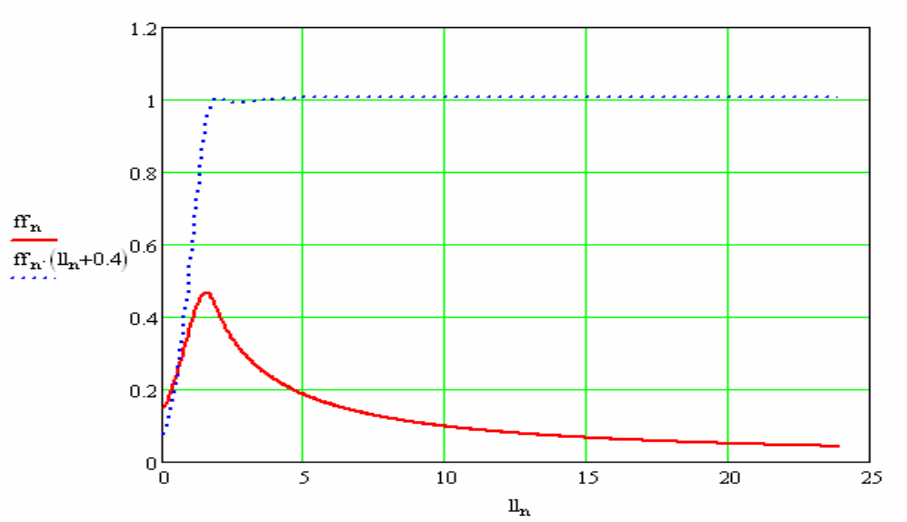


Рис. 4. Безразмерный отток тепла $f(\tau,10)$ из формул (17-19) - сплошная линия, отношение к асимптотическому поведению $1/(L+0,4)$ - пунктирная линия.

Как показывает рис. 4, поток тепла вначале возрастает, достигая максимального значения при некотором значении τ, примерно равном $2\tau_0$, а затем быстро выходит на асимптотику. Практически значения τ_0 – это безразмерное время подхода пластовой воды к данному горизонту. При дебите термальной скважины 400 м^3/сут скорость воды в колонне составляет, примерно 1 м/сек, на преодоление 2000 м тратится 2000 сек. Это будет соответствовать безразмерному времени $\tau_0=10^{-6}\cdot 2000/0,1^2=0,2$. При малых дебитах скважины τ_0 будет иметь значения порядка до нескольких единиц.

Расчеты по другим примерам показали также, что программу Mathcad можно с успехом применять для численного обращения изображения по Лапласу, если сообразно задаче подбирать контур интегрирования.

Автомодельное решение. Задача перераспределения пластового давления при заданном фиксированном дебите скважины при некоторых ограничительных условиях является автомодельной и может быть переформулирована в терминах теплового потока и распределения температуры. Если радиус скважины считать бесконечно малым, а тепловой поток q от скважины в горную породу считать фиксированным и равным q_0, то для теплового потока на расстоянии r от оси скважины получим [5]

$$q(r,t)=q_0\,exp\left(-\frac{r^2}{4at}\right).$$

Здесь a – температуропроводность горной породы, имеет порядок 10^{-6} м^2/сек. Для удаления порядка радиуса скважины 0,1 м по истечению первой сутки эксплуатации 86400 сек аргумент под экспонентой составляет -0,0289. Это означает, что отток тепла от стенки скважины по истечению суток будет отличаться от q_0 менее чем на 3% и можно принять гипотезу постоянства оттока тепла от скважины и прогнозировать температурное поле в горной породе. Для распределения температуры при фиксированном потоке тепла получим

$$T(r,t)=T_z+\frac{q_0}{4\pi\lambda_z}\int_{\frac{r^2}{4at}}^{\infty}\frac{e^{-u}}{u}du=T_z+\frac{q_0}{4\pi\lambda_z}\left[-Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right)\right]\approx T_z+\frac{q_0}{4\pi\lambda_z}\left(ln\frac{4at}{r^2}-0,5772\right).$$

Эта формула показывает, что все изотермы движутся по закону $r=Const\cdot 2\sqrt{at}$, а постоянная зависит от температуры изотермы. Константу

находят по значению температуры на изотерме. За условный фронт $R(t)$ возмущения температуры можно принять то значение, для которого выражение в круглых скобках обращается в нуль. Тогда получим для больших времён закон движения фронта температур в виде $R^2 \approx 2{,}25at$.

Метод интегральных соотношений. Остановимся вкратце и на применении метода интегральных соотношений для выяснения асимптотики решения задачи (1). Профиль температуры в случае постоянной температурной репрессии представим [5] в виде логарифмической функции с подвижным фронтом распространения возмущения $R(\tau)$

$$T(r,\tau) = \Delta T_0 \frac{ln\frac{r}{R} - \frac{r}{R} + 1}{ln\frac{1}{R} - \frac{1}{R} + 1}, \quad 1 \le r \le R(\tau); \quad T(r,\tau) = 0, \quad r \ge R(\tau) \tag{20}$$

На фронте возмущения и температура, и её первая производная по радиальной координате обращаются в нуль. Для определения закона распространения фронта возмущения $R(\tau)$ пользуемся лишь одним интегральным соотношением, полученным из (1) интегрированием дифференциального уравнения по области возмущения, после его умножения на rdr. Полученную для $R(\tau)$ задачу удобно представить в обращённом виде

$$\frac{d\tau}{dR} = \frac{R\,ln\,R + 1 - R}{3(R-1)} \cdot \frac{d}{dR}\left(\frac{R^3 - 1.5R\,ln\,R - 1}{R\,ln\,R - R + 1}\right), \quad \tau(1) = 0 \tag{21}$$

С задачей (21) программа Mathcad справляется легко, можно интегрировать вплоть до больших значений $R(\tau)$. Правая часть в (21) имеет при $R \to \infty$ асимптотику $\sim 0.61\ R$. Потому можно ожидать представления фронта распространения возмущения в виде $R(\tau) \approx 1.81\sqrt{\tau}$. График функции τ/R^2, полученный как решение (21), показывает асимптотическое её поведение для больших значений τ. Однако, для малых времён решение (21) намного отличается от асимптотики.

Поток тепла, определяемый из (20) как

$$q(\tau) = \frac{2\pi\lambda\Delta T_0\left(1 - \frac{1}{R}\right)}{ln\,R - 1 + \frac{1}{R}} \approx \frac{2\pi\lambda\Delta T_0}{ln\,R - 1} = \frac{2\pi\lambda\Delta T_0}{ln\left(\frac{R}{e}\right)} \approx \frac{2\pi\lambda\Delta T_0}{ln\left(\frac{2\sqrt{\tau}}{3}\right)} \tag{22}$$

не выходит при $R>>1$ на общепринятую асимптотику, а завышает значение оттока.

Попытки видоизменить метод интегральных соотношений введением новых параметров и новых интегралов к желаемым результатам не привели [6]. Наиболее удачным оказался не профиль (20), а обрезанная его часть, когда и в числителе и в знаменатели берутся только логарифмы, как для установившегося режима. Тогда производная по радиальной координате не обращается в нуль на фронте возмущения. Интегральное соотношение баланса тепла не выводится из дифференциального уравнения, а записывается без учета оттока тепла на фронте, и аналог (21) имеет более простой вид

$$T(r,\tau) = \Delta T_0\left(1 - \frac{ln\,r}{ln\,R}\right), \quad q(\tau) = \frac{2\pi\lambda\Delta T_0}{ln\,R}, \quad \frac{d\tau}{dR} = \frac{ln\,R}{2} \cdot \frac{d}{dR}\frac{R^2 - 1}{ln\,R^2}, \quad \tau(1) = 0 \tag{23}$$

Решение задачи (23) теперь показывает, что фронт возмущения движется по закону $R \approx 2.08\sqrt{\tau}$, что весьма близко к обычно применяемому правилу $R = 2\sqrt{\tau}$. Отток тепла в горную породу имеет асимптотику, весьма близкую к точному решению.

Профиль температуры жидкости в скважине. Перейдём теперь температурным профилям воды в скважине от забоя до устья [7,8] при длительной её работе, применяя уточнённую выше асимптотику оттока тепла. Принимаем профиль квазиустановившимся, температурные изменения вдоль ствола обусловлены только оттоком тепла в горную породу. Уравнение теплового баланса при использовании асимптотики оттока тепла и пренебрежении тепловым сопротивлением металлической колонны и пристеночного температурного слоя воды будет иметь вид

$$c_в q_в \frac{dT_c}{dz} + \frac{2\pi\lambda_г}{ln\left(1{,}675\sqrt{\tau}\right)}\left(T_c - T_г\right) = 0, \quad T_г = T_{пл} - \left(T_{пл} - T_0\right)\frac{z}{H}, \quad 0 \le z \le H, \quad T_c(0) = T_{пл} \qquad (24)$$

Здесь обозначения общепринятые: $c_в$ – объёмная теплоёмкость воды (4,19 МДж/м^3·К); $q_в$ – дебит скважины (м^3/сут); $T_c(z)$ – температура воды в скважине; $T_г(z)$ – температура горной породы вдали от скважины; $T_{пл}$– пластовая температура; T_0 – температура нейтрального слоя; H – глубина скважины; τ - число Фурье, определяемое как at/R_c^2.

Оказалось очень удобным введение безразмерного параметра $\boldsymbol{\alpha}$, характеризующего теплообмен горной породы со скважинной жидкостью по приближённой формуле

$$\boldsymbol{\alpha} = \frac{2\pi\lambda_г H}{c_в q_в\, ln\left(1{,}675\sqrt{\tau}\right)}, \quad \tau = \frac{at}{R_c^2} \qquad (25)$$

Значения логарифма в знаменателе слабо растут со временем. При a=20 м^2/год для времён 1 год, 5 лет и 25 лет эти значения составляют 4.32; 5.12 и 5.93. Соответственно и параметр $\boldsymbol{\alpha}$ будет уменьшаться, но порядок величин сохраняется. Например, для Н=3000м, $\lambda_г$=2.5 Вт/м·К, $q_в$=300 м^3/сутки формула (24) дает $\boldsymbol{\alpha}$=0.75; 0.63 и 0.55 соответственно на время 1 год; 5 лет и 25 лет.

Профиль температуры по стволу скважины удобно представить в форме

$$\frac{T_c(z) - T_г(z)}{T_{пл} - T_0} = \frac{1 - e^{-\boldsymbol{\alpha} z / H}}{\boldsymbol{\alpha}}, \quad \text{при } z = H \quad \frac{T_y - T_0}{T_{пл} - T_0} = \frac{1 - e^{-\boldsymbol{\alpha}}}{\boldsymbol{\alpha}} \qquad (26)$$

Превышение температуры на устье скважины над температурой нейтрального слоя определяется всецело параметром $\boldsymbol{\alpha}$ и геотермальным градиентом**.** Для значений $\boldsymbol{\alpha}$=0.1; 0.5; 1; 2 и 5 превышение температуры на устье (T_y-T_0) составляет соответственно 0.95; 0.79; 0.63; 0.43 и 0.2 от общего температурного перепада ($T_{пл}$-T_0). Профиль температуры состоит из линейной части и экспоненты. Для практических расчетов, по истечению нескольких месяцев, достаточно пользоваться формулами (26).

В переходной период, когда ещё нет выхода на асимптотику, приходится считаться с необходимостью решения задачи в полной постановке, сначала решать задачу методом преобразования Лапласа в изображениях, а затем пользоваться методами численного обращения. В нашей задаче такой подход удобнее, нежели применение разностных методов для трехмерной задачи.

Точная постановка отличается от асимптотической постановки (24) наличием еще производной по времени от температуры в стволе скважины. Отток тепла в горную породу меняется в начальный период значительно, он

сначала возрастает от нуля до некоторого значения, затем убывает и выходит на асимптоту. Нарастание температуры в элементе ствола скважины происходит за счет притока новых более горячих порций воды и оттока тепла в горную породу. В размерном виде дифференциальное уравнение для неустановившейся температуры в стволе скважины выглядит следующим образом:

$$\pi R_c^2 c_к \frac{\partial T_c}{\partial t} + c_в q_в \frac{\partial T_c}{\partial z} = -q_T, \quad q_T = -2\pi R_c \lambda_г \left.\frac{\partial T}{\partial r}\right|_{r=R_c}, \quad 0 \le z \le H, \quad t > 0 \qquad (27)$$

При выводе уравнения принято допущение о мгновенном выравнивании температур обсадной колонны и термальной воды. Такое допущение обусловлено на порядок большей теплопроводностью металла (около 50 Вт/м·К) по сравнению с горной породой (0,9 Вт/м·К для сухого и 2,35 Вт/м·К для водонасыщенного песчаников [2]). Для прогрева 7 мм толщины обсадной колонны требуется меньше минуты, тогда как в задаче идёт речь о временах порядка суток и более.

В формуле (27): $c_к$ – удельная объемная теплоёмкость на 1 м длины колонны скважины, она включает в себя теплоёмкость воды и металла; R_c – внешний радиус обсадной колонны; $(R_c\text{-}\delta)$ – внутренний радиус скважины; $c_в$ – объёмная теплоёмкость воды; $q_в$ – дебит скважины; q_T – отток тепла в горную породу; $\lambda_г$ – теплопроводность горной породы. Начальные и граничные условия задачи следует принять в виде

$$T_c(z,0) = T_г(z) = T_{пл} - \Gamma z, \quad T_c(0,t) = T_{пл} \qquad (28)$$

причём температура горной породы будет участвовать неявно и при определении оттока тепла q_T от колонны скважины в горную породу.

Задачу (27) решаем с применением преобразованием Лапласа, предварительно приводя её к безразмерному виду. Естественно в качестве безразмерного времени выбрать число Фурье τ, подсчитанное по температуропроводности горной породы и внешнему радиусу обсадной колонны, чтобы было согласие с уже решённой выше задачей (1) оттока тепла от колонны скважины в горную породу в изображениях (4). Линейные размеры по координатам выбираем разные, равные соответственно R_c по радиусу и H (глубина залегания продуктивного пласта по вертикали). Старые обозначения переменных сохраняем для упрощения письма. Описание задачи в физических переменных имеет вид

$$\frac{\pi a c_к H}{c_в q_в} \cdot \frac{\partial(T_c - T_г)}{\partial \tau} + \frac{\partial(T_c - T_г)}{\partial z} - (T_{пл} - T_0) = \frac{2\pi\lambda_г H}{c_в q_в} \cdot \left.\frac{\partial(T - T_г)}{\partial r}\right|_{r=1}, \qquad (29)$$

причём для начального момента времени τ=0 разности $(T_c\text{-}T_г)$ и $(T\text{-}T_г)$ равны нулю, и на границе z=0 разность $(T_c\text{-}T_г)$ сохраняет нулевое значение. Эту задачу надо решать совместно с (1), в которой вертикальная координата участвует неявно. Температура на устье при z=1 и профили температур $T_c(z)$ мы получим из совместного решения задач (1) и (29).

Решение задачи определяется двумя безразмерными параметрами

$$\alpha_к = \frac{\pi a c_к H}{c_в q_в}, \quad \alpha_г = \frac{2\pi\lambda_г H}{c_в q_в}. \qquad (30)$$

Характерные значения этих параметров зависят в основном от дебита скважины и глубины залегания пласта. Например, для H=3000 м и $q_в$=1000 м^3/сутки при a=20 м^2/год и $\lambda_г$=2.5 Вт/м·К, получим примерные значения $\alpha_к \approx 0.5$ и $\alpha_г \approx 1$.

Введём изображения по Лапласу согласно (2)

$$\Theta(r,z,s)=\int_0^\infty e^{-s\tau}\left(T(r,z,\tau)-T_г(z)\right)d\tau,\quad \Theta_c(s)=\int_0^\infty e^{-s\tau}\left(T_c(z,\tau)-T_г(z)\right)d\tau, \qquad (31)$$

и получим в изображениях задачу

$$\Theta(r,z,s)=\frac{K_0\left(\sqrt{s}r\right)}{K_0\left(\sqrt{s}\right)}\cdot\Theta_c(z,s),\quad \alpha_к s\cdot\Theta_c(z,s)+\frac{d\Theta_c}{dz}-\frac{T_{пл}-T_0}{s}=\alpha_г\left.\frac{\partial\Theta}{\partial r}\right|_{r=1} \qquad (32)$$

Её решение имеет вид

$$\Theta_c(z,s)=(T_{пл}-T_0)\frac{1-e^{-\omega(s)z}}{s\omega(s)},\quad \omega(s)=\alpha_к s+\alpha_г\sqrt{s}\,\frac{K_1\left(\sqrt{s}\right)}{K_0\left(\sqrt{s}\right)} \qquad (33)$$

Однако чтобы получить профили температур в пределах $0\le z\le 1$, нужно найти оригинал по изображению (33). Общий поток тепла в горную породу определится снижением температуры от забоя z=0 до устья z=1. Поэтому имеет смысл ограничиться отысканием обращения $\Theta_c(1,s)$ для наиболее интересных вариантов $\alpha_к$ и $\alpha_г$.

Наиболее удобным контуром интегрирования оказался контур, изображённый на рис. 3. При этом предварительно произведение $s\tau$ заменяем новой переменной интегрирования и для функции $\omega(s)$ вводим обозначения по верхнему лучу вдоль оси абсцисс и верхней четверти окружности соответственно

$$\omega_x(x,\tau)=\alpha_к\frac{-x+i}{\tau}+\alpha_г\sqrt{\frac{-x+i}{\tau}}\,\frac{K_1\left(\sqrt{\dfrac{-x+i}{\tau}}\right)}{K_0\left(\sqrt{\dfrac{-x+i}{\tau}}\right)},$$

$$\omega_\varphi(\varphi,\tau)=\alpha_к\frac{e^{i\varphi}}{\tau}+\alpha_г\sqrt{\frac{e^{i\varphi}}{\tau}}\,\frac{K_1\left(\sqrt{\dfrac{e^{i\varphi}}{\tau}}\right)}{K_0\left(\sqrt{\dfrac{e^{i\varphi}}{\tau}}\right)}$$

Обращение $\Theta_c(1,s)$ даст температуру воды на устье скважины

$$\frac{T_y-T_0}{T_{пл}-T_0}=\frac{1}{\pi}\left(\int_0^{\pi/2}Re\left\{\frac{e^{e^{i\varphi}}\left(1-e^{-\omega_\varphi(\varphi,\tau)}\right)}{\omega_\varphi(\varphi,\tau)}\right\}d\varphi-\int_0^{\infty}Im\left\{\frac{e^{-x+i}\left(1-e^{-\omega_x(x,\tau)}\right)}{(-x+i)\omega_x(x,\tau)}\right\}dx\right) \qquad (35)$$

В таком виде программа Mathcad хорошо справляется со всеми вычислениями. Но при при малых значениях τ для улучшения сходимости бесконечный предел приходится заменять конечным значением, например, на 25. На рис.5 даны графики относительной температуры на устье для четырёх различных вариантов параметров: ($\alpha_к$, $\alpha_г$) =(0.2, 0.4); (0.5,1); (1,2); и (0.2,5) соответственно. Видно, что по истечению достаточно долгого времени температура на устье сходится к значению пластовой температуры, но сходимость является весьма слабой для горных пород с высоким значением температуропроводности или малым дебитом.

Автором проводились многочисленные расчёты для подобного рода задач геотермии. Они показали, что программа Mathcad дает новые возможности для применения точных методов, в частности преобразования Лапласа. Прорывным является то обстоятельство, что программа Mathcad легко работает в комплексной плоскости, пользователь избавлен от необходимости разделять действительные и мнимые части комплексной функции. Контурное интегрирование может быть

успешно применено для численного обращения преобразования Лапласа. Для больших времён такой подход намного эффективнее, чем применение конечно разностных методов. Если задачу удается решить в изображениях, то лучше всего численное обращение свести к квадратурам в комплексной плоскости подходящими модификациями формулы Меллина. Можно утверждать, что ранее предложенные [9-10] методы численного обращения теперь, с развитием компьютерного обеспечения, теряют свою актуальность.

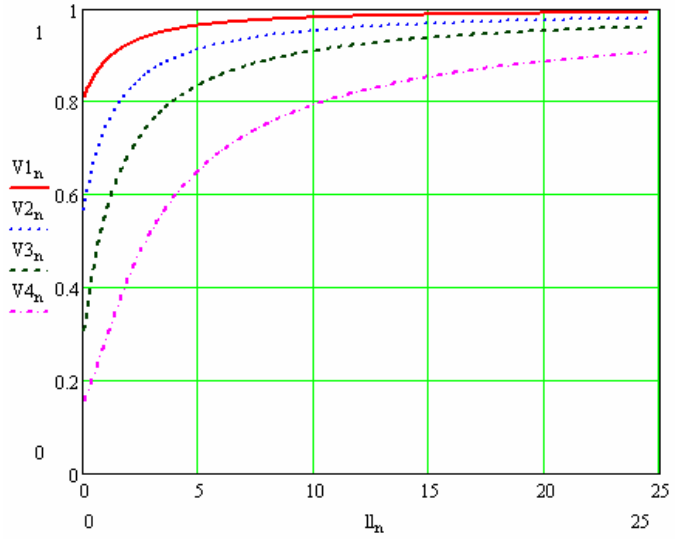


Рис.5. Рост температуры на устье скважины. По оси абсцисс $ln\left(2\sqrt{\tau}/\gamma\right)$, по оси ординат отношение $(T_y\text{-}T_0)/(T_{пл}\text{-}T_0)$. Варианты: $(\alpha_к, \alpha_c)$ =(0.2, 0.4); (0.5,1); (1,2) и (0.2,5).

Литература:

1. *Lauwerier H.A.* The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid. “Appl. Scientific Res.”, Sec. A., vol. 5, No 2-3, 1955, p. 145-150.
2. *Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И.* Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. - М.: Недра, 1969.
3. *Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В.* Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1985.
4. *Дёч Г.* Руководство к практическому применению преобразования Лапласа. –М.: Наука, 1965.
5. Подземная гидравлика: Учебник для вузов // К.С.Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М.: Недра, 1986.
6. *Алхасов А.Б., Алишаев М.Г.* Скважинный теплообменник для съёма тепла с горной породы// Труды Межд. конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы», т.1. Махачкала, 2005. С. 263-275.
7. *Просёлков Ю.М.* Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1986. -252 с.
8. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. -238 с.
9. *Крылов В.И., Скобля Н.С.* Справочная книга по численному обращению преобразования Лапласа. Минск: Наука и техника, 1968.
10. *Крылов В.И., Скобля Н.С.* Методы приближённого преобразования Фурье и обращения преобразования Лапласа. М.: Наука, 1974.

О ВЛИЯНИИ ЕСТЕСТВЕННОЙ КОНВЕКЦИИ НА ТЕПЛООБМЕН В СИСТЕМЕ ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА - ВОДОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ

Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Абасов Г.М.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: geoterm@iwt.ru

Грунтовые теплообменники в вертикальных скважинах широко применяются в США и других странах Евросоюза в качестве низкотемпературного источника тепла для систем отопления и горячего водоснабжения малой мощности с использованием тепловых насосов. Скважинные теплообменники нашли применение и в России для целей теплоснабжения зданий и промышленных сооружений. При бурении скважин на определенной глубине часто встречаются водонасыщенные горные породы. В работе [1,2] рассмотрены принципиальные вопросы, связанные с извлечением тепловой энергии сухих горных пород такими скважинными теплообменниками.

Возникает вопрос, если скважина пересекает водоносный горизонт, имеет ли место естественная конвекция в насыщенных породах? Если да можно ли пренебречь ее влиянием на теплообмен в такой системе? Для ответа на эти вопросы необходимо численными методами решить сложную систему нелинейных нестационарных уравнений в частных производных. Результаты исследования такой системы уравнений, описывающей теплообмен в рассматриваемой системе, являются предметом обсуждения настоящей работы.

В работе проведено численное исследование задачи о нестационарном конвективном теплообмене в системе вертикальная скважина – водоносный горизонт. Изучены количественные и качественные закономерности теплообмена.

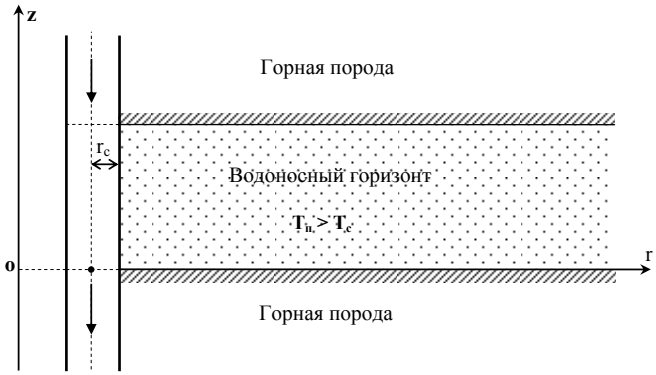


Рис.1. Модель задачи.

Задача решена в следующей **постановке**: В вертикальную скважину радиуса r_c закачивается холодная вода с температурой T_c. При этом скважина пересекает высокопроницаемый водоносный пласт толщины H (рис.1). Требуется изучить количественные и качественные закономерности теплообмена в такой системе. Предполагается, что температура T_c на скважине и температура невозмущенных пород T_n постоянны. Теплообменом проницаемого слоя с кровлей и подошвой пренебрегаем.

Сделанные предположения связаны с тем, что мы рассматриваем не очень большую толщину слоя H, когда перепад температуры, связанный с геотермическим градиентом, невелик. Кроме того, для оценки максимального вклада конвекции пренебрегаем теплообменом с малопроницаемыми кровлей и

подошвой. Составленные нами вычислительные программы позволяют отказаться от этих предположений и рассмотреть общий случай, что и предполагается сделать в следующем сообщении и дать сравнительный анализ.

Математическая формулировка задачи. Будем отсчитывать температуру от температуры скважины T_c, а давление от гидростатического распределения, тогда система уравнений естественной конвекции в насыщенной пористой среде в приближении Дарси-Буссинеска имеет вид

$$\mathbf{v} = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \rho_0 g\beta T\mathbf{e_z}), \quad div\mathbf{v} = 0 \qquad C_m\frac{\partial T}{\partial t} + \rho_0 C_p \mathbf{v}\nabla T = \lambda\Delta T \tag{1}$$

Здесь $\mathbf{e_z}$ - единичный вектор направленный против силы тяжести, $\mathbf{v}$ - поле скоростей, p - давление в жидкости, ρ_0 - плотность жидкости, k - эффективный коэффициент проницаемости, μ -динамическая вязкость, β - коэффициент теплового расширения воды, C_m - удельная объемная теплоемкость насыщенной пористой среды, C_p - массовая теплоемкость воды, λ - эффективный коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды.

Введем функцию тока $\psi(r,z)$ с помощью равенств

$$v_z(r,z) = \frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r} \qquad v_r(r,z) = -\frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial z} \tag{2}$$

Далее запишем систему (1) и граничные условия с помощью функции тока (2) в безразмерном виде

$$\frac{\partial}{\partial r}(\frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r}) + \frac{1}{r}\frac{\partial^2\psi}{\partial z^2} = \frac{\partial T}{\partial r} \qquad \frac{\partial T}{\partial t} + v_r\frac{\partial T}{\partial r} + v_z\frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{Ra}(\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(r\frac{\partial T}{\partial r}) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}) \tag{3}$$

$$v_z(r,z) = \frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r} \qquad v_r(r,z) = -\frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial z}$$

Здесь $Ra = \dfrac{k\rho_0{}^2 g\beta(T_n - T_c)r_c C_p}{\lambda\mu}$ - число Рэлея.

Граничные условия

$$T_{|r=1} = 0, \quad T_{|r=\infty} = 1, \qquad \frac{\partial T}{\partial z}_{|z=0,H} = 0 \tag{4}$$

$$\psi_{|r=1,\infty} = 0, \qquad \psi_{|z=0,H} = 0$$

Безразмерная система (3-4) выписана для следующих масштабов величин: r_c -длины, $v_0 = \dfrac{k\rho_0 g\beta(T_n - T_c)}{\mu}$ – скорости, $t_0 = \dfrac{C_m r_c}{\rho_0 C_p v_0}$ – времени, $p_0 = \rho_0 g\beta(T_n - T_c)r_c$ – давления.

Задача (3-4) решена разностным методом, изложенным в [3] для плоской задачи (методом продольно поперечной прогонки в сочетании с методом итерации на каждом временном шаге).

Обозначим плотность теплового потока в скважину $q(z,t)$. Тогда как обычно число Нуссельта определим так

$$Nu(z,t) = \frac{q(z,t)r_c}{\lambda(T_n - T_c)} \tag{5}$$

Усредняя (2.6) по z получим

$$\langle Nu\rangle(t) = \frac{1}{H}\int_0^H Nu(z,t)dz \tag{6}$$

Ниже именно выражение (6) назовем числом Нуссельта и будем его обозначать просто Nu.

Результаты исследования. На рис.2 показаны зависимости Nu от $\ln t$ для различных чисел Рэлея и толщин проницаемого слоя. При этом в качестве масштаба времени взята величина $C_m r_0^2 / \lambda$. Самая нижняя кривая соответствует случаю отсутствия конвекции ($Ra = 0$).

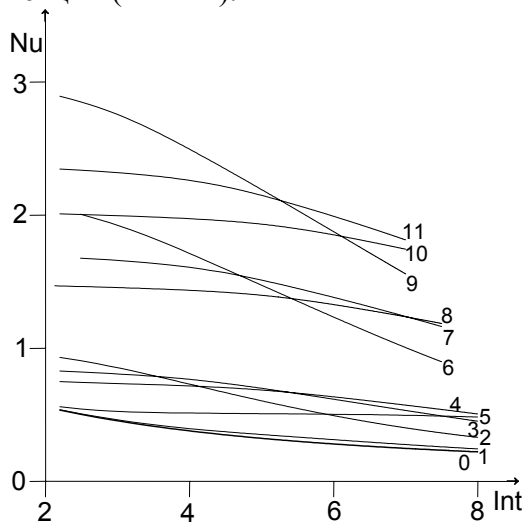


Рис.2. Зависимости среднего по скважине числа Нуссельта от логарифма безразмерного времени: 0- теплопроводный режим (конвекция отсутствует): 1- *Ra=1*, (2-5)- *Ra=10*, *H = 10r$_c$, 20r$_c$, 30r$_c$, 50r$_c$*; (6-8)- *Ra=50*, *H=10r$_c$, 20r$_c$, 30r$_c$*; (9-11)- *Ra=100*, *H=10r$_c$, 20r$_c$, 30r$_c$*.

При $Ra = 1$ кривая $Nu(t)$ (кривая 1, рис.2) слабо отличается от кривой для случая отсутствия конвекции. Следовательно, для значений $Ra \sim 1$ и меньше влиянием конвекции можно пренебречь. Следующие четыре кривых соответствуют значению $Ra = 10$. При этом кривые 2, 3, 4, 5 соответствуют толщинам слоя $H = 10r_c; 20r_c; 30r_c; 50r_c$ соответственно. Из этих кривых видно, что в начальный отрезок времени тепловой поток выше для меньших толщин проницаемого слоя. После определенного периода времени, зависящего от числа Рэлея, уже большим толщинам слоя соответствуют большие тепловые потоки. Однако с ростом H зависимость числа Нуссельта от H становится слабой. Из рисунка следует, так же, что тепловой поток со временем очень медленно (в пределе по логарифмическому закону) убывает, что связано с замедлением конвекции по мере удаления холодного фронта от скважины. Влияние конвекции, когда $Ra \sim 10$ и более - значительно. Следующие две тройки графиков соответствуют $Ra = 50$ и $Ra = 100$, для тех же толщин проницаемого слоя. Отмеченные закономерности имеют место и для этих случаев.

На рис.3 приведено характерное поле направлений движения жидкости рассчитанное для значений параметров $Ra = 10$, $H = 30r_c$, $t = 500$. Здесь левая граница есть скважина, а правая – условная граница заменяющая бесконечность. Правая граница на рис.1 подбиралась достаточно удаленной от скважины, чтобы для рассматриваемого отрезка времени она не влияла на результат. Абсолютная величина скорости $|\mathbf{v}|$ у правой границы на 2 порядка меньше чем вблизи левой границы. В этой связи, для лучшего разрешения рис.3 длина стрелок взята пропорциональной не $|\mathbf{v}|$, а $r|\mathbf{v}|$ (r-расстояние до скважины). Из рисунка видно, что в данной постановке задачи образуется одна конвективная ячейка. С ростом времени ядро конвективной ячейки смещается вправо.

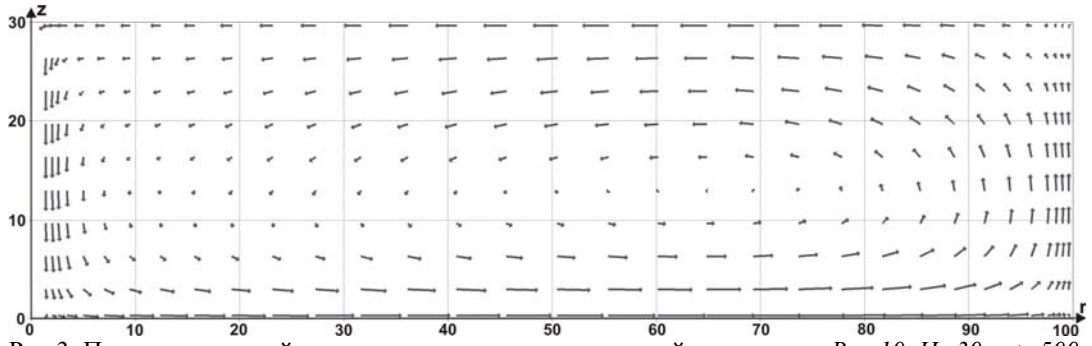


Рис.3. Поле направлений движения жидкости для значений параметров *Ra=10, H=30r$_c$, t=500*. Величина стрелок пропорциональна величине скорости |v| и расстоянию до скважины r, т.е. r|v|.

Рассмотрим верхнюю оценку числа Рэлея для данной задачи, используя следующие значения параметров:

$r_c = 0{,}1 м$, $\beta \sim 10^{-3} \frac{1}{^oC}$, $T_n - T_c \sim 100\ ^oC$, $\nu = \frac{\mu}{\rho_0} \sim 10^{-4} \frac{м^2}{c}$, $a = \frac{\lambda}{C_m} \sim 10^{-6} \frac{м^2}{c}$, $k \sim 10^{-12} м^2$

В результате для числа Рэлея получим оценку $Ra \sim 1$.

Таким образом, результаты исследования показали, что если Ra порядка единицы или меньше влиянием конвекции можно пренебречь. Если же Ra много больше единицы, то вклад конвекции становится существенным, а при $Ra \sim 10$ и более - определяющим.

Для пористого коллектора, когда $Ra < 1$, при расчетах теплообмена влиянием конвекции можно пренебречь. Однако, если пласт имеет развитую, связную систему трещин, эффективная проницаемость может увеличиться на порядки и влияние конвекции может быть значительным. Приведенные результаты позволят внести поправку на конвекцию. Кроме того, в силу многочисленных технических приложений конвекции, полученные результаты могут быть полезными и в других случаях.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант №07-08-00047-а).

Литература:

1. *Калинин М.И., Баранов А.В.* Метод расчета глубинных теплообменников для односкважинной технологии геотермального теплоснабжения // Охрана и разведка недр. 2003. № 6.С.53-60.
2. *Алхасов А.Б., Алишаев М.Г.* Извлечение тепла грунта скважинным теплообменником в сезонном режиме работы // Известия РАН. Энергетика. 2007.№ 2.С.137-145.
3. *Клейн И.С., Полежаев В.И.* Конвективный теплообмен в проницаемых пористых средах. Препринт № 111. М.:ИПМ АН СССР.1978. 66 с.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДБОРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Вердиев М.Г.

Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

В работе приводятся результаты теоретического анализа проблемы определения параметров оптимального подбора теплоносителя. Показано, что задача по разработке единого критерия качества теплоносителя, для всего интервала изменения режимных параметров, является некорректной в известной постановке. Авторами получены четыре параметра оптимального подбора теплоносителя, исходя из критериального уравнения процессов тепломассообмена приведенного в работе [1].

Теплообменная аппаратура основной массы энергоустановок работает в нестационарных режимах, когда плотности тепловых потоков на их поверхностях варьируют в интервале от нуля до закритических значений. В стационарных режимах эксплуатируется незначительное их количество. Даже в последнем случае, в моменты пуска установок, плотность теплового потока скачкообразно достигает максимального значения. Как известно, тепловые процессы являются инерционными и кривая кипения (кривая Нукияма, см. рисунок 1) – зависимость коэффициента теплопереноса от температурного напора имеет гистерезисный характер. Поэтому теплообменная установка при переменных температурных напорах может перейти в кризисный - аварийный режим работы даже при величинах плотностей теплового потока ниже критических их значений. Это обусловлено тем, что в таком режиме тепловой нагрузки механизмы теплопереноса лавинообразно вытесняют друг друга ввиду их инерционности, и система может перейти в режим кризиса кипения, минуя режим развитого пузырькового кипения.

В этой связи, наряду с другими факторами, существенное значение приобретает проблема разработки основ физической и математической моделей оптимального подбора теплоносителя, а точнее решение проблемы по корректному определению критерия качества теплоносителя.

Из анализа кривых кипения (кривых Нукияма, см. рисунок 1) $q = f(\Delta T)$, видим, что эта функция разбивается на ряд участков на которых теплоперенос осуществляется различными механизмами: теплоперенос путем естественной конвекции - участок кривой ***ab***, пузырькового кипения - участок кривой ***bc***, ***cd*** – развитого пузырькового кипения, ***de*** – кризисная область, ***ef*** - пленочное кипение. На участке кривой ***efk*** имеет место линейный рост теплового потока.

Это обусловлено тем, что в различных интервалах температурных напоров (***ab, bc, cd, de, ef***) действуют различные механизмы теплопереноса или одновременно действуют несколько механизмов. Причем динамика развития и вытеснения механизмов теплопереноса такова, что с изменением температурных напоров вклад одних механизмов растет, а других падает. Изменения интенсивностей механизмов теплопереноса в основном обусловлены соответствующими изменениями масштабов поверхности, на которой действует соответствующий процесс. Этим и обусловлен тот факт, что научно-техническая литература по описанию процессов тепломассопереноса в широком интервале изменения режимных параметров изобилует многочисленными физическими и математическими моделями процессов и соответствующими им

полуэмпирическими расчетными соотношениями и критериальными уравнениями [2-5].

Первые попытки по разработке моделей описания процессов тепломассопереноса в широком интервале изменения температурных напоров были предприняты Д.А. Лабунцовым [3], Б.Б. Микичем и В.М. Розенау [4], Р. Джадом и К. Хуаном [5]. Однако области применения этих моделей также ограничены и, естественно, попытки многих исследователей по их аппроксимации на большие области изменения режимных параметров не привели к положительным результатам. В связи с этим следует отметить физическую и математическую модели, приведенные в работе [1], которые количественно и качественно удовлетворительно описывают процессы тепломассопереноса практически во всем интервале изменения режимных параметров.

Критериальное уравнение теплопереноса, полученное в [1] для всех интервалов изменения режимных параметров, например, в критериях В.И. Толубинского имеет вид:

$$3K_{кр} = \left[l_c\left(1+Sr'\right)+3l_{\overline{\delta}}Ja_{\overline{\delta}}\right]/b+3l'_{\overline{\delta}}Ja'_{\overline{\delta}}b+3Ja''_{\overline{\delta}}\left(Fo_k Nu_2 - Fo_b Nu_3 + Fo'_b Nu_4\right)/b^2 + 3Ja''_{\overline{\delta}}\left[Fo_{\overline{\delta}}Nu_1 - Fo'_k Nu_2 + Fo_b\left(Nu_3 - Nu_4\right)\right] \quad (1)$$

или

$$K_{кр} = f\left(l_i,\ Sr',\ Ja_i,\ Fo_i,\ Nu_i,\ b\right)$$

где $K_{кр} = \dfrac{q}{\rho' r' \overline{R}_b f}$ - число кипения, $l_c, l_{\overline{\delta}}, l'_{\overline{\delta}}$ - соответственно безразмерные масштабы действия механизмов теплопереноса: на сухом участке поверхности, механизма перегрева жидкости у периферии основания пузыря, механизма формирования пристенного перегретого слоя жидкости; Sr' - относительный перегрев пара в пузыре на сухом участке; $Ja_{\overline{\delta}}, Ja'_{\overline{\delta}}, Ja''_{\overline{\delta}}$ - соответственно числа Якоба для жидкости; у периферии основания пузыря, для пристенного перегретого слоя, вдали от пузыря; $Fo_{\overline{\delta}}, Fo_к, Fo_b, Fo'_b$ - безразмерные параметры. Безразмерные параметры соответственно: - время действия, конвективного механизма теплопереноса за время ожидания пузыря на участке поверхности после его отрыва, конвективного механизма - за часть времени формирования пристенного перегретого слоя на этом же участке, механизма перегрева жидкости у периферии основания пузыря, конвективного механизма на участке поверхности свободном от пузырьков за время роста пузыря; Nu_{1-4} - числа Нуссельта для соответствующих конвективных механизмов теплопереноса.

Многочисленные результаты сопоставительного анализа расчетных кривых $q = f(\Delta T, p)$ по уравнению (1) с результатами экспериментальных данных для исследованных 8 теплоносителей (вода, аммиак, фреоны, пентан, диэтиловый эфир, толуол) подтвердили правомочность этой модели в широком интервале изменения режимных параметров и теплофизических свойств теплоносителей.

Положение и форма кривой Нукияма зависит от многих факторов, которые могут быть объединены в следующие группы:

1. Состояние и теплофизические характеристики поверхности теплоподвода.
2. Теплофизические параметры теплоносителя.
3. Режимные параметры процесса.

В связи с этим, следует считать некорректной постановка задачи по разработке единого критерия качества теплоносителя для всех механизмов

теплопереноса. Различные теплоносители могут быть эффективны только лишь в определенных интервалах изменения режимных параметров.

Для получения критерия качества теплоносителя авторами за основу было принято уравнение (1). Из уравнения (1) следует, что в различных интервалах режимных параметров ($T_H, \Delta T, p$) интенсивность действия механизма теплопереноса определяется не только теплофизическими свойствами теплоносителя, но и масштабами их действия на поверхности теплоподвода. На рисунке 2 изображены зависимости масштабов $\xi_i = f(\Delta T)$ действия механизмов теплопереноса от температурного напора, полученные из уравнения (1).

В научно-технической литературе на данный момент отсутствует другое расчетное уравнение, удовлетворительно согласующееся с экспериментальными данными во всем интервале изменения режимных параметров ($\Delta T, p$) для достаточного количества теплоносителей включая кризисные явления. Кризисные режимы работы теплообменных устройств, как следствия вытекают из уравнения (1) при достижении их параметров соответствующих значений, которые определяются масштабами поверхности, на которых действуют механизмы теплопереноса.

В области конвективного теплопереноса в уравнении (1) все безразмерные поверхности действия механизмов теплопереноса, кроме ξ_8, обращаются в нуль (см. рис.2), и для критерия качества теплоносителя получаем соотношение:

$$M = \frac{c\mu\beta}{\lambda}\Delta T \qquad (2)$$

Как видно из этого соотношения, процесс конвективного теплопереноса определяется теплоемкостью (c), плотностью (ρ), коэффициентом теплового расширения (β), вязкостью (μ) и теплопроводностью (λ). Как следует из экспериментальных данных в действительности механизм конвективного теплопереноса определяется именно этими параметрами теплоносителя.

В литературе известно соотношение для критерия качества теплоносителя.

$$M = \sqrt{\lambda^2/\nu\,\sigma T_H}\left[1+10\left(\rho'/\rho\right)^{2/3}\right] \qquad (3)$$

Из соотношения (3) следует, что интенсивность процесса для случая конвективного механизма теплопереноса определяется теплопроводностью, вязкостью, плотностью жидкости и пара, коэффициентом поверхностного натяжения, температурой насыщения. Как очевидно последние три параметра практически никакой роли не играют в конвективном механизме теплопереноса, так как они относятся к режимным параметрам, значения которых определяют границы смены механизмов теплопереноса. Величины σ и $T_н$ определяют начало границы перехода конвективного механизма теплопереноса к процессу кипения теплоносителя. Вместе с этим в критерий (3) не входят такие важные теплофизические характеристики теплоносителя, которые вносят существенный вклад в механизм конвективного теплопереноса, как теплоемкость и коэффициент объемного расширения теплоносителя. Что касается плотности пара, то этот параметр никакой роли в конвективном механизме теплопереноса не играет.

В случае кипения теплоносителя основной вклад в процесс теплопереноса вносят механизмы, обусловленные пузырьковым кипением, а конвективный и другие механизмы подавлены и не являются определяющими, как это следует из [1]. Для этого режима теплопереноса из уравнения (1) для критерия качества

теплоносителя получаем соотношение:

$$M_2 = \frac{r\rho'}{c_p T_н \rho} \qquad (4)$$

Из анализа критерия (4) следует, что в этом режиме теплопереноса наиболее эффективны теплоносители с максимальным значением теплоты фазового перехода *r*, что на самом деле наблюдаем на практике.

Подобный критерий ($r / c\Delta T$) для подбора теплоносителя был предложен академиком С.С. Кутателадзе [6] для режима кипения. Однако следует отметить, что, последний критерий содержит температурный напор, который никак не связан с параметрами теплоносителя, а такие существенные параметры, как $T_н$, ρ и ρ' не входят в него. Последние параметры обуславливают изменения интенсивности этого процесса с изменением давления.

В области пленочного кипения, когда механизмы конвективного и пузырькового теплопереноса подавлены для критерия качества теплоносителя из уравнения (1) получаем соотношение:

$$M_3 = \frac{c'\rho'\nu'}{\lambda'} \frac{(\rho - \rho'_0)}{\rho'_0} \qquad (5)$$

В действительности в этом режиме теплоперенос осуществляется через паровую прослойку, образующуюся между поверхностью теплоподвода и теплоносителем. Поэтому критерий качества в этом режиме в основном определяется физическими параметрами паровой фазы теплоносителя.

При высоких значениях температурных напоров, когда теплоперенос осуществляется механизмом излучения, для критерия качества теплоносителя из (1) получаем:

$$M_4 = \frac{c'\mu'\beta'\Delta T\varepsilon}{\lambda'} \qquad (6)$$

Величины, входящие в (6) имеют тот же смысл, что и в соотношении (2), но они относятся к паровой фазе теплоносителя, ε - приведенная степень черноты поверхности теплоподвода. Это обусловлено тем, что теплоноситель в этих условиях находится в паровой фазе, и интенсивность процесса теплопереноса определяется теплофизическими параметрами этой фазы.

Из изложенного следует, что в устройствах теплопередачи, работающих в широком интервале изменения температурных напоров или режимных параметров, наибольшей эффективностью будут обладать четырехкомпонентные смеси теплоносителей. При этом в качестве компонентов смеси необходимо выбрать теплоносители с максимумами соответствующих критериев, в соответствующих интервалах рабочих температур. Последнее позволит сократить интервал изменения коэффициента теплопереноса при изменении нагрузочных характеристик в широкой области значений, что в свою очередь в некоторой степени будет способствовать термостабилизации объекта тепловыделений и исключению возникновения аварийных ситуаций.

Литература:

1. *Вердиев М.Г.* «Теплофизические основы и методы расчета систем обеспечения тепловых режимов преобразователей энергии». Докторская диссертация, Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, 1997 - 530с.
2. *Дваер О.* Теплообмен при кипении жидких металлов. Пер. с англ. Под редакцией чл. - корр. АН СССР В.И. Субботина. Изд. «Мир», М.: -1980, 520с
3. *Лабунцов Д.А.* Приближенная теория теплообмена при развитом пузырьковом

кипении // Известия РАН. - Энергетика и транспорт, 1963, №1 с.1677-1680.
4. *Mikic B.B., Rohsenow W.M.* A New Correlation of Poof-Boiling Data Including the Effect of Heating-Surface Characteristics, Trans/ ASME, Ser. C, J. Heat Transfer, № 91, 245-1969.
5. *Джад Р.Л., Хуан К.* Модель теплоотдачи при кипении в большом объеме, учитывающая испарение микрослоя // Теплоотдача, № 4, с.96-102 - 1976.
6. *Академик Самсон Семенович Кутателадзе.* Сборник «Воспоминания. Из неопубликованных работ». С.-Петербург, 176с - 1996.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСЕВЫХ РАБОЧИХ ВЕЩЕСТВ

Базаев А.Р.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: emilbazaev@mail.ru

По результатам экспериментальных исследований термодинамических свойств смесей вода–алифатический спирт (метанол, этанол, 1-пропанол) и алифатический спирт–н-алкан (пентан, гексан, гептан) в широком диапазоне параметров состояния обоснована возможность использования их в качестве теплоносителей–рабочих веществ в тепловых схемах двухконтурных энергоустановок. Показано преимущество смесевых рабочих веществ по сравнению с индивидуальными, которое состоит в том, что путем подбора состава смесей в зависимости от температуры источников тепла можно значительно увеличить рабочий температурный интервал энергоустановок, а также создать универсальный энергомодуль для различных возобновляемых источников тепла (Солнца, парогидротерм, термальных вод).

Преобразование тепловой энергии различных источников тепла (Солнца, парогидротерм, термальных вод) в электрическую требует создание специального тепломеханического оборудования (теплообменная аппаратура, турбогенераторы, насосные устройства, автоматика и др.). Для конструирования оборудования и расчета режима работы тепловой схемы энергоустановки необходимы точные данные о свойствах веществ и материалов, в частности, теплофизических свойств технически важных индивидуальных газов и жидкостей и их смесей в широком диапазоне параметров состояния [1].

Теплофизические свойства индивидуальных веществ, используемых в различных энергопреобразователях в качестве теплоносителей (рабочих веществ), изучены подробно [1-4]. Вода благодаря своим уникальным физико-химическим свойствам (высокая теплопроводность и теплоемкость, низкая вязкость при относительно высокой плотности) является самым эффективным, дешевым и экологически безопасным теплоносителем для высокотемпературных источников тепла, например, для атомных электростанций. Но она не может быть эффективным рабочим веществом для преобразования тепловой энергии термальных вод из-за своих высоких критических параметров (647.096 К; 22.064 МПа, 321.96 кг/м^3). Температура разведанных термальных вод ограничена диапазоном 323.15-473.15 К [5] и для преобразования их тепловой энергии в электрическую используют низкокипящие природные (углеводороды, спирты) и синтетические вещества [6]. Основной недостаток энергопреобразователей, работающих на индивидуальных низкокипящих рабочих веществах, состоит в том, что у них ограниченный температурный интервал (не более 283.15-298.15 К) эффективного применения каждого из них [5].

Повышение эффективности преобразования тепловой энергии возобновляемых источников в электрическую является актуальной задачей для развития экологически безопасной энергетики.

Перспективным направлением является использование в закрытом термодинамическом цикле смесевых рабочих веществ [5,7]. Смесевое рабочее вещество состоит, как правило, из низкокипящего и высококипящего компонентов. Критические параметры смеси зависят от ее состава. Варьируя состав смеси, ее можно использовать в качестве рабочего вещества в ГеоТЭ, использующих термальные воды различной температуры. В работе [5]

исследована возможность применения водоаммиачной смеси как рабочего вещества для создания унифицированного оборудования ГеоТЭ, позволяющего преобразовать энергию термальных вод с температурой 373.15-473.15 К, что в 4 раза превышает, как утверждают авторы, температурный интервал эффективного применения для энергоустановок на индивидуальных низкокипящих рабочих веществах.

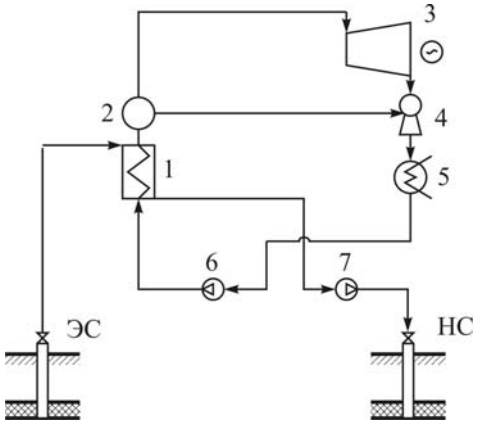


Рис.1. Тепловая схема энергоустановки: 1 – парогенератор; 2 – накопитель пара; 3 – турбина; 4 – эжектор; 5 – конденсатор; 6,7 – насосы; ЭС – эксплуатационная скважина; НС – нагнетательная скважина.

На рис.1 приведена тепловая схема энергоустановки для преобразования тепловой энергии термальной воды в электрическую. Она состоит из двух контуров. В первом контуре термальная вода температурой T_1 из эксплуатационной скважины ЭС под давлением поступает в теплообменник 1 и охлажденная до температуры T_2 возвращается насосом 7 в нагнетательную скважину НС. Во втором контуре в течение одного термодинамического цикла рабочее вещество нагревается в теплообменнике 1 до температуры T_1 и, превратившись в пар, под постоянным давлением p_1 через накопитель 2 подается на паровую турбину 3, в которой происходит превращение тепловой энергии в механическую и далее в электрическую. Пар на выходе из турбины через эжектор 4 поступает в теплообменник-конденсатор 5, где он переходит в жидкую фазу. Охлажденное до температуры T_2 рабочее вещество подается насосом 6 обратно в теплообменник. Далее цикл продолжается.

Как известно, диапазон рабочих температур энергопреобразователей, в которых используется индивидуальное рабочее вещество, ограничен областью его критической точки. Температурный диапазон смесевых рабочих веществ определяется критической областью (начинающейся при давлении смеси, равном критическому давлению низкокипящего компонента, и заканчивающейся при критическом давлении высококипящего компонента) и в зависимости от состава в 3-4 раза превышает рабочий диапазон температуры индивидуальных веществ. Другое преимущество смесевых рабочих веществ состоит в том, что они могут быть использованы и при изменении исходной температуры геотермальных теплоносителей после длительной эксплуатации месторождения. [5,7].

Для расчета закрытого термодинамического цикла энергопреобразователя необходимо привести в соответствие параметры смесевого рабочего вещества в критической области с температурой источника тепла (термальной воды, Солнца и т.д.). Поскольку критические параметры смесевого рабочего вещества являются функциями его состава, следует подобрать такой состав смесевого рабочего вещества, чтобы его температура кипения была не больше температуры источника тепла.

Расчет термодинамических свойств смесей предполагает наличие данных по фазовому равновесию жидкости и пара и p,ρ,T,x-зависимостей в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область. Для этой цели проведены p_s,ρ_s,T_s и p,ρ,T–измерения водных растворов алифатических спиртов (метанол, этанол, 1-пропанол) и растворов этилового спирта с н-алканами (пентан, гексан, гептан) [8-9] в диапазоне температур 373.15-623.15 К, давлений 0.2-50 МПа, плотностей 37-560 кг/м^3 для значений состава 0.2, 0.5 и 0.8 мол.долей второго компонента. В таблице 1 приведены значения p_s,ρ_s,T_s-зависимостей на кривых равновесия фаз исследованных смесей, а в таблице 2 – значения их критических параметров.

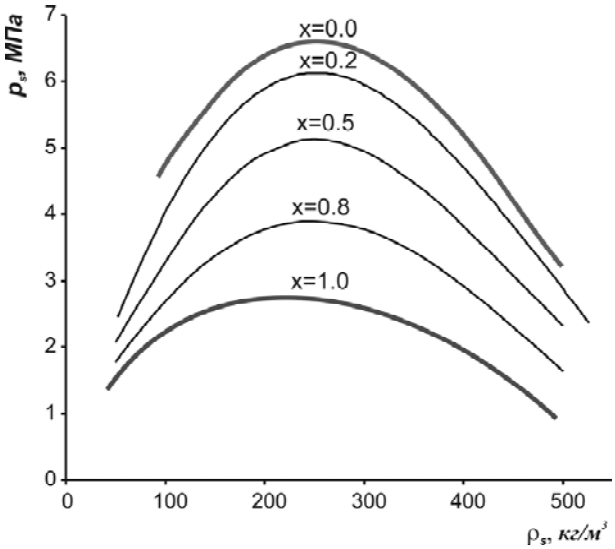


Рис.2. Зависимость давления от плотности на кривых сосуществования фаз чистых компонентов и смесей этанол–н-гептан для значений концентрации x, мол.доли н-гептана.

Результаты обработаны и анализированы в различных термодинамических сечениях. Установлено, что по форме кривые сосуществования фаз (кривые фазового равновесия) чистых компонентов (вода, спирт, н-алкан) и их смесей одинаковы (рис.2).

Этот экспериментальный факт значительно упрощает расчет термодинамических свойств данных смесей, используя относительно простые уравнения состояния для индивидуальных веществ.

Анализ результатов исследования термодинамических свойств данного класса смесей в широком диапазоне параметров состояния позволяет заключить, что они могут быть использованы в качестве эффективных теплоносителей в бинарных циклах энергоустановок для преобразования энергии возобновляемых источников в электрическую с температурой 423.15 – 523.15 К.

Таблица 1. Значения параметров кривых сосуществования фаз смесей.

вода–метанол								
x=0.2 м.д. метанола			x=0.5 м.д. метанола			x=0.8 м.д. метанола		
T_s, К	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, К	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, К	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3
536,15	8,29	632,56	424,15	1,19	739,17	431,15	1,59	665,92
559,15	10,67	578,49	468,15	3,03	684,42	477,15	4,05	582,33
582,15	13,51	503,15	478,15	3,56	668,12	487,15	4,81	558,66
600,15	16,55	415,25	511,15	6,37	590,87	508,15	6,86	490,61
607,15	17,56	367,73	538,15	9,50	499,04	519,15	8,10	433,80
609,15	17,91	349,36	556,15	11,71	419,46	528,15	9,43	364,88

610,65	18,30	318,70	565,15	12,80	353,02	531,15	9,69	334,00
611,15	18,38	309,07	569,15	13,19	312,16	533,15	9,83	285,34
610,45	18,37	305,53	568,15	13,08	245,15	532,15	9,83	255,76
610,15	18,26	281,00	564,15	12,20	196,62	529,15	9,42	198,40
609,68	18,22	272,85	557,15	11,13	149,01	523,15	8,03	133,96
609,15	18,11	265,37	545,15	9,51	98,91	506,15	6,48	87,51
605,15	17,37	232,71	533,15	7,85	72,57	478,15	3,83	39,26
599,15	15,54	185,44	510,15	5,20	41,63			
585,15	13,32	129,00						
570,15	10,79	89,84						
548,15	7,52	50,20						
вода–этанол								
x=0.2 м.д. этанола			x=0.5 м.д. этанола			x=0.8 м.д. этанола		
T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3
540,15	8,23	619,92	458,15	2,13	664,26	500,70	4,14	53,32
565,15	10,66	548,30	483,15	3,46	617,97	513,15	5,97	115,25
586,90	13,82	453,60	499,15	4,60	583,62	528,10	7,66	188,77
594,50	14,69	420,24	505,15	5,04	570,48	532,70	8,00	244,11
605,50	15,71	325,01	508,15	5,31	557,48	533,15	7,91	260,96
606,60	15,76	308,36	510,15	5,45	549,73	533,15	7,97	284,34
605,90	15,68	286,74	521,15	6,56	523,14	533,15	7,94	307,44
600,20	14,83	225,00	533,15	7,89	464,46	532,30	8,00	312,77
583,15	12,36	138,18	543,15	9,17	425,01	528,15	7,63	367,91
571,00	10,52	90,16	552,40	9,85	385,98	525,15	7,46	383,31
561,90	8,83	67,68	562,60	10,52	327,30	521,15	6,98	406,48
			564,90	10,80	293,93	516,15	6,38	440,62
			562,60	10,64	234,67	515,15	6,29	447,03
			555,10	9,85	171,33	514,15	6,27	452,91
			543,15	8,36	117,53	499,15	4,89	517,22
			530,80	6,40	84,56	486,15	4,18	555,32
			521,30	5,68	69,41	470,15	3,21	590,62
вода–1-пропанол								
x=0.2 м.д. 1-пропанола			x=0.5 м.д. 1-пропанола			x=0.8 м.д. 1-пропанола		
T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3
506,65	4,21	671,49	513,15	4,73	63,42	482,15	2,33	40,87
529,15	5,93	627,01	539,15	7,04	111,24	503,20	3,47	64,92
548,15	7,84	580,63	548,15	8,29	164,49	528,15	4,80	134,02
562,15	9,51	541,50	553,15	8,99	224,80	538,15	5,94	196,78
579,85	12,02	465,22	555,15	9,32	270,51	540,15	6,29	249,57
592,15	14,00	407,39	557,15	9,50	291,00	540,15	6,38	276,41
597,65	14,98	337,47	556,15	9,46	306,31	541,15	6,47	280,00
598,15	15,05	327,15	556,15	9,38	319,89	540,15	6,35	294,95
598,15	15,05	312,33	555,15	9,32	342,22	540,15	6,37	322,33
598,15	15,10	307,10	551,15	8,94	390,78	537,15	6,12	371,54
598,15	14,96	302,81	539,15	7,44	465,30	533,15	5,93	413,03
598,15	14,87	278,00	524,15	5,89	523,09	518,15	4,60	493,30
596,15	14,43	241,66	494,15	3,56	597,98	496,15	3,31	553,72
593,15	13,82	202,34	484,45	2,98	617,30	481,15	2,47	585,58
580,15	11,60	136,33	470,85	2,39	642,03	473,15	2,13	603,49
565,15	9,31	87,20	459,85	1,94	660,71	453,15	1,47	638,50
549,15	7,17	60,35	441,15	1,26	689,82			
520,15	4,45	35,32	436,95	1,15	694,15			

этанол–н-пентан			этанол–н-гексан		
x=0.5 м.д. н-пентана			x=0.5 м.д. н-гексана		
T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3
398,15	1,37	29,12	416,15	1,25	537,77
423,15	1,73	41,17	431,15	1,90	520,74
441,15	2,63	65,52	441,15	2,50	500,54
453,15	3,20	87,84	461,15	3,12	467,09
468,15	4,16	137,10	473,15	3,80	408,23
478,15	5,40	252,82	485,15	4,45	340,59
483,15	5,47	273,03	492,00	5,13	254,00
475,15	5,41	323,59	485,15	4,40	157,05
473,15	5,11	349,54	476,15	3,35	101,69
468,15	4,52	370,36	451,15	2,12	53,38
462,15	4,17	386,87			
459,15	4,05	409,71			
438,15	3,06	473,13			
430,15	2,32	508,14			
413,15	1,79	523,89			

этанол–н-гептан								
x=0.2 м.д. н-гептана			x=0.5 м.д. н-гептана			x=0.8 м.д. н-гептана		
T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3	T_s, K	p_s, МПа	ρ_s, кг/м^3
455.15	2.37	526.48	486.15	2.35	60.69	470.15	1.64	498.61
466.15	2.95	496.99	499.15	3.04	90.23	491.15	2.29	453.20
488.15	3.92	444.99	508.15	3.66	118.25	515.15	3.19	376.58
504.15	4.99	381.95	512.15	3.99	133.68	528.15	3.66	317.68
506.15	5.14	374.99	517.15	4.37	153.93	533.15	3.89	280.32
516.15	5.85	316.28	521.15	4.77	175.58	534.15	3.94	270.15
519.15	6.15	274.96	524.65	5.10	200.44	534.65	3.96	259.22
518.95	6.17	247.45	526.15	5.34	227.27	535.15	4.01	238.92
516.15	5.97	205.46	527.15	5.37	239.93	534.65	3.98	221.63
512.15	5.50	168.18	527.35	5.37	252.24	533.15	3.86	196.15
497.15	4.14	104.62	526.15	5.30	283.48	528.15	3.40	149.98
463.15	2.45	52.35	522.15	5.05	313.20	520.65	2.97	118.29
			510.15	4.29	373.10	508.15	2.38	81.63
			505.15	3.97	392.88	497.15	2.02	62.97
			491.65	3.19	442.50	493.15	1.90	57.46
			486.15	2.95	456.65	473.15	1.42	32.21
			470.15	2.45	492.81			

Таблица 2. Значения критических параметров смесей.

x, мол.доли спирта	$T_к$, K	$p_к$, МПа	$\rho_к$, кг/м^3	$Z_к = p_к v_к / RT_к$
вода-метанол				
0.0	647.096	22.064	321.96	0.2295
0.2	612.15 ±0.3	18.0 ±0.2	310.0 ±0.5	0.2375
0.5	569.75 ±0.3	13.5 ±0.2	296.0 ±0.5	0.2408
0.8	533.15 ±0.3	9.9 ±0.2	285.3 ±0.5	0.2277
1.0	512.60	8.1035	280.0	0.2040
вода-этанол				
0.0	647.096	321.96	22.064	0.2295
0.2	607.15 ±0.3	307.3 ±0.2	15.8 ±0.5	0.2407
0.5	566.15 ±0.3	293.5 ±0.2	10.9 ±0.5	0.2529
0.8	534.15 ±0.3	283.4 ±0.2	7.8 ±0.5	0.2504
1.0	513.92	276.0	6.13	0.2396

вода-1-пропанол				
0.0	647.096	22.064	321.96	0.2295
0.2	598.15 ±0.3	15.1 ±0.2	307.1 ±0.5	0.2613
0.5	557.15 ±0.3	9.5 ±0.2	291.0 ±0.5	0.2752
0.8	541.15 ±0.3	6.5 ±0.2	280.0 ±0.5	0.2654
1.0	536.85	4.99	275.0	0.2443
x, мол.доли н-алкана	$T_к$, K	$p_к$, МПа	$\rho_к$, кг/м^3	$Z_к = p_к v_к / RT_к$
этанол–н-пентан				
0.0	513.92	6.13	276.0	0.2396
0.5	481.15 ±0.3	5.3 ±0.2	252.8 ±0.5	0.3069
1.0	469.70	3.374	232.0	0.2684
этанол–н-гексан				
0.0	513.92	6.13	276.0	0.2396
0.5	489.15 ±0.3	4.8 ±0.2	244.2 ±0.5	0.3182
1.0	507.34	3.036	233.2	0.2660
этанол–н-гептан				
0.0	513.92	6.13	276.0	0.2396
0.2	519.35 ±0.3	6.2 ±0.2	263.0 ±0.5	0.3106
0.5	527.35 ±0.3	5.4 ±0.2	248.0 ±0.5	0.3632
0.8	535.05 ±0.3	4.0 ±0.2	237.0 ±0.5	0.3391
1.0	540.13	2.74	232.0	0.2631

Литература:

1. *Сычев В.В.* Итоги комплексного исследования теплофизических свойств рабочих тел энергоносителей // Журн. Теплоэнергетика. 1998. № 9. С.10-13.
2. *Сычев В.В., Александров А.А., Ершова З.А.* Вода. Удельный объем и энтальпия при температурах 0…800 °С и давлениях 0.001…1000 МПа//В сб.: Свойства материалов и веществ. Вода и водяной пар.-М.:ВНИЦ МВ,ГСССД.1990. Вып.1. С.49.
3. *Александров А.А., Григорьев Б.А.* Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. –М.: Изд. МЭИ. 1999.
4. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей: справочное пособие // Пер. с анг. Под ред. Соколова Б.И. -4-е изд., перераб. И доп. –Л.: Химия, 1982, 592 с.
5. *Васильев В.А., Крайнов А.В., Геворков И.Г.* Расчет параметров унифицированной энергоустановки на водоаммиачной смеси//Журн. Теплоэнергетика. 1996. №5. С.27-32.
6. *Цветков О.Б., Лаптев Ю.А.* Теплофизические аспекты экологических проблем современной холодильной техники. // Журн.Химия и компьютерное моделирование. 2002. №10. С.54-57.
7. *Калина А.И.* Новая бинарная энергосистема с бинарным циклом. // Калекс, LLC., 2630 Карлмонт Драйв, Бельмонт, Калифорния, 94002 США.
8. *Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдурашидова А.А.* Термические свойства системы вода–метанол состава 0.5 массовых долей при температурах 373.15-673.15К и давлениях до 60 МПа//Журн. Теплофизика высоких температур. 2004. №6. С.885-889.
9. *Абдурашидова А.А., Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдулагатов И.М.* Термические свойства системы вода-этанол в около- и сверхкритическом состояниях // ТВТ. 2007. Т.45. №2. С.208.

ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД ПРИ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЯХ, ТЕМПЕРАТУРАХ И КОНЦЕНТРАЦИЯХ

Магомедов У.Б.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН,
Махачкала. Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: m_umahan@rambler.ru

На основе анализа данных плотности чистой воды и экспериментальных данных динамической вязкости водных растворов солей различных авторов представлена новая обобщенная формула, с помощью которой можно получить значения вязкости водных растворов солей в интервалах температур 333–473 К, давлений 0,1–100 МПа и концентраций 0–25 масс.

Вязкость минерализованных вод изучена недостаточно при высоких давлениях. Ограничен материал о динамической вязкости водно-солевых систем при давлениях выше 40 МПа. Отсутствует справочный материал о динамической вязкости водно-солевых систем при давлениях 40–100 МПа.

На основе анализа данных плотности [1, 3], вязкости [2] чистой воды и экспериментальных данных о динамической вязкости водных растворов солей различных авторов [4–25] представлена новая обобщенная формула (1), с помощью которой можно получить значения вязкости (мкПа · с) водных растворов солей в интервалах температур 333–473 К, давлений 0,1–100 МПа и концентраций 0–25 масс. % – при наличии данных вязкости вблизи линии насыщения. Формула имеет вид

$$\eta_{(P,T,c)} = \eta_{(P_s,T,c)}\left[\left(1{,}700\frac{\rho_{(P,T)}}{\rho_{(P_s,T)}} - 0{,}7000\right) - 2{,}500\times10^{-8}PTc\right] + 1{,}600\times10^{-4}\frac{PT}{P_1T_1} \qquad (1)$$

а для чистой воды (c = о) формула (1) примет вид

$$\eta_{(P,T)} = \eta_{(P_s,T)}\left(1{,}700\frac{\rho_{(P,T)}}{\rho_{(P_s,T)}} - 0{,}7000\right) + 1{,}600\times10^{-4}\frac{PT}{P_1T_1} \qquad (2)$$

где $\eta_{(P,T,c)}$ – коэффициент динамической вязкости раствора (мкПа·с) при давлении P, МПа, температуре T, К и концентрации c, масс. %; $\eta_{(Ps,T,c)}$ – вязкость раствора вблизи линии насыщения при T и c; $\rho_{(P,T)}$ – плотность чистой воды при P и T; $\rho_{(Ps,T)}$ – плотность воды вблизи линии насыщения при T; $\eta_{(P,T,)}$ – коэффициент динамической вязкости воды при P и T; $\eta_{(Ps,T,)}$ – вязкость воды вблизи линии насыщения при T; P_s –давление на линии насыщения; $c = \sum_{i=0}^{n=25} c_i$, масс. %, где c_i – концентрация i-й системы; P_1 = 1 МПа; T_1 = 1 К.

По формуле (1) получены значения динамической вязкости различных водно-солевых систем в интервалах температур 333–473 К, давлений 0,1–100 МПа и концентраций 0–25 масс. %. Отклонение расчетных значений вязкости водно-солевых систем по формуле (1) от экспериментальных данных различных авторов [4–25] составило менее 1,5 %. Здесь же в таблицах 2–5 представлены значения динамической вязкости для пяти водно-солевых систем, хотя исследовано большое число систем, а на рисунках 1, 2 показаны изобары воды и водных растворов хлорида натрия.

Отметим, что существуют экспериментальные исследования водно-солевых систем различных авторов при давлениях до 40 МПа и малая часть до 60 МПа.

В [26– 28] нами были представлены расчетные значения динамической вязкости для некоторых водно-солевых систем при высоких параметрах состояния.

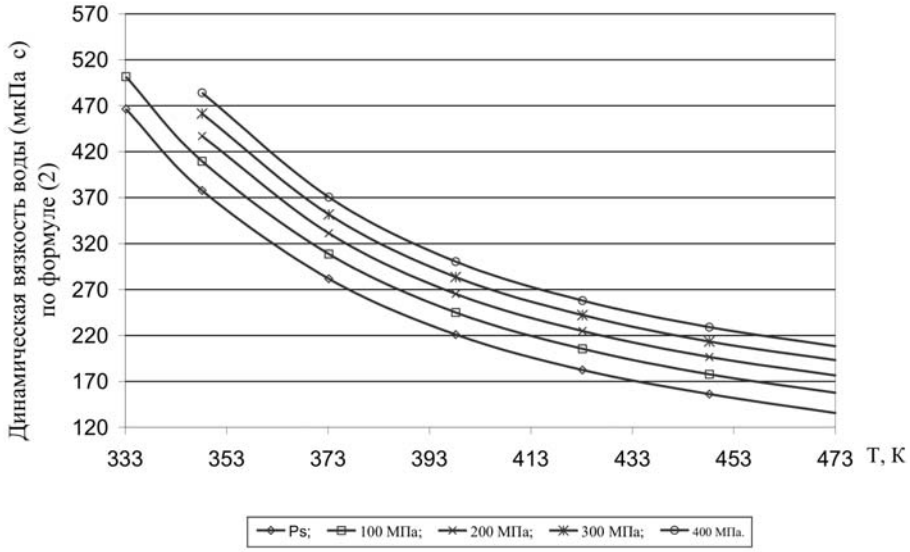


Рис. 1. Вязкость воды при высоких параметрах состояния.

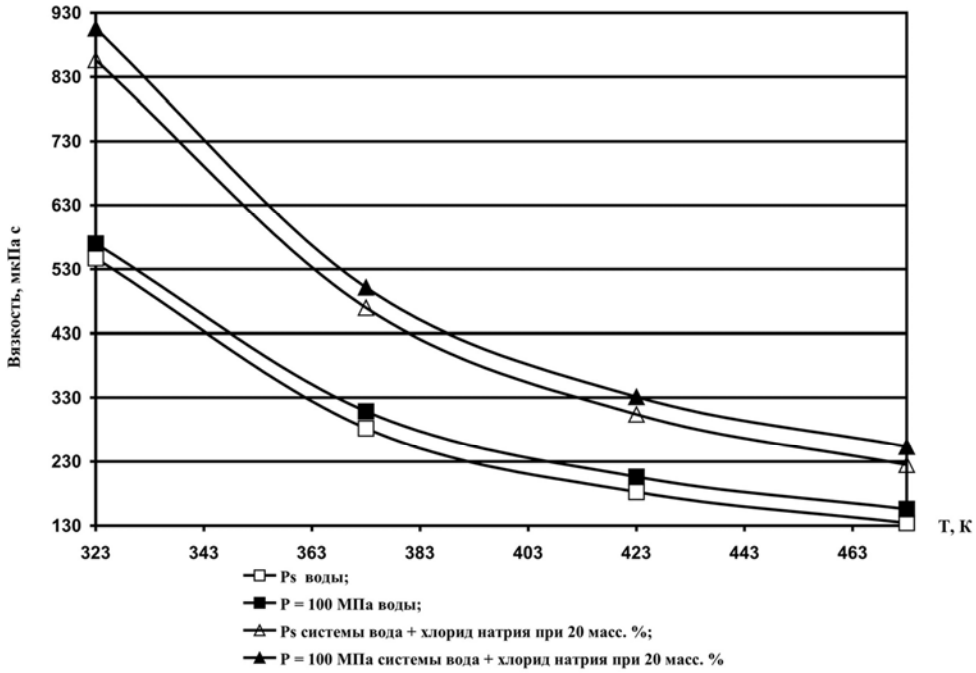


Рис.2. Изобары вязкости воды и водных растворов хлорида натрия, рассчитанные по формуле (1) при 20 масс.

Заключение

1. По представленной новой формуле (2) получены значения динамической вязкости воды в интервалах температур 348–473 К, давлений 0,1–400 МПа, которые согласуются со справочными данными [2] в интервалах температур 348–473 К, давлений P_s–300 МПа в пределах 1,5 %, а при температурах 348–473 К и давлениях 0,1–100 МПа – в пределах 1 %.
2. Представленная формула (1) можно использовать для расчета динамической вязкости водно-солевых систем при высоких параметрах состояния. Оценочная погрешность расчетных значений по формуле составляет 1,6 %.

Таблица 1. Рассчитанные по формуле (2) значения динамической вязкости воды, мкПа·с при высоких температурах и давлениях.

P,	T, К						
МПа	333,15	348,15	373,15	393,15	423,15	448,15	473,15
P_s	465,0	377,9	281,8	221,0	182,5	156,1	134,3
20	473,1	384,7	287,5	226,6	187,6	159,9	139,4
40	480,1	391,4	293,2	231,0	192,3	164,7	144,3
60	487,7	397,4	298,4	235,9	196,8	169,2	148,9
80	495,3	403,8	303,5	240,5	201,2	173,7	153,3
100	501,9	409,6	308,6	245,1	205,5	177,7	157,5
120		415,6	313,2	249,4	209,6	181,9	161,5
140		421,2	318,1	253,5	213,5	185,6	165,4
160		426,5	322,7	257,5	217,4	189,4	169,2
180		431,7	326,9	261,7	221,3	193,1	172,7
200		437,0	391,2	265,3	224,8	196,6	176,4
220		442,0	335,5	269,3	228,4	200,2	180,0
240		447,2	339,8	273,0	231,9	203,7	183,4
260		452,1	343,8	276,7	235,5	206,9	186,6
280		456,6	347,8	280,1	238,9	210,3	189,9
300		461,5	351,8	283,6	242,2	213,4	193,0
320		466,4	355,8	287,4	245,4	216,5	196,1
340		470,9	359,3	290,7	248,4	219,7	199,1
360		475,3	363,0	293,8	251,8	223,0	202,3
380		479,8	366,8	297,1	254,9	225,8	205,1
400		484,1	370,5	300,4	258,0	329,1	208,2

Примечание. Расчетные значения динамической вязкости чистой воды по формуле (2) согласуются с промышленным стандартом 1999 г. [1] и рекомендуемыми справочными данными [2] в интервалах температур 348–473 К и давлений 0,1–100 МПа в пределах 1 %, а в интервалах температур 348–473 К и давлений 100–300 МПа в пределах 1,5 %.

Таблица 2. Рассчитанные по формуле (1) значения динамической вязкости системы $H_2O + Na_2SO_4$ при высоких температурах, давлениях и концентрациях. η, мкПа · с.

T, К	P, МПа					
	P_s	20	40	60	80	100
	c = 1,5 масс. %					
348,2	395,0	402,8	410,2	416,9	423,8	430,8
373,8	292,0	297,9	303,7	308,7	314,0	319,3
398,0	229,5	234,9	239,8	244,5	249,3	254,0
422,6	190,4	195,6	200,6	204,9	209,5	213,7
447,6	160,9	165,7	170,5	175,1	179,6	183,5
470,7	140,9	145,6	149,7	155,8	160,4	164,6
	c = 5 масс. %					
347,2	443,4	450,9	458,0	464,4	471,7	477,8
372,0	329,0	335,1	341,3	346,7	352,2	357,7
395,6	259,9	265,6	270,7	275,9	280,9	285,8
424,7	205,4	210,7	215,7	220,4	225,6	229,4
446,2	176,9	182,1	187,2	192,0	196,7	200,2
470,2	153,9	159,3	164,6	170,9	174,0	178,4
	c = 10 масс. %					
348,4	523,2	531,1	539,1	546,4	553,8	560,2
372,4	391,6	398,3	404,5	410,9	417,1	423,0
398,7	302,4	308,5	314,0	319,5	324,7	330,0
421,4	250,7	256,6	262,2	267,3	272,4	277,0
447,2	209,5	215,2	220,8	225,7	230,9	235,3
471,3	181,9	187,9	193,4	198,8	203,8	208,4

			c = 15 масс. %			
348,7	629,2	637,9	647,1	654,5	663,2	670,0
372,8	466,7	474,0	481,2	487,0	494,4	500,7
395,4	369,7	376,5	382,6	388,6	394,4	400,1
421,3	296,5	302,9	309,0	314,2	319,7	324,9
447,8	246,1	252,3	257,9	263,7	269,3	273,7
473,9	210,1	216,3	222,6	228,0	233,4	238,3
			c = 20 масс. %			
347,9	789,2	799,8	809,6	818,5	827,5	835,8
374,5	565,3	573,3	581,8	588,7	595,5	602,4
397,2	446,4	453,9	460,5	467,2	473,4	479,6
472,3	256,9	263,9	270,9	277,1	282,8	288,1
			c = 26 масс. %			
348,6	1010,0	1022,0	1034,0	1044,0	1055,0	1064,0
375,2	725,8	735,4	745,3	753,4	761,1	769,5
399,4	564,4	573,6	581,6	588,0	595,5	602,4
423,8	457,5	465,8	474,0	481,0	487,7	494,1
447,6	385,7	393,8	401,7	408,1	415,7	421,1
473,9	325,9	334,3	342,4	349,3	355,8	362,2

Примечание. Расчетные значения динамической вязкости по формуле (1) табл. 2 согласуются с экспериментальными данными [13] в пределах 1,4 %.

Таблица 3. Рассчитанные по формуле (1) значения динамической вязкости системы H_2O + NaCl при высоких температурах, давлениях и концентрациях. η, мкПа · с.

T, К	*P*, МПа					
	P_s	20	40	60	80	100
	c = 5 масс. %					
323	680,0	617,5	626,4	635,3	643,6	651,9
373	320,4	326,4	332,4	337,8	343,1	348,5
423	209,8	215,2	220,3	225,0	229,7	234,2
473	155,9	161,4	166,7	171,5	175,6	180,6
	c = 10 масс. %					
323	678,8	688,9	698,4	706,9	716,1	724,5
373	362,1	368,3	374,4	380,0	385,7	391,2
423	237,9	243,6	248,9	253,9	258,7	263,5
473	175,8	181,6	187,0	192,2	197,2	201,7
	c = 15 масс. %					
323	757,0	767,8	777,2	786,5	795,1	804,4
373	412,3	418,9	425,4	431,6	437,3	443,0
423	270,2	276,2	281,8	286,7	291,2	296,7
473	200,2	206,2	212,2	217,5	222,7	227,4
	c = 20 масс. %					
323	856,2	867,5	877,9	886,6	896,2	905,7
373	469,5	476,3	483,6	489,5	495,4	501,3
423	303,8	310,3	315,9	321,0	326,2	331,6
473	224,9	231,2	237,6	243,1	248,3	253,2

Примечание. Расчетные значения динамической вязкости по формуле (1) табл. 3 согласуются с экспериментальными данными [20] в пределах 1 %.

Таблица 4. Рассчитанные по формуле (1) значения динамической вязкости системы H_2O + $CaCl_2$ при высоких температурах, давлениях и концентрациях. η, мкПа · с.

T, К	*P*, МПа					
	P_s	10	30	60	80	100
	c = 9,72 масс. % или 0,97 моль/кг					
348,74	521	525	533	544	551	558

399,44	313	316	322	331	336	341
424,74	259	262	268	276	281	286
446,48	225	228	234	242	247	252
470,94	196	199	205	214	219	224
	c =18,17 масс. % или 2,00 моль/кг					
349,02	722	727	736	750	758	766
372,09	559	564	571	582	589	596
397,74	441	445	453	462	468	474
427,76	361	365	373	382	388	393
448,94	307	312	319	327	333	339
474,06	268	272	279	288	294	300

Примечание. Расчетные значения динамической вязкости по формуле (1) табл. 4 согласуются с экспериментальными данными [5] в пределах 1,6 %.

Таблица 5. Рассчитанные по формуле (1) значения динамической вязкости системы H_2O + LiCl при высоких температурах, давлениях и концентрациях. η, мкПа · с.

T, К	*P*, МПа					
	P_s	10	30	60	80	100
	c = 5 масс. %					
348,15	454	461	469	476	483	489
420,25	264	270	275	280	285	290
470,42	166	172	177	182	187	192
	c = 10 масс. %					
399,72	326	333	339	344	350	355
452,54	226	232	238	244	249	254
	c = 20 масс. %					
348,15	842	854	864	873	883	891
397,20	514	522	530	537	544	551
447,18	363	371	379	386	392	398
471,50	317	326	335	342	348	354

Примечание. Расчетные значения динамической вязкости по формуле (1) табл. 5 согласуются с экспериментальными данными [10] в пределах 1,6 %.

Литература:

1. *Александров А.А., Григорьев Б.А.* Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник. Рек. Государственной Службой стандартных справочных данных. ГСССД Р-776-98. М.: Издательство МЭИ. 1999. 168 с.
2. ВНИЦ МВ. Свойства материалов и веществ. Вода и водяной пар. Таблицы стандартных справочных данных. М.: Изд-во МЭИ. 1999. Вып. 1.
3. Скелетная таблица удельного объема и энтальпии воды и водяного пара. Справочный материал // Теплоэнергетика. 1987. № 3. С.71–77.
4. *Abdulagatov I.M., Zeinalova A.B. and Azizov N.D.* Viscosity of Electrolyte Solutions at Aqueous at High Temperatures and High Pressures. Viscosity B-coefficient. Sodium Iodide // Journal of Chemical Engineering Data. 2006. 51, No. 5. Pp. 1645–1659.
5. *Abdulagatov I.M., Azizov N.D.* Viscosity of aqueous calcium chloride solutions at high temperatures and high pressures // Fluid Phase Equilibria. 2006. 240. 204–219.
6. *Abdulagatov I.M., Zeinalova A.B. and Azizov N.D.* Viscosity of aqueous $Ni(NO_3)_2$ solutions at temperatures from (297 to 475) K and at pressures up to 30 MPa and concentration between (0.050 and 2.246) mol kg^{-1} // Journal of Chemical Thermodynamics. 2006. 38. 179–189.

7. *Azizov N.D.* Bulk Properties of the Aqueous Solutions of Barium Chloride // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2003. 76, No. 2. Pp. 450–455.
8. *Abdulagatov I.M., Azizov N.D.* Viscosity of aqueous LiI solutions at 293–523 K and 0.1–40 MPa // Thermochim. Asta. 2005. 439. 8–20.
9. *Abdulagatov I.M., Zeinalova A.B. and Azizov N.D.* Viscosity of the aqueous Ca $(NO_3)_2$ solutions at temperatures 298 to 573 K and at pressures up to 40 MPa // J. Chem. Eng. Data. 2004. 49. 1444–1450.
10. *Abdulagatov I.M., Zeinalova A.B. and Azizov N.D.* Experimental viscosity B-coefficients of aqueous LiCl solutions. Jornal of Molecular Liquids. 2006.126.75–88.
11. *Akmedova-Azizova L. A.* Thermal Conductivity and Viscosity of Aqueous $Mg(NO_3)_2$, $Ca(NO_3)_2$ and $Ba(NO_3)_2$ solutions at High Temperatures and High Pressures // J. Chem. Eng. Data. 2006. 54. 510–517, American Chemical Society.
12. *Abdulagatov I.M., Akmedova-Azizova L.A. and Azizov N.D.* Thermal Conductivity of Aqueous $Sr(NO_3)_2$ and $LiNO_3$ solutions at High Temperatures and High Pressures // J. Chem. Eng. Data. 2004. 49. 688–703, American Chemical Society.
13. *Abdulagatov I.M., Zeinalova A.B. and Azizov N.D.* Viscosity of aqueous Na_2SO_4 solutions at temperatures from (298 to 573) K and at pressures up to 40 MPa // Fluid Phase Equilibria. 2005. 227. 57–70.
14. *Зейналова А. Б., Искендеров А. И., Таиров А. Д., Ахундов Т. С.* Динамическая вязкость азотнокислого кальция // Изв. вузов. Нефть и газ. 1991. № 1. С. 53–54.
15. *Abdulagatov I. M. and Azizov N. D.* Viscosity for Aqueous Li_2SO_4 Solutions at Temperatures from 298 to 575 K and Pressures up to 30 MPa // J. Chem. Eng. Data. 2003. Vol. 48, No. 6. Pp. 1549–1556.
16. *Зейналова А. Б., Искендеров А. И., Ахундов Р. Т.* Динамическая вязкость водных растворов азотнокислого магния // Изв. вузов. Нефть и газ. 1990. № 11. С. 43–44.
17. Гусейнов А. Г**.** и др. Вязкость водных растворов фтористых натрия и калия // Изв. вузов. Нефть и газ. 1990. № 11. С. 63–65.
18. *Ахундов Т.С., Искендеров А. И., Гусейнов А. Г.* Экспериментальное исследование динамической вязкости тройной системы NaF + NaCl + H_2O при различных температурах и давлениях // Изв. вузов. Нефть и газ. 1991. № 8. С. 59–61.
19. *Ахундов Т.С., Зейналова А.Б., Таиров А. Д., Искендеров А.И***.** Динамическая вязкость водных растворов азотнокислого стронция // Изв. вузов. Нефть и газ. 1991. № 2. С. 78–81.
20. *Kestin J., Khalifa H. E., Abe Y. et al.* Effect of Pressure on the Viscosity of Aqueous NaCl Solutions in the Temperature Range 20–150 ^{0}C // J. Chem. Eng. Data. 1978. Vol. 23, No. 4. P. 328–336.
21. *Grimes C. E., Kestin J., and Khalifa H. E.* Viscosity of Aqueous KCl Solutions in the Temperature Range 25–150 ^{0}C and the Pressure Range 0–30 MPa // J. Chem. Eng. Data. 1979. Vol. 24, No. 2. P. 121–126.
22. *Correla R. J. and Kestin J.* Viscosity and Density of Aqueous Na_2CO_3 and K_2CO_3 Solutions in the Temperature Range 20–90 ^{0}C and the Pressure Range 0–30 MPa // J. Chem. Eng. Data. 1980. Vol. 25, No. 3. P. 201–206.
23. *Correla R. J. and Kestin J.* Viscosity and Density of Aqueous Na_2SO_4 and K_2SO_4 Solutions in the Temperature Range 20–90 ^{0}C and the Pressure Range 0–30 MPa // J. Chem. Eng. Data. 1981. Vol. 26, No. 1. P. 43– 47.

24. *Ахундов Т.С., Гусейнов А. Г. и др.* Вязкость водных растворов хлористого натрия // Изв. вузов. Нефть и газ. 1990. № 7. С. 65–68.
25. *Азизов Н. Д.* Основные результаты исследований вязкости водных растворов электролитов // Теплофизика высоких температур. 1999. Т. 17, № 3. С. 404–410.
26. *Магомедов У.Б.* Вязкость водных растворов солей при высоких давлениях, температурах и концентрациях / Материалы международной конф. – «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы. Том 2» Махачкала, Россия. Изд-во «Деловой Мир», 2005. С. 305–311.
27. *Магомедов У. Б., Алхасов А.Б.* Динамическая вязкость водных растворов солей при высоких температурах, давлениях и концентрациях // Инженерно–физический журнал. 2007. Том. 80, № 6. С. 145–150.
28. *Магомедов У. Б., Алиев М. М.* Динамическая вязкость водных растворов системы $LiCl + H_2O$ при высоких параметрах состояния / Труды Института геологии ДНЦ РАН. Геологические исследования и их некоторые прикладные аспекты. Выпуск № 51. Институт геологии ДНЦ РАН. Махачкала, Россия. 2007. С. 94–96.

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ СТРОИТЕЛЬСТВА В ДАГЕСТАНЕ

Исрапилов М.И.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Несмотря на все еще большие неиспользованные ресурсы гидроэнергии в Дагестане, базовыми для обеспечения возрастающих потребностей в электроэнергии Северокавказского региона остаются крупные тепловые электростанции (ТЭС).

Суммарная выработка электроэнергии гидроэлектростанциями (ГЭС) горных рек Дагестана даже сейчас, после ввода в строй крупных станций (Чиркейская, Ирганайская Миатлинская), достаточна лишь для покрытия потребностей лишь самой Республики.. Поэтому их запускают в периоды суточных «пиковых» нагрузок потребления электроэнергии. Это экономит огромные объемы топлива, потребляемого базовыми ТЭС, позволяет увеличить маневренность в целом Северо-кавказской энергосистемы и играют важную роль в повышении ее технико-экономических показателей.

Однако, в настоящее время крупные, наиболее экономичные ГЭС в Дагестане уже построены. Малые и мини ГЭСы, которые будут введены в эксплуатацию в ближайшие десятилетия имеют низкие технико-экономические показатели. Для их строительства требуются большие затраты капитальных вложений и, самое главное, требуется много времени. Медленное наращивание мощностей не позволяет полностью решить проблему снятия растущих суточных и сезонных «пиковых» нагрузок энергосистемы в ближайшие десятилетия.

Дальнейшее увеличение мощностей «пиковых» ГЭС связывается со строительством гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). В настоящее время ведутся проектные проработки по реконструкции ГЭС Дагестана, в т.ч. и Чиркейской ГЭС для обратной перекачки воды в ночные часы в водохранилище из нижнего бьефа. Для обеспечения конкурентоспособности ГАЭС в ближайшие годы в России намечается ввод в действие дифференцированных ночных и дневных тарифов на электроэнергию, аналогично многим европейским странам. Ожидается, что отпускная цена электроэнергии в ночные часы буде ниже дневных почти в два раза.

Однако традиционные ГАЭС имеют один большой недостаток. Это их низкий КПД. Хотя отпускная стоимость электроэнергии в ночные часы и ниже, в целом же затраты на обратную перекачку воды с учетом КПД самых насосных агрегатов достигает до половины суточной выработки электроэнергии и обходится дорого.

Этот недостаток можно избежать путем использования геотермальной энергии при строительстве геотермальной гидроаккумулирующей электростанции (ГГАЭС). Принципиальная схема ГГАЭС показана на рис.1.

Она включает естественный или искусственно созданный подземный резервуар –6, в котором вода нагревается подземным теплом. Из него вода за счет эффекта «термолифта» поднимается по водоводу по добычной скважине 7 в верхний резервуар-3 Тепло горячей воды при этом может быть снята через теплообменники и использовано, например, для теплоснабжения жилых зданий, теплиц и т.п. В часы «пиковых» нагрузок энергосистемы вода из верхнего

водохранилища, охлажденная искусственно или же естественным путем, поступает по водоводу -2 на турбины электростанции -1 и в «нижнее водохранилище»-4., В ночные часы вода из нижнего водохранилища закачивается или самотеком поступает по нагнетательной скважине –8 в геотермальный резервуар-6.

По сравнению с традиционными ГАЭС в ГГАЭС достигается экономия электроэнергии на перекачку воды из нижнего резервуара в верхний. При наличии хороших коллекторов геотермального резервуара охлажденная в цикле вода в нее будет поступать на режиме самоциркуляции.

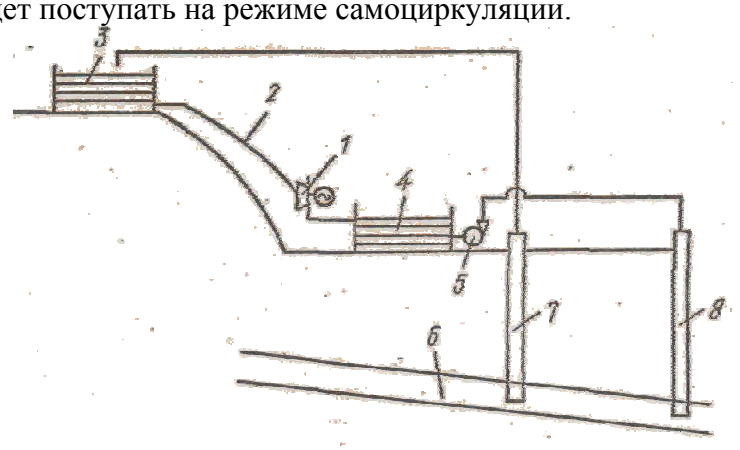


Рис.1. Принципиальная схема ГГАЭС.

В Республике Дагестан имеются благоприятные условия для создания ГГАЭС. Прежде всего Дагестан отличается высокими температурами недр. На глубинах 3,5,8 км температуры в Дагестане превышают таковые в Азербайджане на 50-60^{0}С, чем в Татарстане и в Башкирии почти на 80-90^{0}С, чем на Ростовском и Астраханском сводах почти на 60^{0}С. Наиболее высокая температура недр зафиксирована на площади Бабаюрт в скважине №4 на глубине 6202 м-212^{0}С. В Азербайджане, например, в скважине Саатли-1 на глубине 8000 м температура оказалась 140^{0}С. В Татарстане на глубине 4000 м температура достигает 70-80^{0}С. В Дагестане она достигает 160-165^{0}С.

Высокие температуры недр в Дагестане сочетаются наличием мощных водоносных пластов на больших глубинах. В Предгорном Дагестане вблизи таких подземных резервуаров имеются горные хребты, удобные для строительства «верхних» резервуаров.

Для оценки технико-экономических показателей рассмотрим конкретный пример возможности создания ГГАЭС на базе выработанного газового месторождения Ачису.

По данным бурения скважин и разработки газовой залежи известно, что подземный резервуар сложен трещинными известняками, приурочен к сводовой зоне антиклинали, к зоне тектонического дробления известняков верхнемеловых отложений (Рис.2,3). Резервуар развит только в сводовой зоне антиклинали, где свободные дебиты скважин по данным гидродинамических исследований достигают более 10000 м^3/сут. На крыльевых зонах известняки сложены плотными породами, не подвергнуты тектоническому дроблению, скважины имеют дебиты 2-5- м^3/сут.

Таким образом, подземный резервуар гидродинамически замкнут. Он имеет следующие исходные данные.

1. Глубина залегания подземного резервуара –3200-3600 м.
2. Пластовая температура-132^{0}С.
3. Пластовое давление- 35, 0 МПа, регулируемая, можно снизить или повышать.

4. Длина – резервуара- 11 км, ширина –0,8 км, толщина- 400 м.
5. Проницаемость коллектора более 1000 мд.
6. Высота горы для сооружения «верхнего» резервуара- 80 м. Перепад между нижним и верхним резервуарами –80 м.
7. Дебит одной скважины- 10000 $м^3$/сут.
8. Необходимое давление закачки воды при приемистости 1000 $м^3$/час.- 2,0 МПа.
9. Плотность воды-1,04.

Эффект «термолифта» достигается за счет снижения плотности воды в стволе скважины при повышении температуры. При 132^0С плотность воды снижается на 0,12.

При глубине скважины 3200 м приращение устьевого давления согласно расчетам в работе [1] составляет- 250 м. Из них 80 м расходуются для подъема воды в «верхний бассейн» и 170 м на создание депрессии в призабойной зоне скважины.

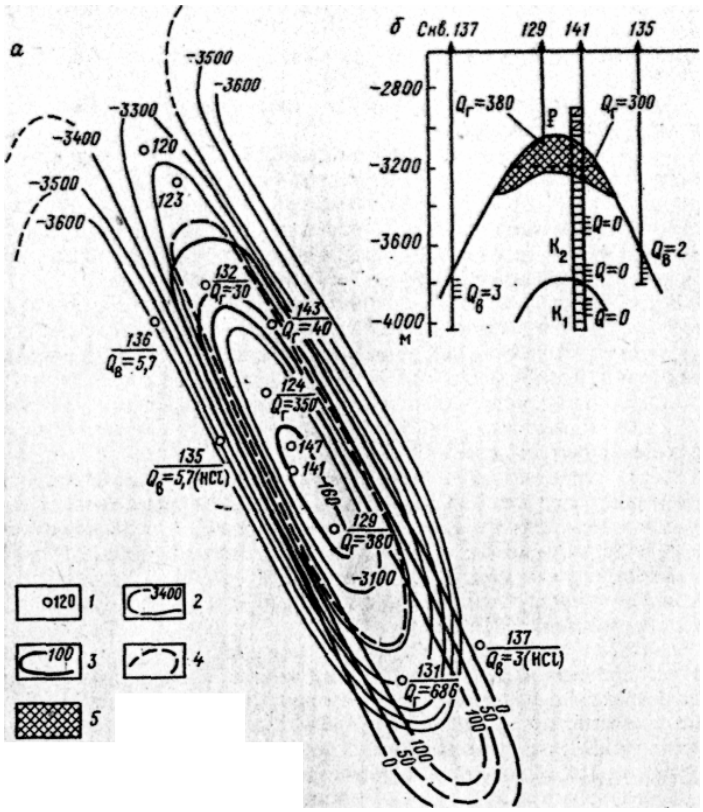


Рис. 2. Строение верхнемеловой газовой залежи месторождения Ачису:
(*а* - структурная карта; *б* - поперечный разрез. 1 – номер скважины и дебиты: *Q* - воды, $м^3$/сут, $Q_г$ - газа, тыс. $м^3$/сут, НС1 - солянокислотная обработка призабойной зоны); 2 - изогипсы кровли пласта $К_2$, м; 3 -изопахиты пласта $К_2$, м; 4 - НГВК; 5 - зона тектонического дробления известняков).

Мощность ГГАЭС на базе одной скважины при сработке запаса воды в течении 4-х часов составит: N= 10000000х80х0,9:102: (4х3600)=440 квт.

На базе трех скважин общая мощность ГГАЭС составит- 1320 квт. Выработка электроэнергиии составит: 4х1320=5280 квтч. За год –2 млн квтч.

Мощность насосной станции для обратной закачки запаса воды из нижнего бассейна в течении 10 часов: Nз=20х10000000х: 0,9: (10х3600): 102=60 квт.

Затраты электроэнергии на обратную закачку воды в течении 10 ночных часов, в период спада потребления электроэнергии составят: 600 квтч.

Таким образом, в систему будут выданы в часы пиковых нагрузок за год: 330х(5280-600)=1,55 млн квтч.

При варианте традиционного ГАЭС, при выработке 2 млн квтч надо было изъят из системы более 2,5 млн квтч.

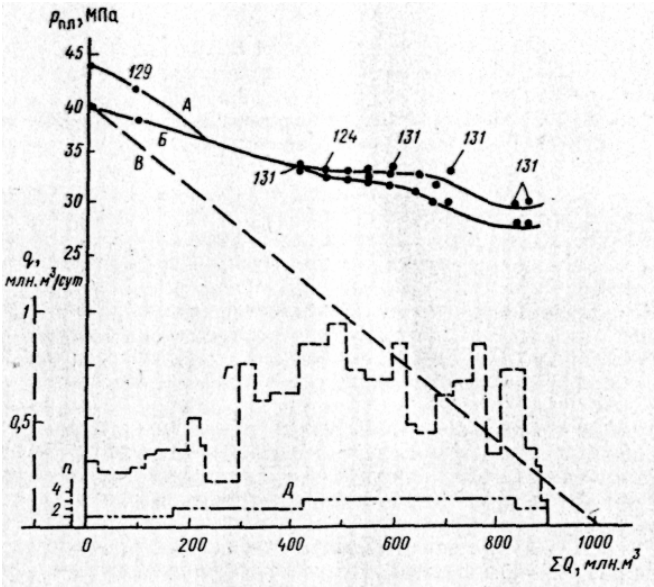


Рис.3. Динамика разработки верхнемеловой газовой залежи месторождения Ачису (Кривые: А – Рпл - f ΣQ - (цифры - номера скважин, в которых замерялось пластовое давление); Б- Рпл/Z- f ΣQ фактическая; В- Рпл/Z- f ΣQ теоретическая; Г - изменения q - среднесуточного отбора газа из залежи; Д - изменения n - фонда действующих скважин).

Геолого-геотермические условия Дагестана позволяет преложить для создания ГГАЭС кроме Ачисинского, еще верхнемеловые выработанные нефтяные и газовые месторождения: Шамхалбулак, Димтровское (в заводненных участках), Гаша, Селли, Избербаш и др.

Общая мощность ГГАЭС в Дагестане может быть доведена до 10 МВт.

Затраты на создание ГГАЭС будут направлены на бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин. Это основная и наиболее емкая статья. Для площади Ачису например, они составят – 450-500 млн руб.

На строительные работы по созданию верхнего и нижнего бассейнов необходимы около 100 млн руб. Для сравнения, стоимость Гунибской ГЭС составила 630 млн руб. Годовая выработка электроэнергии-30 млн квтч.

Разумеется, строительство ГГАЭС обходится дороже, чем строительство традиционной ГАЭС. Однако при этом затраты эксплуатационные затраты, особенно электроэнергии на обратную закачку воды в верхний бассейн при варианте ГГАЭС намного меньше.

При общей установленной мощности 10 МВт выработка «пиковой» электроэнергии может составит-14 млн квтч.

Экономический эффект ГГАЭС складывается из реализации выданной в систему электроэнергии и экономии изъятия ее из системы. При стоимости реализации 1 квтч за 2 рубля годовая экономия составит при установленной мощности 10 МВт составит примерно 35-40 млн руб в год.

Литература:

1. *Гайдаров Г.М., Исрапилов М.И.* Термические и гидрохимические эффекты в гидротермальной скважине. Тр. ИПГ ДНЦ РАН. Вып.26. с.152-156.
2. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М., Недра.1965. 210с.
3. Фондовые материалы ОАО «НК»Роснефть-Дагнефть».

АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ИСТОЧНИКА И ТЕПЛОВОГО НАСОСА

Ильин Р.А., Ильин А.К.

Лаб. нетрадиционной энергетики Отдела энергетических проблем СНЦ РАН (при АГТУ); Астрахань, Россия, 414025, , ул.Татищева, 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

В работе проанализирован вариант совместной работы геотермального источника и теплового насоса с целью повышения эффективности работы системы геотермального теплоснабжения. Приводятся необходимые оценочные зависимости и численные значения оценочных параметров

В связи с развитием систем использования геотермальной энергии [1-3] оценка эффективности их элементов весьма актуальна [1-4]. В настоящей работе рассмотрен вариант совместной работы геотермального источника и теплового насоса. Он может использоваться при разработке или модернизации систем геотермального теплоснабжения.

Использование тепловых насосов (ТН) признано практически обязательным в геотермальных теплоэнергетических системах [1-3 и др.]. Эксергетическая оценка эффективности использования теплового насоса авторами выполнена на основании методики [5] на примере двух циклов. Первый цикл реализуется в интервале температур от температуры окружающей среды $\dot{O}_{\text{î}}$ до температуры $\dot{O}_{\text{òí}}^{\text{âûõ}}$ на выходе из теплового насоса. Второй цикл реализуется также до температуры $\dot{O}_{\text{òí}}^{\text{âûõ}}$, но от температуры $\dot{O}_{\text{è}}$ низкопотенциального источника теплоты (источник геотермальных вод, промышленные сточные воды, низкопотенциальные вторичные энергоресурсы, теплоноситель после солнечных водонагревательных установок и др.), т.е. $\dot{O}_{\text{è}} \succ \dot{O}_{\text{î}}$. Схема осуществления таких вариантов представлена на рис.1.

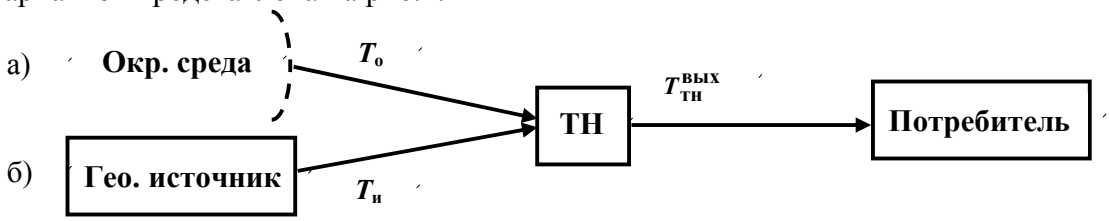


Рис.1. Схема работы теплового насоса по двум вариантам: а) в интервале температур от окружающей среды и б) в интервале температур от геотермального источника до температуры теплоносителя на выходе из ТН.

Основной параметр для анализа – коэффициент преобразования эксергии в тепловом насосе, который равен отношению эксергии на выходе из ТН $\mathring{a}\tilde{o}_{\text{òí.ò}}$ к подведенной эксергии (в виде механической работы) $\mathring{a}\tilde{o}_{l.\text{ò}}$:

$$\eta_{\text{ýêñ.ò}} = \mathring{a}\tilde{o}_{\text{òí.ò}} / \mathring{a}\tilde{o}_{l.\text{ò}} . \qquad (1)$$

Здесь индекс «т» означает, что рассматривается теоретический обратный цикл – цикл Карно. Для этого цикла в интервале температур $\dot{O}_{\text{î}} - \dot{O}_{\text{òí}}^{\text{âûõ}}$ показано, что всегда $з_{экс.т}$= 1.

Для реального цикла, потери в котором учитываются КПД $з_{тн}$ теплового насоса (0,6 … 0,7)

$$\eta_{\text{ýêñ.ä}} = \eta_{\text{òí}} \text{ и } \eta_{\text{ýêñ.ä}} < 1. \qquad (2)$$

Для цикла с дополнительным низкопотенциальным источником ($\grave{O}_{\grave{e}} \succ \grave{O}_{\grave{i}}$)

$з_{экс.т}$ =1/(1-в), (3)

где $\beta = (\grave{O}_{\grave{e}} - \grave{O}_{\grave{i}})/(\grave{O}^{\hat{a}\hat{u}\tilde{o}}_{\grave{o}\acute{i}} - \grave{O}_{\grave{i}})$, а действительный («д») коэффициент преобразования эксергии составляет

$з_{экс.т}$ =[1/(1-в)] $\eta_{тн}$. (4)

Для условия $\grave{O}^{\hat{a}\hat{u}\tilde{o}}_{\grave{o}\acute{i}} \succ \grave{O}_{\grave{e}} \succ \grave{O}_{\grave{i}}$, как следует из (2) и (3), возможно $з_{экс}$> 1. Это объясняется тем, что к ТН кроме эксергии механической работы подводится эксергия от дополнительного источника, т.е.

$$\mathring{a}\tilde{o}_{\grave{o}\acute{i}.\grave{o}} = \mathring{a}\tilde{o}_{l.\grave{o}} + \mathring{a}\tilde{o}_{\ddot{a}} . \quad (5)$$

Поэтому теоретическая величина $\mathring{a}\tilde{o}_{\grave{o}\acute{i}.\grave{o}} / \mathring{a}\tilde{o}_{l.\grave{o}}$, которая и введена формулой (1), равна ≥ 1. Этим объясняется повышение эффективности работы ТН при повышении температуры $\grave{O}_{\grave{e}}$ на его входе. Всегда соблюдается равенство

$$\mathring{a}\tilde{o}_{l.\grave{o}} + \mathring{a}\tilde{o}_{\ddot{a}} = \mathring{a}\tilde{o}_{\grave{o}\acute{i}.\grave{o}} . \quad (6)$$

На рис.2 показано изменение теоретического и действительного коэффициентов преобразования эксергии по формулам (1) и (2). Там же приведена величина коэффициента преобразования энергии (как отношение тепловой энергии на выходе ТН к подведенной эксергии в виде механической работы), применяющегося в обычном энергетическом анализе эффективности ТН.

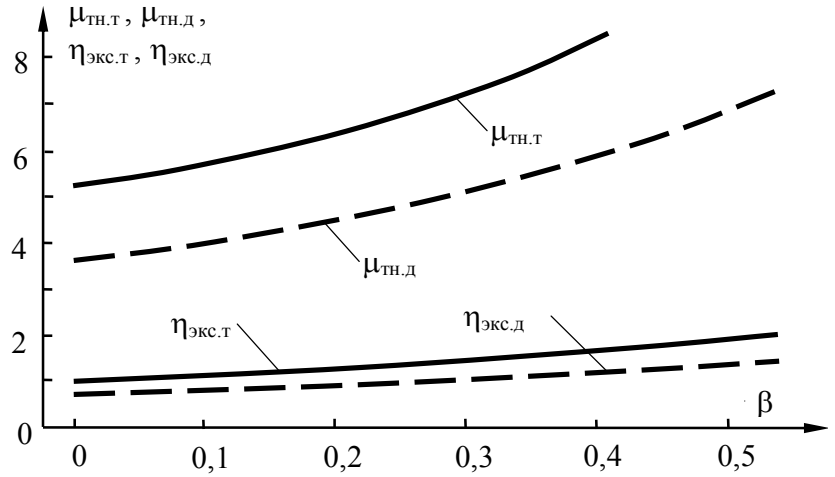


Рис. 2. Изменение коэффициентов преобразования эксергии $з_{экс}$ в ТН и коэффициентов преобразования энергии $м_{тн}$ в ТН при использовании дополнительного низкопотенциального источника (в>1). Действительные величины коэффициентов приведены при $з_{тн}$= 0,7.

Очевидно, в том числе и из рис.2, что величина $з_{экс}$ может быть физически объяснена на основе формул (1)-(2) и (5)-(6). Величина $м_{тн}$ не имеет физического пояснения, так как в ней сравниваются разные виды энергии: тепловая и механическая.

Таким образом, эксергетический анализ позволяет по термодинамическим критериям оценить эффективность обратного термодинамического цикла применительно к тепловым насосам, когда низкопотенциальный источник теплоты (геотермальная скважина) имеет температуру выше температуры окружающей среды.

Для низкопотенциальных геотермальных систем важно, что вследствие того, что $\grave{O}_{\grave{e}}$ существенно больше чем $\grave{O}_{\grave{i}}$. Это, как видно из рис.2, обеспечивает

существенное повышение эффективности ТН как по эксергетической, так и по энергетической оценкам.

Литература:

1. *Алиев Р.М.* Инновационные проекты геотермальной теплоэнергетики республики Дагестан / Материалы Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала: ИПГ ДагНЦ РАН, 2006. С. 32-40.
2. *Алхасов А.Б.* Современное состояние и перспективы развития геотермальной энергетики / Материалы Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала: ИПГ ДагНЦ РАН, 2006. С. 4-11.
3. *Бутузов В.А.* Анализ геотермальных систем теплоснабжения России // Промышленная энергетика. 2002. № 6. – С. 53-57.
4. *Ильин А.К., Атдаев Д.И.* Термодинамическая эффективность систем распределения геотермальных теплоносителей. Ростов-на-Дону: Южный научный центр РАН, 2005. 130 с.
5. *Ильин А.К., Ильин Р.А.* Эксергетическая оценка эффективности обратного термодинамического цикла / Материалы международной научно-технической конференции «Энерго- и ресурсоэффективность в энергобезопасности России». Пленарные доклады. Казань: КазГЭУ, 2007. С. 195-197.

АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ИСТОЧНИКА И КОТЛА

Ильин Р.А.

Лаб. нетрадиционной энергетики Отдела энергетических проблем СНЦ РАН (при АГТУ); Астрахань, Россия; 414025, ул. Татищева, 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

В работе проанализирован вариант совместной работы геотермального источника и топливного котла с целью повышения эффективности работы системы геотермального теплоснабжения. Приводятся необходимые оценочные зависимости и численные значения оценочных параметров

На практике возможны варианты совместной работы геотермального источника и традиционной топливной установки – пикового котла [1-5]. Это позволяет использовать низкотемпературные скважины с догревом геотермального теплоносителя за счет топливного котла.

Например [5]: г.Рейкьявик (Исландия) – более 70 % отопительной нагрузки обеспечивается теплотой геотермальных вод с температурой на выходе из скважины 130°С, остальную потребность в тепловой энергии покрывает пиковый котел; г. Кизляр - геотермальная вода с температурой 105…107°С поступает в геотермальную теплораспределительную станцию, где во втором контуре подогревает воду для системы отопления и горячего водоснабжения, а пиковые нагрузки могут восполняться дополнительным котлом (по проекту модернизации); пос. Мостовской (Краснодарский край) – геотермальный теплоноситель с температурой 75 ^{o}С от двух скважин поступает в баки-аккумуляторы, а затем используется для теплоснабжения жилых и административных зданий, однако пиковые нагрузки компенсируются котлом; в системе геотермального теплоснабжения в жилой зоне Средне-Паратунского тепличного комбината на Камчатке используется пиковый электрокотел; в проекте электро- и теплоснабжения г. Махачкалы также предусмотрен пиковый котел.

Эффективность совместной работы геотермального источника и пикового котла выполнена на основе коэффициента использования располагаемой эксергии [4]. В данном случае он равен отношению эксергии теплового потока перед потребителем к сумме располагаемых эксергий на входе в систему: для геотермального источника это эксергия потока воды на выходе из скважины, для пикового котла – эксергия теплового потока продуктов сгорания топлива при стандартных условиях сжигания. Таким образом, коэффициент $дз_у$ учитывает, какая доля от первичной (располагаемой) эксергии подводится к потребителю. Применение этого коэффициента особенно важно вследствие включения в геотермальную систему котла, в котором потери располагаемой эксергии намного выше, чем в геотермальном источнике.

Коэффициент использования располагаемой эксергии получен в виде:

$$дз_у = (ф_п + вз_к ф_к)(1 - з_{пт})/(ф_и + вз_к ф_г), \qquad (1)$$

где $ф_и$ – эксергетическая температурная функция в интервале температур $T_{\hat{i}} ... T_{\grave{e}}$; $ф_к$ – то же, в интервале температур $T_{\hat{i}} ... T_{\hat{e}}$; $ф_г$ – то же, в интервале температур $T_{\hat{i}} ... T_{\grave{o}}$; $\grave{O}_{\hat{e}}$ - абсолютная температура теплоносителя на выходе из котла, К; $T_{\grave{o}}$ – максимальная теоретическая абсолютная температура горения топлива в котле,

определяемая при стандартных условиях [5], при сжигании газа $T_г$ = 2313 К; *в=Qк/Qи*.

Снижение температур $t_ê$ и $t_è$ после смешения соответствующих потоков до *(t_n + Дt)* на выходе из теплового пункта происходит из-за наличия разности температур в теплообменниках этого пункта. Это ведет к потерям располагаемой эксергии. Величина *Дt* учитывает, что температура потока после теплового пункта выше температуры $t_ï$ из-за наличия тепловых потерь в теплопроводе.

Выполнены вариантные расчеты коэффициента дз$_у$ по (1) при следующем сочетании параметров: $T_í$ = 283 К, $T_í$ = 363 К, $T_è$ = (273+90) К…(273+120) К, $T_ê$ = (273+150) К, $T_г$ = 2313 К. Температура $T_í$ принята постоянной в данном случае, т.к. ее колебания по сезонам года вносят небольшую погрешность в результаты расчета.

Результаты расчета по (1) представлены на рис.1, который показывает, что на эффективность системы с пиковым котлом существенно влияет температура в геотермальном источнике. Наибольшее влияние оказывает доля котла *в* в общем тепловом потоке к потребителю. И, как указано выше, чем большее участие котла в данной системе, тем меньше использование суммарной располагаемой эксергии. Линия $t_è$ = 90 °С на рисунке разделяет две области: ниже нее находятся режимы работы системы, когда котел повышает общий тепловой поток к потребителю без изменения температуры после теплового пункта, выше – когда температура источника ниже температуры, требуемой потребителю, и котел догревает геотермальный теплоноситель до 90 °С и увеличивает общий тепловой поток.

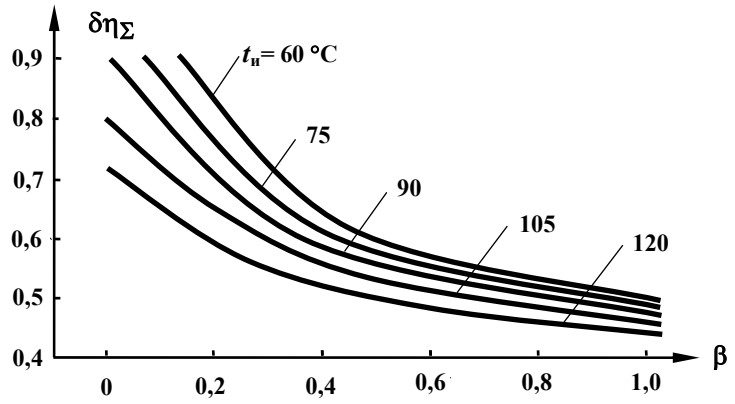


Рис.1. Зависимость коэффициента использования располагаемой эксергии системы «геотермальный источник - пиковый котел» от соотношения тепловых потоков «котел - геотермальный источник».

По результатам анализа можно сделать следующие существенные выводы.

1. Пиковый котел можно использовать в системе геотермального теплоснабжения для повышения общего теплового потока к потребителю и для догрева теплоносителя до нужной температуры.
2. Включение котла в систему геотермального теплоснабжения снижает коэффициент использования суммарной располагаемой эксергии в системе.
3. При реальных параметрах, в том числе – по величине *в*, эффективность использования располагаемой эксергии в системах геотермального теплоснабжения с пиковым котлом в 1,3…1,5 раза выше, чем в обычных

отопительных котельных для которых величина коэффициента $\delta\eta_{\Sigma}$ в пределах 0,25…0,35 [5].

Таким образом, совместное использование геотермальных источников с различной температурой, применение низкокипящих рабочих веществ в ГеоТЭС, использование пикового котла, использование тепловых насосов и эффективной системы распределения геотермальных теплоносителей, как показано выше, может существенно повысить энергетическую эффективность использования геотермальных вод.

Литература:

1. *Алхасов А.Б.* Современное состояние и перспективы развития геотермальной энергетики / Материалы Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала: ИПГ ДагНЦ РАН, 2006. С. 4-11.
2. *Алиев Р.М.* Инновационные проекты геотермальной теплоэнергетики республики Дагестан / Материалы Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала: ИПГ ДагНЦ РАН, 2006. С. 32-40.
3. *Бутузов В.А.* Анализ геотермальных систем теплоснабжения России // Промышленная энергетика. 2002. № 6. С. 53-57.
4. *Ильин Р.А., Ильин А.К.* Эффективность использования эксергии топлива в котлах различного назначения // Вестник АГТУ. 2006. Вып. 3 (32). С. 253-256.
5. *Ильин Р.А., Ильин А.К.* «Пиковый» котел в системе геотермального теплоснабжения / Труды 6-й Международной научно-технической конференции «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве». Часть 4. «Возобновляемые источники энергии. Местные энергоресурсы. Экология». М.: ГНУ «ВИЭСХ», 2008. С. 241-245.

ВОЗДЕЙСТВИЕ КОНЦЕНТРИРОВАННОГО ПОТОКА СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА МАТЕРИАЛЫ ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКЕ

Вайнштейн[1] С.И., Менделеев В.Я.[2], Сковородько С.Н. [2], Шпильрайн Э.Э. [2], Щеглов В.Н. [2]

[1] – Московский государственный университет инженерной экологии;

[2] – Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19.

На основе разработанных ранее методик по исследованию контролируемого воздействия, как по мощности так и спектральному составу оптического излучения на поверхности образцов различных материалов с целью изменения оптико-физических свойств поверхности и материалов, применяемых в гелиоэнергетике при воздействии многоспектрального излучения различной интенсивности в работе исследовалось приповерхностное модифицирование обусловленное воздействием концентрированного потока солнечного излучения на металлические материалы (алюминий: плотность светового потока до 800 кВт/м^2, Tmax=903 K; сталь: до 1058 кВт/м^2, Tmax=1132 K).

Показано, что в результате воздействия высокоинтенсивного потока солнечного излучения на стальной образец в условиях небольших концентраций кислорода удается получить устойчивое пленочное покрытие (полупроводниковое или диэлектрическое).

Пленочное магнетитовое покрытие на стальном образце при длинах волн 10.6 мкм показало высокий коэффициент отражения, что может быть использовано на практике для получения дешевых зеркал на указанную длину волны.

Получены соотношения для коэффициентов отражения и пропускания трехслойной поглощающей среды, учитывающие толщину и оптические постоянные монокристаллического кремния и оксидных пленок, шероховатость поверхности и степень временной когерентности оптического излучения.

Введение и постановка задачи о приповерхностном модифицировании. Развитие современных наукоемких технологий требует применения новых типов материалов и, более того, возможности управления (получения с заданными параметрами) оптико-физическими и технологическими (например, прочность) характеристиками.

Существует два пути развития материаловедения: а. получение новых материалов, воздействуя на исходные вещества экстремальными параметрами (давление, температура, длительности и амплитуды импульсов, высокоинтенсивные потоки частиц и др.) - интегральное воздействие, связанное с изменением объемных характеристик образцов; б. получение новых материалов (или новых свойств) за счет поверхностного воздействия потоков частиц и электромагнитных полей (солнечное излучение, протонно-ионная имплантация, дуговой разряд и др.). Во втором случае требуются существенно меньшие потоки энергии, происходит изменение физических свойств на различной глубине, что может являться основой для создания тонкослойных и пленочных материалов. Это, так называемое, приповерхностное материаловедение использует в роли реконструирующего инструмента различные типы воздействий, роль которых заключается в формировании нового (отличного от предистории образца) поверхностного слоя (с заданными свойствами) и внутренней границы с объемом образца.

Такая постановка вопроса стала возможной в связи с развитием физики поверхности, когда поверхность стала определяться как один из основных

дефектов трехмерной структуры твердого тела. Обрыв химических связей на поверхности приводит к изменению координационной сферы (структурного фактора) поверхностных атомов и регибридизации их валентных орбиталей. Итогом этого является: 1. возникновение новых (собственных) квантовых локализованных поверхностных электронных состояний (ПЭС), выполняющих роль центров захвата и рекомбинации свободных носителей заряда; 2. изменение эффективных зарядов поверхностных атомов, порядка их расположения и межатомных расстояний; 3. появление дополнительных деформаций; 4. изменение фононного спектра. Нарушенная структура поверхности не может скачком перейти к упорядоченной структуре объема кристалла и, следовательно, должна существовать конечная трехмерная переходная область, ряд физических свойств которой отличен от объемных.

Следует также отметить, что любая поверхностная фаза в той или иной степени неоднородна. Ее гетерогенность обусловлена: а. геометрической и структурной неоднородностью (выход на поверхность граней кристалла с различной химической активностью, а также дислокаций и других макроскопических дефектов); б. химической неоднородностью (результат взаимодействия координационно- или валентнонасыщенных поверхностных атомов и точечных дефектов с молекулами внешней среды); в. неоднородностью электронных свойств (благодаря высокой дефектности поверхности и присутствию на ней разнообразных химических комплексов возникает широкий спектр несобственных ПЭС, который накладывается на спектр собственных локализованных состояний, связанных с обрывом кристаллической решетки).

Все перечисленное приводит к тому, что происходит реконструкция поверхностной фазы, поверхность характеризуется большими амплитудами колебаний атомов и затрудненным обменом колебательной энергии с объемом. Это создает благоприятные условия для всякого рода структурных перестроек (фазовые переходы типа порядок-порядок, приводящие к перестройке сверхрешеток). А с ростом температуры реализуется и переход порядок-беспорядок, т.е. плавление, которое начинается с поверхности (температура Дебая поверхностной фазы почти вдвое меньше объемной, поэтому и $T_{пл(поверх.)} < T_{пл(объем)}$ и фронт расплава движется внутрь кристалла.

Таким образом, приповерхностные нарушения и дефектность могут рассматриваться как новые разрешенные структурные состояния, генетически заложенные в электронно-энергетическом спектре твердого тела, и которые могут служить основой для получения новых свойств у материалов и материалов как таковых.

В силу указанной многопараметричности поверхности появляется возможность управления поверхностными свойствами материалов и, в частности, получение фаз с заданными свойствами без использования экстремальных состояний вещества по давлению и температуре, а лишь регулируя скорость нагрева (охлаждения). Это может быть достигнуто воздействием лазерного излучения, концентрированного потока солнечного излучения, дугового или иного разряда. Кроме того, надо иметь в виду возможности связанные с различной механической (или химической) предварительной обработкой поверхности - шлифовка, полировка, травление и др.

Несколько слов о последнем воздействии. Обычно на поверхности имеет место статистическое распределение локальных электрических полей, которые оказывают существенное влияние на макроскопические поверхностные электронные характеристики. Воздействие полей разрядов может изменить

характер распределения локальных полей и, как следствие, привести к изменениям в макроскопических характеристиках. Таким образом, внешние электрические поля выступают в роли дополнительного инструмента, модифицирующего поверхность.

Основной вопрос в этих случаях: как протекает релаксация поверхности после ее поверхностного модифицирования в результате теплового воздействия. Этот вопрос не может быть до конца разрешен в рамках структурных исследований на отрелаксировавших квазиравновесных поверхностных фазах. То есть методы структурных исследований после теплового воздействия: Оже-спектроскопия, сканирующая электронная микроскопия, рентгенография и др. дают информацию лишь о результатах воздействия, а не о динамике процесса термического воздействия. Здесь же надо отметить, что после теплового воздействия происходит взаимодействие поверхности с окружающей средой, что вносит свой неконтролируемый вклад в параметры поверхности.

Все это заставляет обратиться к контролю временных процессов на поверхности. И здесь наиболее перспективным представляется измерение поляризационных характеристик оптического сигнала, отраженного от поверхности. Это обусловлено возможностью восстановления данных о комплексном показателе преломления поверхности, являющимся основным оптическим параметром.

На основе разработанных ранее авторами методик по исследованию контролируемого воздействия, как по мощности так и спектральному составу оптического излучения на поверхности образцов различных материалов с целью изменения оптико-физических свойств поверхности и материалов, применяемых в гелиоэнергетике при воздействии многоспектрального излучения различной интенсивности в работе исследовалось приповерхностное модифицирование обусловленное воздействием концентрированного потока солнечного излучения на металлические материалы (алюминий: плотность светового потока до 800 кВт/м^2, Tmax=903 K; сталь: до 1058 кВт/м^2, Tmax=1132 K).

Обоснование выбора и параметры экспериментальных образцов. Для исследований были выбраны цилиндрические образцы алюминия (диаметр 50 мм, толщина 30 мм) и стали (диаметр 39.2 мм, толщина 20 мм). Выбор материала образцов не случаен. Ранее авторами исследовались аналогичные образцы из алюминия, но при меньших тепловых нагрузках. Поэтому, с одной стороны, проверялись закономерности, обнаруженные ранее и особенности их реализации при более высоких тепловых параметрах.

Таблица 1. Алюминиевые образцы.

N п/п	Tmax, K	Время возд., с	Плотность светового потока, кВт/м^2	Плотность потока энергии, МДж/м^2	Давление, бар	Энергия воздействия, МДж	Энергия воздействия / Tmax, МДж/(T,K)
1	903	285	437	124.545	$2\cdot10^{-5}$	0.2444	$2.71\cdot10^{-4}$
2	630	110	455	50.05	$2.6\cdot10^{-5}$	0.0982	$1.559\cdot10^{-4}$
	723	155	446	69.130	$3\cdot10^{-5}$	0.1357	$1.88\cdot10^{-4}$
	813	240	405	97.200	$2.6\cdot10^{-5}$	0.19076	$2.35\cdot10^{-4}$
3	787	215	435	93.525	$2.7\cdot10^{-5}$	0.1835	$2.33\cdot10^{-4}$
4	764	192	405	77.760	$2.7\cdot10^{-5}$	0.1526	$1.997\cdot10^{-4}$
5	833	105	800	84.0	$2.7\cdot10^{-5}$	0.16485	$1.98\cdot10^{-4}$

Второй материал – сталь – был выбран как более тугоплавкий, что позволяло получить результаты низкоинтенсивного воздействия. Оба материала,

кроме того, являются основными материалами авиационной и металлообрабатывающей промышленности, что обуславливает практическую значимость исследований.

В табл. 1 и 2 приведены энергетические характеристики воздействия и условия испытаний металлических образцов.

Таблица 2. Стальные образцы.

N п/п	Tmax, K	Время возд., с	Плотность светового потока, кВт/м^2	Плотность потока энергии, МДж/м^2	Давление, Бар	Энергия воздействия, МДж	Энергия Воздействия / Tmax, МДж/(T,K)
6	969	50	1038	51.9	$3\cdot10^{-5}$	0.0628	$6.48\cdot10^{-5}$
7	1132	105	1034	108.57	$5\cdot10^{-5}$	0.1314	$1.16\cdot10^{-4}$
8	1005	40	1040	41.60	$5\cdot10^{-5}$	0.05034	$5.01\cdot10^{-4}$
9	1075	40	1058	42.32	$5\cdot10^{-5}$	0.05121	$4.76\cdot10^{-4}$
10	1130	50	1054	52.7	$5\cdot10^{-5}$	0.0638	$5.65\cdot10^{-4}$

Методы экспериментального исследования состояния поверхности материалов. Физико-химические, металлофизические и оптические исследования поверхностных слоев, сформированных на металлических образцах в процессе теплового воздействия, проводились с помощью комплекса методов.

а. ***Рентгеноструктурный фазовый анализ слоев*** на глубину до 0.5-0.8 мкм осуществлялся с помощью дифрактометра SINTAX при облучении поверхности образцов монохроматическим рентгеновским пучком ($Cu\,K\alpha$-излучение) под малым углом $3\text{-}5^0$ относительно поверхности образцов.

Дифрактометр предназначен для анализа тонких пленок при симметричной и асимметричной регистрации дифрактограмм с Co, Cu, Cr - анодами, гониометром для изучения текстуры (преимущественной ориентации кристаллических зерен в поликристаллах или молекулах в аморфных телах, приводящая к анизотропии свойств материалов) пленок. Дифрактометр снабжен камерой для изучения малоуглового рассеяния.

В объеме анализируемых слоев могли быть зафиксированы все структурные (фазовые) обособления на основе компонентов сплавов железа (стали) и алюминия (алюминиевые сплавы). Для идентификации фазового состава использовали положение максимумов дифракционных рефлексов в зависимости от двойного угла дифракции, которые сравнивали с аналогичными данными, представленными в картотеке ASTM для сталей, алюминиевых сплавов и оксидов на основе железа, алюминия, магния, меди, включая шпинели.

б. ***Исследования элементного состава поверхностных слоев*** осуществляли методами рентгеноспектрального микроанализа и электронной оже-спектроскопии на приборе CAMEBAX-MICRO. Рентгеновский микроанализатор CAMEBAX-MICRO с детектором рентгеновского излучения с волновой дисперсией. Дисперсия вызвана микромасштабными свойствами среды (кристаллической структурой). Микроанализатор является стандартным прибором для анализа элементного состава, включая кислород.

В установке с помощью ЭВМ осуществляется автоматическая корректировка тока электронного пучка от 4 нА до 300 мА с воспроизводимостью лучше 0.3%. Для получения количественного результата используется программное обеспечение фирмы "CAMECA", включающее 7 различных процедур количественного анализа по программе DECLARE.

в. ***Химический состав*** анализировали с помощью метода рентгеноэлектронной спектроскопии на приборе НВ-100.

Сканирующий оже-микроскоп НВ-100 (фирма изготовитель - Vacuum Generators, England) может быть использован для изучения и контроля распределения элементов в приповерхностных слоях пленок материалов и сопоставления этих данных с морфологией (топографией) поверхности.

Установка НВ-100 снабжена источником электронов с полевой эмиссией, что позволяет проводить исследования образцов в режимах: 1) растрового электронного микроскопа с разрешением лучше 10 нм; 2) микрозондового анализа с разрешением до 30 нм; 3) электронного оже-спектрометра с получением изображений анализируемого образца в оже-электронах.

Установка дополнительно снабжена прецизионным манипулятором для обеспечения воспроизводимого перемещения образцов в спектрометре, камерой для быстрого введения образцов, чувствительных к воздействию атмосферы, приставкой для приготовления чистых поверхностей (поверхности скола) в высоком вакууме.

Спектрометр снабжен ионными аргоновыми пушками для послойного распыления образцов. Данная методика была использована для локального трехмерного химического анализа металлических образцов.

Идентификация химического состояния основных элементов - железа, алюминия, магния, углерода, кислорода вели по аналитическим спектральным линиям Fe 2p, Fl 2s и 2p, Mg 2s и 2p, C 1s, O 1s путем сравнения их формы и сдвигов по энергиям связи с аналогичными параметрами этих же линий в спектрах эталонных соединений.

г. ***Послойный элементный анализ поверхностных слоев*** осуществляли на установке НВ-100 с помощью распыления локального участка образца ионами аргона с энергией 5 КэВ при средней скорости травления для стальных образцов - 7 нм/мин (скорость была измерена на эталоне - оксиде железа (II, III), для алюминиевых образцов - 5 нм/мин (скорость была измерена на эталоне Al_2O_3). Данные по толщинам пленок на представленных образцах относятся к локальным участкам, на которых проводились измерения, размером 2х2 мм и могут в полной мере характеризовать пленки только в случае их однородности.

О сегрегации элементов на поверхности образцов судили по результатам количественного оже-спектрального анализа, выполненного после измерений интенсивностей аналитических спектральных линий с помощью мультиплексора, позволяющего измерять интенсивность линий при послойном оже-анализе. Для профильного анализа использовали следующие спектральные линии - Fe с энергией оже-перехода 703 эВ, O - 513 эВ, C - 272 эВ, Al - 1378 и 1396 эВ, Mg - 1174 и 1186 эВ. Необходимые данные для расчета количественного состава по методике факторов относительной чувствительности были получены после анализа эталонных образцов, оксидов алюминия, железа, сплава АМГ6, графита с учетом коэффициентов ионного распыления для введения поправок на эффект селективного ионного распыления.

д. ***Электронно-микроскопические изображения поверхности образца*** алюминия (№1) были получены с помощью электронного микроскопа CAMEBAX-MICRO в режиме отраженных электронов.

ж. ***Спектральный анализ поверхностей металлических образцов***. Основными характеристиками поверхностей материалов являются коэффициенты пропускания и отражения.

Во многих практически важных случаях в распределении отраженного светового потока наряду с диффузным присутствует ярко выраженное зеркальное отражение. Поэтому полную отражательную способность удобно представить в виде [3]:

$$\rho_\Sigma = \rho_d + \rho_m , \qquad (1)$$

где ρ_d - нормально-полусферическая отражательная способность без учета зеркальной составляющей.

Измерение полной отражательной способности материалов является одной из наиболее сложных фотометрических задач. Отражение светового потока может происходить по множеству направлений заполняющих всю полусферу.

Формы распределения отраженного излучения могут быть весьма разнообразными. Наиболее простыми являются: диффузное отражение от рассеивающего материала, при котором соблюдается закон Ламберта (яркости светорассеивающей поверхности во всех направлениях одинаковы); зеркальное отражение от гладкой полированной поверхности (рассеяние отсутствует).

Благодаря своей простоте и удобству математической обработки эти приближения наиболее широко используются в практике, хотя известно, что отражение излучения реальными материалами лишь приближенно может соответствовать этим простым законам распределения. Большинство материалов отражает излучение диффузно, причем яркости поверхности зависят от направления освещения и распределение отраженного светового потока может сложным образом зависеть от координат.

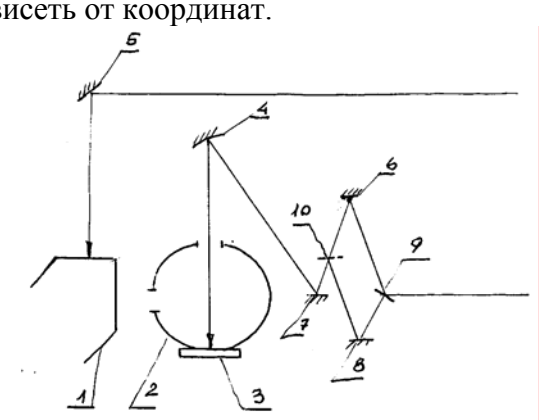


Рис.1. Оптическая схема спектрофотометра MPS – 2000 (1-ФЭУ; 2-интегрирующая сфера; 3-образец; 4-сферическое зеркало; 5,6,7,8,10-плоское зеркало; 9-поворотное плоское зеркало).

Наиболее распространенным способом измерения коэффициента отражения диффузно отражающих материалов является способ основанный на использовании интегрирующей сферы. Многоцелевая приставка RTA - 2000 к спектрофотометру MPS - 2000 (см. ниже) со стандартной интегрирующей сферой позволяет измерить относительную диффузную отражательную способность без учета зеркальной составляющей. На рис.1 представлена принципиальная оптическая схема приставки. При изменении хода лучей (поворотное зеркало 9) можно измерить абсолютное значение зеркального коэффициента отражения. размеры входного окна интегрирующей сферы приставки значительно больше размеров сечения светового потока. Поэтому при измерении относительной диффузной отражательной способности не регистрируется не только зеркально отраженный поток излучения, но и излучение, рассеянное в "малые" углы, определяемые апертурой входного окна интегрирующей сферы, что не позволяет использовать соотношение (1) для определения полной отражательной способности.

Таким образом, чтобы определить относительную полную отражательную способность с помощью RTA - 2000 необходимо изменить размеры входного окна интегрирующей сферы. При этом апертура входного окна должна приблизительно совпадать с апертурой отражаемого зеркально светового потока. Тогда выполнив последовательно измерения диффузной и зеркальной составляющих можно получить относительную полную отражательную способность:

$$\rho_{\Sigma} = \rho_d (1 - S_{ent} / S_{sp}) + \rho_m, \qquad (2)$$

где S_{ent}, S_{sp} - площадь входного окна интегрирующей сферы и площадь интегрирующей сферы соответственно.

Для исследования отражения поверхностей материалов в различных спектральных диапазонах использовались спектрофотометры: MPS - 2000 фирмы Шимадзу (0.19 - 0.9 мкм) и U-3400 фирмы Хитачи (0.19 - 2.5 мкм). Эти приборы построены по двухлучевой схеме, снабжены микропроцессорами, управляющими процессами настройки спектрофотометров и проводимыми измерениями. Оба прибора (MPS-2000 и U-3400) имеют спектрофотометрическую погрешность 0.3 % при воспроизводимости результатов измерения 0.1 %.

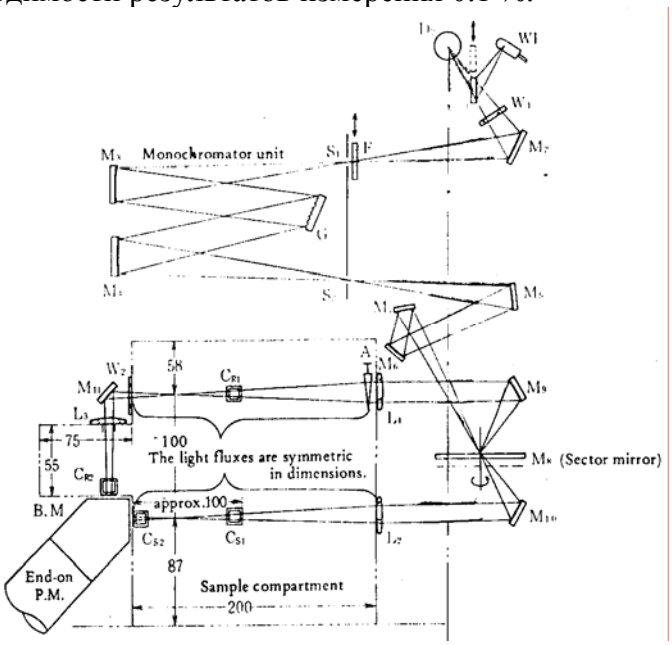


Рис.2. Оптическая схема спектрофотометра U – 3400 (D_2-дейтериевая лампа; Wl - галогенная лампа; M_1-M_{11} - зеркала; W_1, W_2 - кварцевое окно; F - фильтр; S_1, S_2 - щель; G - решетка; L_1-L_3 кварцевая линза; A - оптический ослабитель; C_{R1}, C_{S1} - первичный держатель ячейки; C_{R2}, C_{S2} вторичный держатель ячейки; BM - смеситель пучка; PM – ФЭУ).

На рис.1,2 приведены оптические схемы спектрофотометров MPS - 2000 и U - 3400. Принципиальные их отличия заключаются в использовании разного типа монохроматоров: блок Черни-Турнер и двойной монохроматор, а также в том, что в модели U - 3400 кроме фотоумножителя на спектральную область 0.19 - 0.9 мкм имеется PbS - фотоприемник на спектральную область 0.9 - 2.5 мкм. Для проведения измерений коэффициентов зеркального и диффузного отражения образцов в эти спектрофотометры устанавливаются специальные приставки. С использованием многоцелевой приставки RTA - 2000 в диапазоне 0.19 - 0.9 мкм проводились измерения коэффициентов зеркального отражения по абсолютной методике и коэффициентов диффузного отражения методом сравнения на интегрирующей сфере, покрытой $BaSO_4$. Образцом сравнения служил

свежеспрессованный порошок $BaSO_4$. Интегрирующая сфера и система зеркальной оптики приставки установлены в измерительный канал спектрофотометра, который электронным способом приводится к опорному каналу.

Спектрофотометр IR-435 фирмы Шимадзу использовался для измерений коэффициента зеркального отражения в спектральном диапазоне 2.5-25 мкм относительным методом. Прибор имеет двухлучевую схему, работает по принципу "оптического нуля", для уравнивания потоков ИК излучения двух каналов служит оптический клин типа "гребенка". При измерении коэффициента зеркального отражения использовались две приставки, устанавливаемые в оба канала (образца и сравнения) спектрофотометра, угол падения зондирующего излучения на образец составлял 10º. В качестве образца сравнения использовалось алюминиевое зеркало. Спектрофотометрическая погрешность IR-435 составляет 1.0%, воспроизводимость результатов измерений – 0.1%.

Рассмотренные методы экспериментального исследования состояния поверхности материалов позволили провести в данной работе исследования приповерхностного модифицирования обусловленное воздействием многоспектрального концентрированного потока солнечного излучения на металлические материалы (алюминий: плотность светового потока до 800 кВт/м^2, Tmax=903 K; сталь: до 1058 кВт/м^2, Tmax=1132 K).

Исследования показали, что в результате теплового воздействия на стальные образцы № 6 - 9 на их поверхности формируется оксидная пленка, состоящая из протяженного слоя оксида железа Fe_3O_4 на внешней поверхности и тонкого слоя на основе Fe_2O_3 на границе раздела оксид-сталь. На образцах алюминиевых сплавов (№ 2 - 5) на их поверхности формируются оксидные пленки на основе MgO, Al_2O_3 и для всех образцов характерна сегрегация магния в поверхностных слоях.

Экспериментальные исследования спектральных характеристик отражения металлических образцов. Измерения спектральных коэффициентов отражения образцов металлов после воздействия концентрированного потока солнечного излучения проводились в трех спектральных диапазонах: 0.19-0.9 мкм, 0.9-2.5 мкм, 2.5-25 мкм. Значительная величина коэффициента зеркального отражения в диапазоне 0.19-0.9 мкм отмечается у образцов №4 (алюминиевый сплав) и №7 (стальной образец).

Из анализа сравнения спектральных кривых исходных сплавов с соответствующими кривыми кривыми для сплавов после воздействия концентрированного потока солнечного излучения (образцы №4 и №7) следует, что произошло заметное снижение коэффициента зеркального отражения - *Rs*. Причем, если для образца №4 характерно монотонное падение величины *Rs* с уменьшением длины волны зондирующего излучения, что связано с развитием шероховатости поверхности, то для образца №7 наблюдаются экстремальные значения *Rs* на различных участках спектра, причина которых связана с интерференцией при отражении от полупрозрачной пленки конечной толщины.

Все образцы, кроме образца №7, имеют значительную диффузную компоненту отражения, а для образца №4 наблюдается ее рост с уменьшением длины волны.

В спектральном диапазоне 0.9-2.5 мкм диффузные компоненты образцов кроме №4, №7, выше, чем в диапазоне 0.19-2.5 мкм, а у образца №4 диффузная составляющая коэффициента отражения падает с увеличением длины волны зондирующего излучения.

В средней ИК области спектра наблюдается монотонный рост коэффициента зеркального отражения с увеличением длины волны практически на всех образцах, причем, значения *Rs* образцов №4 и №7 близки к значениям *Rs* для алюминиевого зеркала, используемого в качестве образца сравнения.

Исходя из приведенных зависимостей можно оценить величину среднеквадратического параметра шероховатости - σ образцов сплавов для различных уровней энергетического воздействия на их поверхности. Для этого использовалось известное соотношение, выполнимость которого проверена авторами работы [1] при больших значениях коэффициента зеркального отражения:

$R_S = R_{S0} \exp\left(\left(-4\pi\sigma/\lambda\right)^2\right)$, где *Rs* – значение коэффициента отражения металлического образца, R_{S0} - значение коэффициента отражения полированного образца (идеальное зеркало для данной длины волны - λ). Полученные значения σ приведены в табл.3. Расчеты проводились для тех длин волн, для которых величина *Rs* составляла не менее 0.75.

Таблица 3. Значения параметра шероховатости σ для металлических образцов на различных длинах волн.

Номер образца	Длина волны, мкм	Параметр шероховатости - σ, мкм
2	20	0.72
3	20	0.65
4	2.5	0.049
5	10	0.41
6	20	0.84
8	20	0.89

Как было отмечено, на поверхности стального образца №7 после воздействия концентрированного потока солнечного излучения образовалась тонкая полупрозрачная пленка, имеющая различные цветовые оттенки на различных участках. Для определения оптических свойств этой пленки были дополнительно проведены измерения коэффициентов зеркального отражения во всех трех спектральных диапазонах (см. выше) на участках поверхности образованной пленкой с различным цветом и на образце полированной стали, служащим подложкой для пленки. На кривых зеркального отражения пленок различной окраски (толщины) наблюдаются два экстремума: максимум около 400 нм и минимум в районе 750 нм. Оптические постоянные *n, k* пленки можно рассчитать по экстремальным значениям коэффициента зеркального отражения, как это проделано в [2] или описано в монографии [7], однако, в случае достаточно тонкой пленки соседние экстремумы Rs расположены на большом расстоянии по координате длин волн, что может привести к существенным ошибкам при значительной дисперсии оптических постоянных пленки и подложки.

Сначала, по полученным данным о коэффициенте зеркального отражения в диапазоне длин волн 0.2-25 мкм были рассчитаны оптические постоянные *n, k* исходного стального материала, используя модифицированный метод Крамерса - Кронига с улучшенной сходимостью [4]. Для определения констант интегрирования, необходимых при измерениях в конечном спектральном диапазоне [3], использовались значения *n* и *k*, определенные авторами в собственных исследованиях поляризационных характеристик образцов на длине

волны 0.63 мкм. Полученные результаты достаточно хорошо согласуются с оптическими постоянными железа, приведенными в [6].

Оптические постоянные образовавшейся пленки определялись по двум кривым зеркального отражения для разных толщин пленки методом итераций. Толщины пленки определялись независимо при послойном профильном анализе (см. выше) содержания кислорода в пленке и составили для кривых 83 нм и 68 нм. Система двух нелинейных уравнений имеет вид:

Rs1(n,k) - Re1=0; Rs2(n,k) - Re2=0,

где *Re1, Re2* - значения коэффициентов зеркального отражения, измеренные для двух толщин пленки (d1=83нм, d2=68 нм); Rs1(n,k), Rs2(n,k) - их аналитические зависимости, соответственно, приведенные, например, в монографии [7].

Как показывают результаты на кривой $n(\lambda)$ заметны несколько полос, более сильная в области 320 (3.87 эВ) нм и более слабая в области 430 (2.88 эВ) нм. При увеличении длины волны возрастает и коэффициент преломления, достигая при 800 нм значения n=2. На кривой $k(\lambda)$ различаются слабые полосы при λ=400 нм (3.1 эВ) и при λ=500 нм (2.48 эВ). Эти результаты согласуются по величине и характеру изменения показателя преломления с оптическими постоянными магнетита (Fe_3O_4), полученными в работах различных авторов [8], однако расположение полос поглощения несколько отличается от приведенного в данной работе для монокристаллических пленок и соответствует в большей степени пленкам поликристаллическим.

В спектральной области 0.9-2.5 мкм на кривой зеркального отражения пленки отсутствуют интерференционные экстремумы, *Rs* плавно увеличивается с ростом длины волны и продолжает расти в средней ИК области спектра и при длине волны в районе 10 мкм даже превышает значение *Rs* для полированной подложки без пленки. Коэффициент зеркального отражения образца №7 при длинах волн λ>7 мкм практически не ниже Rs образца сравнения, в качестве которого использовалось алюминиевое зеркало. Таким образом, пленка магнетита небольшой толщины (до 80 нм) на поверхности полированной стали может выполнять защитную функцию, сохраняя высокие отражательные характеристики после воздействия интенсивного потока солнечного излучения.

Таким образом, из анализа проведенных экспериментальных исследований по определению спектральных характеристик отражения металлических образцов можно сделать выводы:

1. В результате воздействия высокоинтенсивного потока солнечного излучения на стальной образец в условиях небольших концентраций кислорода удается получить устойчивое пленочное покрытие (полупроводниковое или диэлектрическое).
2. Пленочное магнетитовое покрытие на стальном образце при длинах волн 10.6 мкм показало высокий коэффициент отражения, что может быть использовано на практике для получения дешевых зеркал на указанную длину волны.

Заключение и выводы:

1. Проведено экспериментальное исследование воздействие концентрированного потока солнечного излучения на алюминиевые и стальные образцы: максимальное значение светового потока - 1058 кВт/м^2, Tmax=1132 K.
2. Проведен рентгеноструктурный фазовый анализ слоев на глубину металлических образцов до 0.5-0.8 мкм осуществлялся с помощью дифрактометра SINTAX при облучении поверхности образцов

монохроматическим рентгеновским пучком (Cu Kα - излучение) под малым углом 3-5° относительно поверхности образцов.

3. Исследован элементный состав поверхностных слоев алюминиевых и стальных образцов с помощью методов рентгеноспектрального микроанализа и электронной оже-спектроскопии на приборе CAMEBAX-MICRO. (рентгеновский микроанализатор CAMEBAX-MICRO с детектором рентгеновского излучения с волновой дисперсией).
4. Химический состав металлических образцов анализировался с помощью метода рентгеноэлектронной спектроскопии на приборе НВ-100.
5. Для исследования спектров отражения применялась многоцелевая приставка RTA - 2000 к спектрофотометру MPS - 2000 со стандартной интегрирующей сферой, что позволило измерить относительную диффузную отражательную способность без учета зеркальной составляющей.
6. Экспериментальные исследования воздействия светового потока показали, что в результате теплового воздействия на образцы № 6 - 9 на поверхности формируется оксидная пленка, состоящая из протяженного слоя оксида железа Fe_3O_4 на внешней поверхности и тонкого слоя на основе Fe_2O_3 на границе раздела оксид-сталь.
7. При тепловом воздействии на образцы алюминиевых сплавов (№ 2 - 5) на их поверхности формируются оксидные пленки на основе MgO, Al_2O_3. Для всех образцов характерна сегрегация магния в поверхностных слоях.
8. В результате воздействия высокоинтенсивного потока солнечного излучения на стальной образец в условиях небольших концентраций кислорода удается получить устойчивое пленочное покрытие (полупроводниковое или диэлектрическое).
9. Пленочное магнетитовое покрытие на стальном образце при длинах волн 10.6 мкм показало высокий коэффициент отражения, что может быть использовано на практике для получения дешевых зеркал на указанную длину волны.

Литература:

1. *Bennet H.E., Povteus J.O.* - JOSA, 1961, v.51, p.123.
2. *Kushev D.V., Zheleva N.N.* - Infrared Phys., 1986, v.26, №6, p.285.
3. *Альперович Л.И.* Метод дисперсионных соотношений и его применение для определения оптических характеристик. Душанбе: Изд-воТГУ, 1973, 46 с.
4. *Ahrenkiel R.K.* - JOSA, 1971, v.61, p.1651.
5. *Elizalde E., Gadenne P., Theye M.L.* - Optics Communications, 1986, v.60, №6, p.378.
6. *Золотарев В.М., Морозов В.Н., Смирнова Е.В.* Оптические постоянные природных и технических сред. Справочник. Л.: Химия, 1984, 216 с.
7. *Комраков Б.М., Шапочкин Б.А.* Измерение параметров оптических покрытий. М.: Машиностроение, 1986, 136 с.
8. *Лазарев В.Б., Соболев В.В., Шаплыгин И.С.* Химические и физические свойства простых оксидов металлов. М.: Наука, 1983, 239 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМБИНИРОВАННОЙ ГЕЛИОУСТАНОВКИ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Шишкин Н.Д., Губа О.Е.

Лаборатория нетрадиционной Энергетики ОЭП СНЦ РАН (при АГТУ);
Астрахань, Россия; 414025 г. Астрахань, ул. Татищева,16, e-mail: n.shishkin@astu.org

Непрерывный рост цен на традиционные топливные энергоресурсы и загрязнение окружающей среды выбросами вредных веществ при их сжигании делает весьма актуальным применение возобновляемых источников энергии: солнечной, геотермальной, ветровой, волновой и др. Для тепло- и электроснабжения многих удаленных от централизованных систем энергоснабжения потребителей, в том числе и нефтепромысловых объектов на суше и на море, требуется значительное количество тепловой и электрической энергии. Для их выработки могут быть наряду с топливно-энергетическими ресурсами использоваться и возобновляемые источники энергии, в частности солнечная энергия [1-3]. Это особенно актуально для многих объектов, расположенных на юге России, в частности для нефтяных месторождений Астраханской области. В ближайшие годы это станет актуальным и для инфраструктуры нефтедобывающих платформ, которые будут размещены на Северном Каспии.

Ранее авторами была рассмотрена энергетическая эффективность комбинированной гелиоустановки для автономного тепло- и электроснабжения [4], однако она не отражает в полной мере потенциальные возможности использования энергии с учетом температурных уровней теплоносителей. Поэтому целесообразно рассмотреть термодинамическую эффективность комбинированной установки на основе эксергетического метода.

Целью работы является анализ термодинамической эффективности комбинированной гелиоустановки для автономного тепло- и электроснабжения различных, в том числе нефтепромысловых объектов.

Один из вариантов предлагаемой авторами комбинированной фотоэлектротермической установки (КФЭТУ) изображен на рис.1. Солнечные лучи падают на поверхность концентраторов 3 и фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) 2, которые преобразуют энергию солнечной радиации в электрическую энергию. В дневные часы электроэнергия запасается в аккумуляторной батарее и расходуется на ночное освещение и в ряде бытовых приборов, а также для привода циркуляционного насоса 12. При концентрации солнечных лучей на поверхности ФЭП происходит их перегрев, что может привести к снижению их КПД и даже к разрушению. Для снижения температуры поверхности ФЭП можно утилизировать сбросную теплоту для плавления теплоаккумулирующего материала фазового перехода (ТАМФП), например, технического парафина [5]. Эта теплота затем используется для подогрева проходящей через теплоаккумулирующий теплообменник 6 холодной воды. Нагретая вода поступает в бак-аккумулятор 7. Расходный бак холодной воды 5, снабженный поплавковым запорным клапаном 4, наполняется из водопровода или из утилизатора тепла сточных вод 10 уже подогретой водой, до температуры 15-25°C. Использование горячей воды осуществляется при помощи трубопроводов горячего водоснабжения, расположенных ниже верхнего уровня бака-аккумулятора 7. В отопительный период горячая вода используется для систем

отопления с отопительными приборами (при температуре от 60 до 45°С), затем в системе напольного отопления (при температуре от 45 до 30°С). В ночное время концентраторы солнечной энергии 3 могут играть роль створок, которые закрывают поверхность установки и предотвращают остывание поверхности установки.

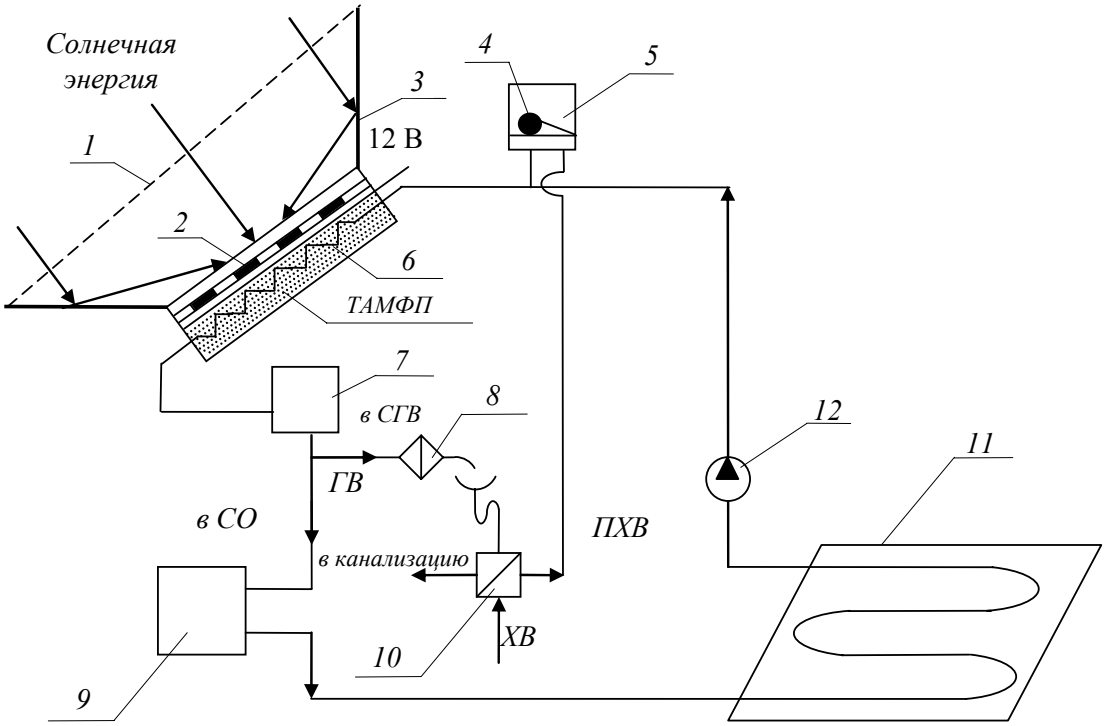


Рис. 1. Схема КФЭТУ для автономного электро- и теплоснабжения: *1*-остекление; *2*-ФЭП; *3*-концентраторы; *4*-поплавковый запорный клапан; *5*-расходный бак холодной воды; *6*-теплообменник; *7*-бак-аккумулятор; *8*-газовый водонагреватель; *9*-отопительные приборы; *10*-утилизатор тепла сточных вод*; 11*- напольная система отопления, *12*- циркуляционный насос.

Рассмотрим термодинамическую эффективность КФЭТУ. В качестве основных показателей термодинамической эффективности используются эксергетический КПД, в котором учитываются температурные уровни теплоносителей с помощью эксергетической температуры [6]. КФЭТУ состоит из солнечного нагревателя (СН) и ФЭП, газового водонагревателя (ГН), утилизатора тепла сточных вод (УТ), в качестве потребителей тепловой энергии принимаются система отопления (СО) и система горячего водоснабжения (СГВ). Структурная схема КФЭТУ приведена на рис. 2. Для расчета эксергетического КПД приняты параметры, такие, как доля теплоты, получаемая от топливного источника теплоты первым и вторым потребителями α =1-α = 0,5, энергетические КПД ГН $\eta_{ГН}$= 0,85, всех теплопроводов $\eta_{П1} = \eta_{П2} = \eta_{П3} = \eta_{П4}$= 0,90; а абсолютная температура окружающей среды T_O= 283 К [2]. При расчете эксергетического КПД учитываются также потери энергии в тепловом аккумуляторе, энергетический КПД которого принят равным η_{TA}= 0,85.

Эксергетические температуры теплоносителя, поступающего потребителям, определялись по формулам:

$$\Theta_{CO} = 1 - \frac{T_O}{T_{CO}},\ \Theta_{СГВ} = 1 - \frac{T_O}{T_{СГВ}},\ \Theta^{X}_{СГВ} = 1 - \frac{T_O}{T^{X}_{СГВ}} \qquad (1)$$

где T_{CO}, $T_{СГВ}$, $T^{X}_{СГВ}$ – абсолютные температуры теплоносителя на входе в СО, СГВ и в неявном виде в СГВ, К. T_{CO} =333К, $T_{СГВ}$ =333К, $T^{X}_{СГВ}$=298К.

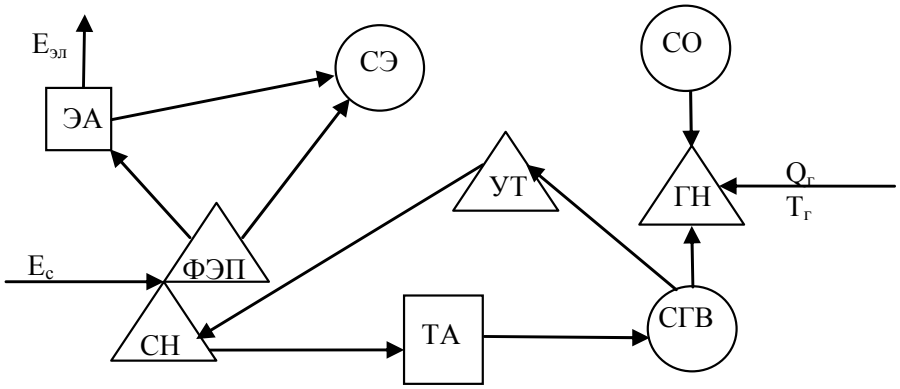


Рис.2. Структурная схема КФЭТУ.

Максимальные эксергетические температуры дымовых газов в ГН, теплоносителя в СН, в УТ рассчитывались по формулам:

$$\Theta_{ГН}^{\max} = 1 - \frac{T_O}{T_{ГН}^{\max}},\ \Theta_{СН}^{\max} = 1 - \frac{T_O}{T_{СН}^{\max}},\ \Theta_{УТ}^{\max} = 1 - \frac{T_O}{T_{УТ}^{\max}} \qquad (2)$$

где $T_{ГН}^{\max}, T_{СН}^{\max}, T_{УТ}^{\max}$ - максимальные абсолютные температуры продуктов сгорания в ГН, теплоносителя в СН, в УТ, К. $T_{ГН}^{\max} = 2000K, T_{СН}^{\max} = 333K, T_{УТ}^{\max} = 308K.$

Применительно к схеме, приведенной на рис.2, эксергетический КПД термического преобразователя может быть определен по формуле:

$$\eta_T^{ex} = \frac{\alpha\eta_{ГН}\eta_{П1}\Theta_{СО} + [(1-\alpha)\eta_{ГН}\eta_{П2} + \beta_{СН}\eta_{ТА}\eta_{П3}]\Theta_{СГВ} + \beta_{УТ}\eta_{ТА}\eta_{П4}\Theta_{СГВ}^{X}}{\Theta_{ГН}^{\max} + \beta_{СН}\Theta_{СН}^{\max} - \beta_{УТ}\Theta_{УТ}^{\max}} \qquad (3)$$

где β – отношение тепловой производительности каждого низкопотенциального энергоисточника, падающего тепло соответственно первому и второму потребителю, к тепловой производительности источника теплоты. $\beta_{СН}$ = 0,4, $\beta_{УТ}$ = 0,6.

Знак минус в знаменателе формулы учитывает то, что теплота в утилизатор поступает не извне, а из самой системы, в данном случае из сточных вод от СГВ. Как отмечалось в [3], электроэнергия является практически стопроцентной эксергией. Эксергетический КПД для ФЭП:

$$\eta_Э^{ex} = \eta_{ФП}\eta_{ЭА}\eta_o, \qquad (4)$$

где $\eta_{ФП}, \eta_{ЭА}, \eta_o$ - соответственно электрический КПД фотопреобразователя, КПД электроаккумулятора и оптический КПД.

Эксергетическй КПД КФЭТУ очевидно равен сумме эксергетического КПД термического и электрического преобразователей:

$$\eta_{КФЭТУ}^{ex} = \eta_T^{ex} + \eta_Э^{ex}. \qquad (5)$$

Результаты расчетов по формулам (1-5), показывают что $\eta_T^{ex} = 0{,}21, \eta_Э^{ex} = 0{,}12$ и $\eta_{КФЭТУ}^{ex} = 0{,}33$. Таким образом, использование КФЭТУ при меньших капитальных затратах гораздо эффективнее, чем просто термических или фотоэлектрических установки известных типов.

Литература:

1. *Шишкин Н.Д.* Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии. – М.: Готика, 2000. 236с.
2. *Ильин А.К., Шишкин Н. Д.* Автономные теплоэнергетические комплексы (структура, характеристики, эффективность). Ростов-на-Дону: Южный научный центр РАН, 2004. 112с.

3. *Поливода Ф.А.* Тепловольтаические водонагревательно-водоподьемные установки//Водоснабжение, санитарная техника. 1998. № 7. с.18-19.
4. *Шишкин Н.Д., Губа О.Е.* Анализ энергетической эффективности комбинированной фотоэлектротермической установки для автономного энергоснабжения объектов. Сборник докладов IX Международной научно-практической конференции «Города России: проблемы строительства, инженерного обеспечения, благоустройства и экологии», Пенза, 2007. С.171-176.
5. *Шишкин Н.Д., Цымбалюк Ю.В.* Фазопереходные тепловые аккумуляторы с высокотеплопроводными инклюзивами. Астрахань: Саратовский научный центр РАН. Отдел энергетических проблем. Лаборатория нетрадиционной энергетики, 2006. 120с.
6. *Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К.* Эксергетический метод и его приложения. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288с.

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ ДЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

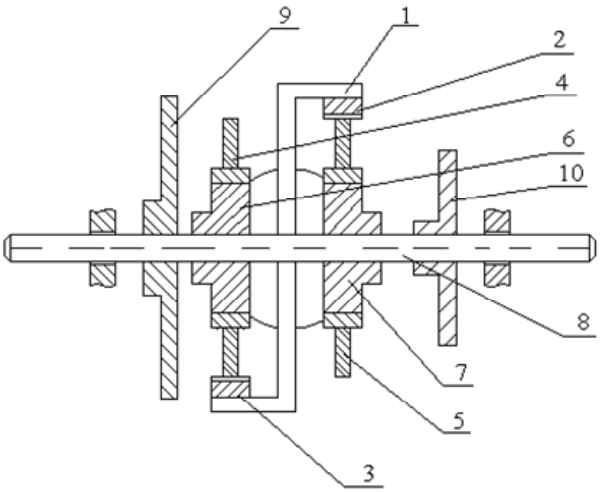
Алиев А.С.[1], Алиев Р.А.[2]

[1] - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.
[2] – Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

Разработаны и запатентованы принципиально новые конструкции преобразователей вращательного движения в возвратно-поступательное и обратно[1].

Разработанные конструкции преобразователей движения могут быть использованы в возобновляемых источниках энергии.

В первом варианте преобразователя возвратно-поступательного движения во вращательное (см. рис1) первая 2 и вторая 3 зубчатые рейки установлены параллельны и связанны друг с другом кронштейном 1. На выходном валу 8 неподвижно установлены ступицы первой 6 и второй 7 обгонных муфт, обоймы которых связаны с соответствующими шестернями 4, 5. При этом первая и вторая зубчатые рейки сдвинуты относительно друг друга в поперечном направлении и взаимодействуют с первой и второй шестернями с диаметрально противоположных сторон. Причем, обгонные муфты входят в сцепление по очереди.



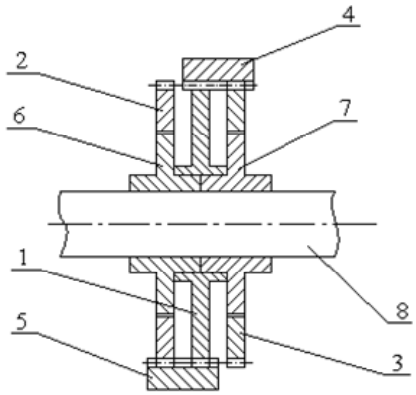
1- кронштейн;
2,3-первая, вторая зубчатые рейки;
4,5- первая, вторая шестерни;
6, 7-первая, вторая обгонные муфты;
8- вал.
9-выходная шестерня;
10-маховик.

Рис.1.

Второй вариант преобразователя движения (см. рис.2) предназначен для преобразования вращательного движения вала 8 во возвратно-поступательное движение зубчатых реек. Сегментная шестерня 1 неподвижно установлена на ступицах двух обгонных муфт. Зубья сегментной шестерни занимают менее половины делительной окружности. Сегментная шестерня входит в сцепление с первой 4 и второй 5 зубчатыми рейками по очереди. С двух сторон от сегментной шестерни установлены первая 2 и вторая 3 шестерни, закрепленные на обоймах соответствующих муфт 6 и 7. Зубчатые рейки 4 и 5 сдвинуты относительно друг друга в поперечном направлении.

Это обеспечивает плавное вхождение сегментной шестерни в сцепление с зубчатой рейкой. Таким путем, возможно освободиться от неточного совпадения

зубьев сегментной шестерни и зубчатой рейки в начальный момент сцепления, что может привести к их поломке.



1– сегментная шестерня;
2,3- первая и вторая шестерни;
4,5- односторонние зубчатые рейки;
6,7- обгонные муфты;
8- вал.

Рис.2.

При такой конструкции передача основного момента вращения осуществляется через сегментную шестерню. Сегментная шестерня должна быть рассчитана на максимальную мощность.

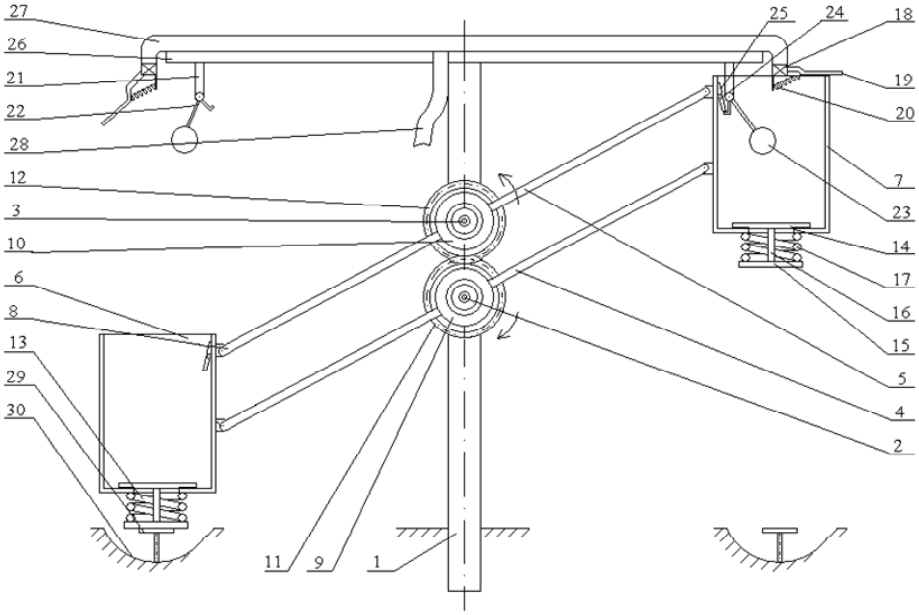
Сегментная шестерня входит в сцепление с зубчатой рейкой, перемещающейся в прямом и обратном направлениях по очереди. Сегментную шестерню устанавливают неподвижно на ступицах двух обгонных муфт, входящих в сцеплении с обоймами в двух противоположных направлениях. Шестерни, установленные на обоймах обгонных муфт, взаимодействуют с зубчатыми рейками по очереди. Для этой цели зубчатые рейки сдвинуты относительно друг друга в поперечном направлении на толщину шестерни (см. рис.2).

Сегментная муфта взаимодействует с первой и второй зубчатыми рейками поочередно в прямом и обратном их движении (см. первый вариант преобразователя движения на рис.1). Для этого с двух сторон сегментной шестерни устанавливаются шестерни, установленные на обоймах обгонных муфт. С зубчатой рейкой взаимодействует сегментная шестерня и одна из шестерен узла сопряжения. Для этого зубчатые рейки должны быть сдвинуты относительно другой в поперечном направлении. (см. рис.1).

Принцип работы третьего варианта преобразователя энергии, который используется в водной энергетической установке (ВЭУ), конструкция которой представлена на рис. 4 заключается в следующем.

ВЭУ устанавливается ниже уровня воды, так чтобы емкости 6, 7 наполнялись самотеком. Вертикальные стойки 1 устанавливаются неподвижно. Первый 2 и второй 3 горизонтальные валы связаны со стойками с возможностью свободного вращения. Расстояние между валами определяется диаметром делительной окружности шестерен 11 и 12. Ступицы первой 9 и второй 10 обгонных муфт закреплены неподвижно на соответствующих горизонтальных валах. Обоймы указанных муфт неподвижно связанны с соответствующими коромыслами 4, 5. Коромысла параллельны друг другу и установлены с возможностью качания относительно горизонтальных валов. При качании коромысел обоймы первой и второй обгонных муфт входят в сцепление с соответствующими ступицами по очереди. Концы первой и второй параллельных коромысел 4, 5 с помощью шарниров соединены с первой 6 и второй 7 емкостями. При равенстве плеч параллельных коромысел, при их качании, емкости сохраняют свое вертикальное положение. Так как обгонные муфты входят в сцепление с соответствующими ступицами по очереди, это приводит к

тому, что при опускании второй емкости 7 ведущим становится первый вал 2, а при опускании первой емкости – второй вал 3.



1-вертикальные стойки;
2,3-первый и второй горизонтальные валы;
4,5-первое и второе коромысла;
6,7-первая и вторая емкости;
8-шарниры;
9,10-первая и вторая обгонные муфты;
11,12-первая и вторая шестерни;
13-выпоскной клапан;
14-заглушка с резиновой прокладкой;
15-диск;
16-стержень
17-цилиндрическая пружина;
18-вентиль;
19-рычаг;
20-пружина натяжения;
21-кронштейн;
22-рычаг фиксатора;
23-поплавок;
24-фиксатор;
25-пружина фиксатора;
26-планка горизонтальная;
27-водопровод;
28-шланг;
29-упор;
30-желуб

Рис.3.

На горизонтальных валах 2, 3 неподвижно установлены шестерни 11, 12, которые находятся в сцеплении друг с другом. Независимо от того, какой из валов является ведущим в данный момент времени, они сохраняют постоянное направление своего вращения. Первый (нижний) вал 2 вращается по часовой стрелке, а второй (верхний) вал 3 – против часовой стрелки (см. рис. 3).

Таким образом для качания коромысел используется потенциальная энергия воды, которая самотеком заполняет то первую 6, то вторую 7 емкости по очереди.

Для более равномерного вращения и увеличения мощности на выходном валу 2, на валах 2, 3 могут быть установлены N- е количество пар однотипных механизмов, представленных на рис.3. При этом шестерни 11, 12, кинематически связывающие первый и второй валы друг с другом, необходимо рассчитывать на суммарную мощность. Они являются общими для всех запараллельных преобразователей движения.

При этом периоды заполнения емкостей в запараллельных механизмах должны быть сдвинуты во времени. Сдвиг по фазе периодически качающихся механизмов равен 180^0 / N.

Емкости 6, 7 имеют цилиндрическую форму, открытую с верхнего торца. На дне цилиндрического корпуса емкости установлен выпускной клапан 13. Выпускной клапан открывает и закрывает выпускное отверстие в днище емкости. Клапан состоит из заглушки с резиновой прокладкой 14. Заглушка связана с

диском 15 с помощью стержня 16. Между корпусом емкости и диском 15 установлена цилиндрическая пружина 17. Пружина обеспечивает необходимое усилие прижатия заглушки с резиновой прокладкой ко дну цилиндра, т.е. его герметичность.

Когда полная емкость переходит в нижнее положение диск 15 взаимодействует с упором 29 и приподнимает подпружиненную заглушку 14 вверх. Вода сливается с емкости в желоб 30. Упор 29 устанавливается в середине желоба и сохраняет открытое положение выпускного клапана 13 до полного заполнения емкости, находящийся в данный момент времени в верхнем положении.

Верхнее положение пустой емкости 7 сохраняется неподвижным до его полного заполнения водой с помощью фиксатора 24, взаимодействующего с поплавком 23. Фиксатор шарнирно установлен на внутренней стенке корпуса емкости и подпружинен. Пружина 25 отжимает плоский фиксатор от корпуса емкости на угол ~45°. При подъеме емкости подпружиненный фиксатор взаимодействует с согнутым наконечником рычага 22. Рычаг с поплавком шарнирно крепится к кронштейну 21, связанным с горизонтальной планкой 26. Под весом поплавка 23 рычаг 22 находится в опушенном положении.

При подъеме емкости наконечник рычага прижимает фиксатор к корпусу емкости, а затем опирается в торец фиксатора. Таким образом, обеспечивается неподвижное верхнее положение емкости. По мере заполнения емкости водой поплавок 23 поднимается вверх. При определенном уровне воды наконечник рычага выходит из сцепления с фиксатором 24 и полная емкость опускается вниз. К этому времени нижняя емкость 6 должна быть пуста.

Пустая емкость 6 поднимется вверх. Пружина натяжения 20 обеспечивает закрытое положение вентиля 18 в нейтральном положении. Корпус емкости при подъеме взаимодействует с подпружиненным рычагом вентиля 19. Вентиль открывается и начинается процесс заполнения емкости водой. При этом фиксатор обеспечивает неподвижное положение емкости до его полного заполнения. После чего поплавок выводит наконечник рычага 22 из сцепления с фиксатором. При этом полная емкость 6 опускается вниз и приводит во вращение верхний вал.

Для подвода воды к вентилям 18 используется водопровод 27, подключенный к шлангу 28. Горизонтальная планка 26, закрепленная на стойках 1, служит для установки водопровода на необходимом уровне.

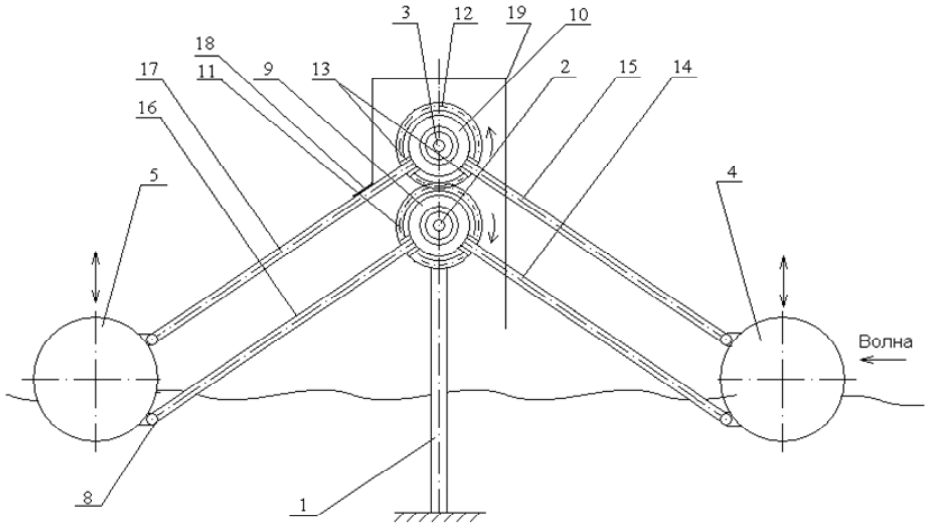
Принципы работы четвертого варианта преобразователя движения, который используется в волновом энергетическом устройстве, конструкция которого представлена на рис.4, заключается в следующем.

Волновое энергетическое устройство устанавливается непосредственно на берегу или на некотором расстоянии от берега моря. В зависимости от вырабатываемой мощности, оно может быть растянуто вдоль берега на десятки метров. Вертикальные стойки 1 бетонируются в дно моря на расстоянии нескольких метров от берега и на определенном расстоянии друг от друга.

Через вертикальные стойки пропускают горизонтально первый 2 и второй 3 валы с возможностью свободного вращения. Горизонтальные валы соседних участков, расположенные под углом, соединяются друг с другом через карданные соединения. Такое соединение валов позволяет путем их наращивания обходить береговые препятствия, увеличить суммарную мощность на выходном валу 2 и одновременно повысить синхронность его вращения.

На первом и втором валах неподвижно установлены первая и вторая 12 шестерни, которые входят в сцепление друг с другом.

На первом валу 2 неподвижно установлена ступица первой 9 обгонной муфты. На втором валу 3 также неподвижно установлена ступица второй 10 обгонной муфты.



1-3,6-12 те же, что на рис.3;
4,5– первый и второй понтоны;
13 – плоские шарниры;
14,15,16,17– первый второй третий и четвертый рычаги;
18 – кронштейн;
19 – рама.

Рис.4.

Чётная обгонная муфта, установленная на верхнем валу, входит в сцепление с обоймой соответствующей муфты и передает вращение второму валу 3 против часовой стрелки. В это время обойма первой муфты находится вне сцепления со ступицей и крутятся в холостую [2]. Однако из-за сцепления шестерён 11 и 12 первый (нижний) вал 2 крутится постоянно в одном направлении – по часовой стрелке. Через пол периода обойма первой муфты входят в сцепление со ступицей соответствующей муфты, установленной на нижнем валу 2, продолжает вращение по часовой стрелке. Таким образом первый вал и установленная на нём первая шестерня 11 становятся ведущими. Верхний вал 3 сохраняет своё направление вращения против часовой стрелки. При этом вторая муфта, установленная на верхнем валу, выходит из сцепления со ступицами и не препятствуют вращению первого вала против часовой стрелке. Таким образом, ведущим становится то верхний, то нижний валы.

Обойма каждой муфты с помощью плоского одноступенного шарнира 13 соединена с верхним концом соответствующего рычага. Шарнир позволяет менять угловое положение рычага в горизонтальной плоскости в зависимости от изменения направления течения волн. Каждый понтон (4, 5) связан с нижними концами двух параллельных рычагов соответствующими плоскими шарнирами 8. Расстояние между шарнирными соединениями равно расстоянию между двумя горизонтальными валами 2 и 3, а следовательно – расстоянию между верхними шарнирными соединениями 138 рычагов. При равенстве длин соответствующих параллельных пар рычагов 14, 15 (16, 17) понтоны 4, 5 под воздействием волн совершают колебательное движение вверх-вниз.

Вес понтона подбирается таким образом, чтобы он погрузился в воду на половину своего объема. В этом случае моменты, создаваемые верхними и нижними рычагами на соответствующих валах 2, 3, при подъеме и опускании понтона, будут равны.

При подъеме понтона 4 второй рычаг 15, связанный с обоймой второй обгонной муфты 10, приводит (верхний) вал 3 во вращение против часовой стрелки. Обойма первой обгонной муфты 9 в это время крутится вхолостую. При опускании понтона с уходом волны нижний рычаг 2 вводит в сцепление первую обгонную муфту 9 и приводит во вращение нижний вал 2 по часовой стрелке. Из-за сцепления между шестернями 11 и 12 верхний вал 3, который стал ведомым, продолжает свое вращение против часовой стрелки.

Аналогичным образом на первый и второй валы передаются моменты вращения от второй пары рычагов, связанных с соответствующим понтоном 5. Мощность на выходном валу 2 волновой энергетической установки определяется объемом и весом понтонов, длинами рычагов и высотой волн, а также от количества параллельно работающих пар рычагов и понтонов.

Понтоны имеют цилиндрическую форму и ориентируются перпендикулярно течению волны. Такая форма и ориентация понтонов обеспечивает максимальную амплитуду их колебаний на волнах, что приводит к увеличению выходной мощности энергетического устройства.

Подъемная сила понтона не зависит от высоты волны. Длина рычагов также не меняется при их подъеме и опускании. Следовательно моменты вращения, создаваемые на первом и втором валах не зависит от высоты волны, когда она превышает радиуса сечения цилиндрического понтона. Это способствует синхронности вращения выходного вала и электрогенератора.

Для увеличения суммарной выходной мощности волнового энергетического устройства возможно параллельное включение однотипных устройств по рис.4. При этом верхние и нижние валы могут быть соединены карданными соединениями или плавающими кулачковыми муфтами, когда валы соседних пар сосны друг другу.

Если волна надвигается справа (см. рис.3), левый понтон 8 и рычаги 16, 17 под воздействием надвигающейся волны ориентируется вдоль направления его течения.

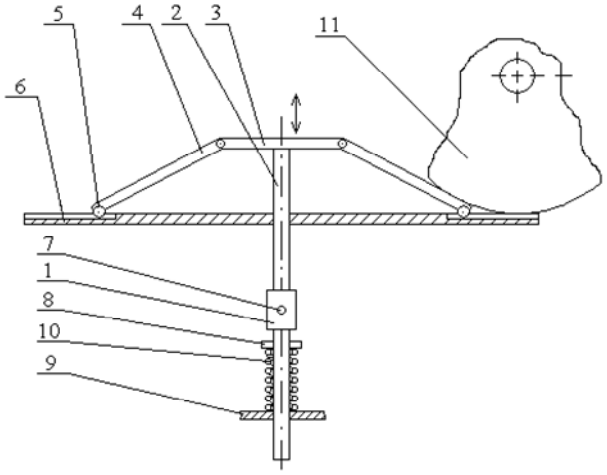
Шарнирные соединения 13 позволяют свободно устанавливать направление рычагов 16, 17, находящихся левее от стоек 1, вдоль направления течения волны.

Для изменения ориентации шарнирно закрепленных рычагов (15, 16), и т.д. находящихся правее стойки 1, используется рама ориентации 19. Рама ориентации представляет собой вертикальная, удлиненная прямоугольная металлическая рама, которая с двух сторон охватывает с небольшим зазором каждую пару рычагов (14, 15), находящихся с правой стороны (см.рис.3). С помощью кронштейна 18 прямоугольная рама 19 крепится неподвижно к верхнему левому рычагу 17 противоположней пары. При этом изменение ориентации рычага 17 приводит к изменению ориентации противоположных (правых) рычагов 14, 15. Таким образом вдоль направления волны устанавливаются как левые, так и правые рычаги, что обеспечивают максимальный отбор энергии волн.

Выходной вал подключается к мультипликатору, который повышает скорость вращения выходного вала до номинальной скорости вращения электрогенератора.

При необходимости устройство может быть установлено непосредственно на берегу. При этом отпадает необходимость в стойке 1 и левом понтоне и рычагах 16, 17, в шарнирных соединениях 13 и в раме 19, что существенно упрощает устройство.

На основе первого варианта разработанного преобразователя движения (см. рис.1) разработан альтернативный источник электрической энергии, который работает под воздействием колес проходящего автомобильного или железнодорожного транспорта, а также под тяжестью пешехода и животных (см.рис.5).



1– преобразователь движения;
2 – шток;
3 – платформа;
4 – наклонные шиты;
5 – катки;
6 – поддон;
7 – вал;
8,9 – первое и второе упорные кольца;
10 – пружина;
11 – колесо;

Рис.5.

Дорожное энергетическое устройство устанавливается поперек шоссейной или железнодорожной путей. Мощность на валу 7 энергетического устройства зависит от числа и мощности единичного преобразователя движения 1.

Горизонтальные платформы 3 с помощью шарниров соединены с наклонными щитами 4 и установлены с возможностью вертикального перемещения вверх и вниз. Величина этого перемещения может быть задана в пределах 3-7 см. На дороге создается препятствие, аналогичное «лежачему милиционеру». К нижней поверхности платформы неподвижно крепится шток 2, который совершает возвратно-поступательное движение вверх-вниз. Нижние ребра наклонных щитов 4 шарнирно связаны с катками (роликами) 5, которые откатываются от центра в разные стороны. При этом платформа 3 и наклонные щиты 4 под тяжестью автомобиля прижимаются к поддону 6. Пружина 10 установленная на нижнем конце штока обеспечивает накопление энергии при движении штоков вниз. Кольцо 8 закреплено неподвижно на штоке, который свободно ходит по отверстию неподвижного кольца 9.

После снятия груза сжатая пружина 10 отжимают платформу 3 вверх. Таким образом, под воздействием колеса 11 автомобиля шток совершает возвратно-поступательное движение вверх-вниз. Потенциальная энергия сжатой пружины должна быть таким, чтобы энергия, передаваемая штоком на преобразователь движения 1 при подъеме платформы 3, была равна энергии, передаваемой валу 7 при ее опускании под тяжестью автомобиля. Для этого сила сжатия пружины должна быть равна половине веса автомобиля, приходящейся на одно колесо.

На общий вал 7 передается также энергия вращения от второй пары преобразователей движения, установленных на встречной полосе движения. В зависимости от ширины дороги и числа полос движения, количество пар преобразователей движения может меняться. Кроме того, для увеличения выходной мощности энергетического устройства и повышения синхронности вращения общего выходного вала может быть использовано параллельное соединение нескольких валов. Суммарная мощность устройства при этом

определяется единичной мощностью одного преобразователя, умноженное на число преобразователей движения, установленных на одном валу, а также на число параллельно включенных валов. Это количество задается из экономической целесообразности.

Размеры платформ 3 и их расположение на дорожном полотне должны быть подобраны такими, чтобы они взаимодействовали с колесами максимального количества проезжающих автомобилей в обе стороны трассы.

Вращение выходного вала через мультипликатор передается на электрогенератор или на гидроскопы, который приводит во вращение гидромотор. Применение гидронасоса позволяет легко синхронизовать работу электрогенератора, стравливая лишнее давление, а также суммировать мощности от произвольного количества преобразователей энергии.

Литература:

1. *Алиев А.С., Алиев Р.А.* «Преобразователь движения Алиевых (варианты)». Решение на выдачу патента по заявке №2007117882/11 от 14.05.2007г.
2. *Анурьев В.И.* Справочник конструктора машиностроителя. М.: «Машиностроение», 1980г., том 2, С.215-220.

ТЕПЛОВОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ НА ОСНОВЕ ФАЗОПЕРЕХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Дибиров Я.А., Вердиев Н.Н., Арбуханова П.А.

Филиал объединенного института высоких температур РАН;
Махачкала, Россия; 367030, ул. Ярагского 75; e-mail: verdiev55@mail.ru

Современная энергетика базируется на невозобновляемых ископаемых первичных источниках энергии. Запасы традиционных видов энергии ограничены. В энергетическом балансе мира доля ископаемого топлива составляет 80%. Альтернативой в сложившейся структуре используемых первичных источников энергии могут служить возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Одним из недостатков ВИЭ является непостоянство во времени. Для сглаживания этого недостатка необходимы аккумуляторы тепла. Наиболее перспективным и экономичным способом аккумулирования тепла является использование скрытой теплоты фазового перехода «жидкость ⇄ твёрдое тело» ионных расплавов.

Функцией состояния, изменяющейся с подводом или отводом тепла при изобарическом процессе, является энтальпия системы [1]: $H = U + PV$.

Энтальпия плавления большинства соединений экспериментально изучена и описывается уравнением: $\Delta H_{пл} = T_{пл}\Delta S_{пл}$, из которого следует, что чем больше температура и энтропия плавления соединения, тем больше и энтальпия плавления.

Одной из важнейших и наиболее общих функций состояния вещества, характеризующей энергоемкость фазового перехода, является изменение энтропии. Обратимое аккумулирование тепла обусловлено температурой и изменением энтропии, которое для макропроцессов схематически можно представить в следующем виде [1]:

$$\Delta S = S_{T_{n+1}} - S_{T_1} = \sum_{i=1}^{n} \left(\int_{T_i}^{T_{i+1}} \frac{C_p(F_i)}{T} dT + \frac{\Delta H(F_{i-1} \rightarrow F_i)}{T_i} \right)$$

В данной формуле суммирование идет по числу фазовых переходов $F_{i-1} \rightarrow F_i$, сопровождающихся изменениями теплоемкости $C_p(F_i)$ при повышении температуры теплоаккумулирующих материалов (ТАМ) от T_1 до T_{n+1}. Анализируя уравнение, отметим, что каждое слагаемое может внести свой весомый вклад в общую сумму аккумулируемой теплоты. Первое слагаемое зависит от разности температур и при его увеличении становится сопоставимым со вторым слагаемым, которое отражает изотермический процесс фазового перехода.

Экспериментально расчет теплот плавления производился количественным дифференциально-термическим методом анализа по формуле [2]:

$$\Delta H_{обр.} = \frac{\Delta H_{эт.}}{S_{эт.}} \cdot S_{обр.} \cdot x,$$

где $S_{эт.}$ и $S_{обр.}$ – площади пиков дифференциальной записи термограмм эталона и образца соответственно; $\Delta H_{эт.}$ è $\Delta H_{обр.}$ – тепловые эффекты эталона и образца; x=1+0.00052ΔT (ΔT – разность температур плавления образца и эталона).

Подбор эвтектических фазопереходных материалов с заданной температурой в ионных расплавах невозможен без исследования диаграмм состояний многокомпонентных систем (МКС). В качестве объекта исследований выбрана пятикомпонентная взаимная система, сформированная из фторидов, хлоридов, сульфатов и молибдатов лития и кальция, обладающие высокими значениями энтальпий плавления.

Характеристики исходных солей, входящих в пятерную взаимную систему Li,Ca // F, Cl, SO_4,MoO_4, приведены в таблице 1. Исследованием физико-химическим анализом впервые получены данные по фазовым равновесиям двух двойных, трех тройных, двух тройных взаимных, одной четверной взаимной систем и одного стабильного тетраэдра, входящих в пятерную взаимную систему Li,Ca//F,Cl,SO_4,MoO_4.

Таблица 1. Характеристики исходных солей [3-6].

Соли	M, г/моль	$T_{пл}$, ^oC	ΔH^o_{298}, кДж /моль	ΔG^o, кДж /моль	ΔS^o_{298}, Дж / моль·К	$T_{ф.пер.}$, ^oC	$\Delta H_{пл}$, кДж /моль	$\Delta S_{пл}$, Дж / моль·К	ρ, кг / м^3	
									жид. фазы	тв. фазы
LiF	25,94	849	618	588	36	-	27,07	24,14	1799 (867 ^{o}C)	2600
LiCl	42,39	610	409	384	59	-	19,54	22,13	1490 (637 ^{o}C)	2068
Li_2SO_4	109,94	858	1436	1321	114	α-575	12,55 28,45	11,09 33,55	1988 (900 ^{o}C)	2221
Li_2MoO_4	173,82	702	1521	1407	115	-	48,95	50,21	2918 (727 ^{o}C)	2660
CaF_2	78,08	1418	1228	1176	68	α-1150	29,71 4,77	17,57 3,35	2425 (1527°C)	3181
$CaCl_2$	110,99	775	796	749	108	-	28,37	26,87	2061 (827°C)	2512
$CaSO_4$	136,14	1460	1435	1322	107	α-1193	28,03 -	17,99 -	[2335]*	2980
$CaMoO_4$	200,02	1449	1543	1439	123	-	-	-	[3032]*	4250

* - плотность определена расчетным путем.

Расчет ориентировочных значений плотности солей проводился методом подбора состава разными сочетаниями ингредиентов по равенству сумм удельных плотностей состава в стабильных и метастабильных симплексах взаимных систем: $\sum \rho^{ст}_i \cdot m^{ст}_i = \sum \rho^{мет}_j \cdot m^{ст}_j$, где ρ и m плотность и массовая доля соответствующего компонента.

Разработанные на основе исследования пятикомпонентной взаимной системы Li,Ca//F,Cl,SO_4,MoO_4 термодинамические данные по полученным фазопереходным теплоаккумулирующим составам сведены в таблицу 2.

Расчет плотности нонвариантных составов проводился по формуле, полагая, что плотность смеси равна сумме плотностей ее составляющих:

$$\rho = \frac{\rho_1\rho_2\cdot\ldots\cdot\rho_n}{c_1\rho_2\rho_3\cdot\ldots\cdot\rho_n + c_2\rho_1\rho_3\cdot\ldots\cdot\rho_n + \ldots + c_n\rho_1\rho_2\cdot\ldots\cdot\rho_{n-1}},$$

где c_i – массовая доля i – го компонента, ρ – плотность i – го компонента.

Разработанные в результате проведенных исследований нонвариантные составы на базе пятикомпонентной взаимной системы Li,Ca//F,Cl,SO_4,MoO_4, кристаллизующиеся в интервале температур 400 – 900 ^{0}C, могут быть использованы в качестве теплоаккумулирующих фазопереходных материалов в тепловых аккумуляторах.

Таблица 2. Фазопереходные теплоаккумулирующие составы на основе пятерной взаимной системы $Li,Ca//F,Cl,SO_4,MoO_4$

№ п/п	Компоненты	Состав нонвариантной точки, %								$T_{пл}$, °C	ρ, кг/м³		$\Delta H_{пл}$			$\Delta S_{пл}$	
		I		II		III		IV									
		мол.	вес.	мол.	вес.	мол.	вес.	мол.	вес.		ж.	тв.	кДж/моль	кДж/кг	МДж/м³	Дж/моль·К	Дж/кг·К
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1.	LiF-LiCl	30,5	21,2	69,5	78,8	-	-	-	-	484	1546	2122	18,1	483	747	24	638
2.	LiF-Li_2SO_4	43,1	15,2	56,9	84,8	-	-	-	-	532	2108	2274	59,7	809,8	1707	67,63	1006
3.	LiF-Li_2MoO_4	38	8,4	62	91,6	-	-	-	-	617	2773	2655	41,4	352	976	51,20	396
4.	LiF-CaF_2	79,5	56,3	20,5	43,7	-	-	-	-	766	2028	2826	48,1	852	1728	48,1	818
5.	LiF-$CaMoO_4$	83,7	40	16,3	60	-	-	-	-	741	2380	3390	41,8	770,2	1833	41,7	760
6.	LiCl-Li_2SO_4	63,5	40	36,5	60	-	-	-	-	478	1754	2157	24,7	369	647	32,9	491
7.	LiCl-Li_2MoO_4	73,4	40,2	26,6	59,8	-	-	-	-	495	2106	2386	56,2	404,1	851	73,17	526
8.	LiCl-$CaCl_2$	63,5	39,9	36,5	60,1	-	-	-	-	477	1788	2314	23,4	347	620	31,2	463
9.	LiCl-CaF_2	75	62	25	38	-	-	-	-	492	1751	2385	21,3	415,5	728	27,8	543
10.	LiCl-$CaSO_4$	85,7	65	14,3	35	-	-	-	-	533	1706	2316	24,4	325	554	30,3	403
11.	LiCl-$CaMoO_4$	95,3	81,1	4,7	18,9	-	-	-	-	585	1648	2290	30,7	617,3	1017	35,8	719
12.	Li_2SO_4-Li_2MoO_4	62,5	51,3	37,5	48,7	-	-	-	-	561	2353	2368	47,9	357,6	841	57,41	429
13.	Li_2SO_4-$CaMoO_4$	89	81,6	11	18,4	-	-	-	-	709	2122	2435	23,6	196,7	417	24,04	200
14.	Li_2SO_4-$CaSO_4$	83,5	80,3	16,5	19,7	-	-	-	-	695	2047	2338	31,1	272	557	32,1	281
15.	Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	97	96,6	3	3,4	-	-	-	-	688	2922	2694	51,4	294,6	861	51,63	307
16.	CaF_2-$CaSO_4$	50	36,4	50	63,6	-	-	-	-	974	2367	3050	32,4	300,5	711	26,0	241
17.	CaF_2-$CaCl_2$	19	14,2	81	85,8	-	-	-	-	650	2106	2588	24,7	284	598	32,2	308
18.	$CaCl_2$-$CaSO_4$	87,5	84,3	12,5	15,7	-	-	-	-	708	2100	2562	25,6	223,9	470	26,1	228
19.	$CaCl_2$-$CaMoO_4$	92,5	87,3	7,5	12,7	-	-	-	-	720	2148	2591	32,0	271,8	584	32,2	274
20.	LiF-LiCl-Li_2SO_4	25	11,5	48	36	27	52,5	-	-	440	1752	2199	31,9	564	988	44,7	791
21.	LiF-LiCl-Li_2MoO_4	17,9	6,6	58,5	34,6	23,6	58,8	-	-	436	2126	2516	36,4	512,8	1090	51,3	723
22.	LiF-Li_2SO_4-Li_2MoO_4	34	9	39,6	44,3	26,4	46,7	-	-	499	2304	2441	39,1	398	917	50,6	515
23.	LiCl-Li_2SO_4-Li_2MoO_4	58,5	30,3	23,6	31,7	17,9	38	-	-	445	2028	2314	26,8	327	663	37,3	455
24.	CaF_2-$CaCl_2$-$CaSO_4$	16	11,5	74	75,9	10	12,6	-	-	597	2129	2903	22,3	206	439	25,6	237
25.	CaF_2-$CaCl_2$-$CaSO_4$	35,6	26,9	47,4	50,8	17	22,3	-	-	703	2208	2765	39,2	379	837	40,1	388
26.	CaF_2-$CaCl_2$-$CaMoO_4$	18,7	13,7	79	82	2,3	4,3	-	-	620	2134	2634	35,9	336	717	40,2	376

Продолжение таблицы 2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
27.	CaF_2-$CaCl_2$-$CaMoO_4$	41	31,7	55	60,4	4	7,9	-	-	692	2223	2788	20,9	207	460	21,7	214
28.	CaF_2-$CaSO_4$-$CaMoO_4$	49	33,7	41,4	49,5	9,6	16,8	-	-	943	2461	3209	27,0	237	583	22,2	195
29.	$CaCl_2$-$CaSO_4$-$CaMoO_4$	85	80,4	11	12,8	4	6,8	-	-	673	2140	2638	26,3	224	479	27,8	237
30.	LiF-LiCl-CaF_2	23,1	13,9	64,2	63,1	12,7	23,0	-	-	472	1679	2321	28,1	652	1095	37,7	875
31.	LiCl-CaF_2-$CaCl_2$	65,8	43,3	4,3	5,2	29,9	51,5	-	-	450	1780	2322	28,8	447	796	39,8	618
32.	LiF-Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	57,2	16,6	41,4	80,3	1,4	3,1	-	-	570	2648	2681	48,5	541,3	1433	57,5	642
33.	LiF-CaF_2-$CaMoO_4$	81	32,5	7,1	8,6	11,9	58,9	-	-	730	2437	3441	32,4	643	1567	32,3	641
34.	LiCl-$CaCl_2$-$CaSO_4$	67,5	43,9	30,5	51,9	2	4,2	-	-	450	2113	2310	22,0	337,5	713	30,4	454
35.	LiCl-Li_2SO_4-$CaSO_4$	45	23,7	51,1	69,7	3,9	6,6	-	-	470	1859	2219	24,1	187,0	348	32,4	252
36.	LiCl-$CaCl_2$-$CaMoO_4$	64,9	39,2	34,4	58,7	0,7	2,1	-	-	466	1802	2335	32,9	505,4	911	44,5	684
37.	LiCl-Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	72,2	38,7	26,8	58,8	1,0	2,5	-	-	488	2130	2415	38,4	531,9	1133	50,5	699
38.	LiF-Li_2SO_4-$CaSO_4$	46,2	16,0	39,2	57,5	14,6	26,5	-	-	504	2034	2443	46,2	616,3	1254	39,2	793
39.	LiF-Li_2SO_4-$CaSO_4$	43,7	15,1	49,7	72,9	6,6	12,0	-	-	520	1992	2344	40,6	541,5	1079	53,4	683
40.	Li_2SO_4-Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	59,8	48,2	36,7	46,7	3,5	5,1	-	-	538	2385	2472	55,5	406,5	970	66,0	501
41.	Li_2SO_4-$CaSO_4$-$CaMoO_4$	82	75,9	11,4	13,0	6,6	11,1	-	-	680	2109	2430	24,6	207,0	437	25,8	213
42.	LiF-Li_2SO_4-$CaMoO_4$	39	12,4	56	75,4	5	12,2	-	-	521	2047	2405	46,6	570,5	1168	58,6	718
43.	LiCl-Li_2SO_4-$CaMoO_4$	61,8	36,8	34,8	53,7	3,4	9,5	-	-	468	1823	2262	70,0	982,3	1791	61,8	1326
44.	LiF-LiCl-Li_2SO_4-Li_2MoO_4	16,2	5,5	51,5	28,7	16,2	29	16,1	36,8	402	2019	2332	22,1	291	588	32,7	431
45.	LiF-Li_2SO_4-Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	28,6	7,2	47,2	50,9	21,7	37	2,5	4,9	480	2278	2454	52,5	514,6	1172	69,7	683
46.	LiCl-Li_2SO_4-Li_2MoO_4-$CaMoO_4$	52,3	24,7	25,0	30,7	20,7	40,1	2,0	4,5	414	2117	2387	56,0	624,7	1322	81,5	909
47.	LiF-Li_2SO_4-$CaSO_4$-$CaMoO_4$	45,7	15,5	38,8	56,0	14,5	25,9	1	2,6	494	2052	2518	30,3	397,4	816	38,4	518
48.	LiF-Li_2SO_4-$CaSO_4$-$CaMoO_4$	43,5	14,9	49,5	72,0	6,5	11,7	0,5	1,4	515	2001	2358	23,3	308,4	617	29,6	391

Литература:

1. *Крестовников А.Н.*, *Вигдорович В.Н.* Химическая термодинамика.- М.: Металлургия, 1973. - 256 с.
2. *Васина Н.А.*, *Грызлова С.Е.*, *Шапошникова С.Г.* Теплофизические свойства многокомпонентных систем. – М.: Химия, 1984. – 112 с.
3. Термические константы веществ // Вып. X. Ч. I. Таблицы принятых значений: Li, Na / Под ред. акад. В. П. Глушко. - М.: ВИНИТИ ИВТ АН СССР. 1981. – 300 с.
4. Термические константы веществ // Вып. X. Ч. I. Таблицы принятых значений: Be, Mg, Ca, Sr, Ba, Ra / Под ред. акад. В. П. Глушко. - М.: ВИНИТИ ИВТ АН СССР. 1979. – 574 с.
5. *Лидин Р.А.* Константы неорганических веществ: Справочник. – М.: Дрофа, 2006. - 685 с.
6. Справочник по расплавленным солям / Перев. с англ. под ред. А.Г. Морачевского. Т. 1. – Л: Химия, 1971. – 168 с.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА НА ОСНОВЕ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Магомедов А.М., Спицина С.В., Алибеков Д.М.

Дагестанский государственный университет
Махачкала, Россия; 367025, ул.Магомеда Гаджиева 43а; e-mail: nvie@doc.dgu.ru

На протяжении всего своего существования человечество использовало энергию, накопленную природой в течение миллиардов лет. При этом способы её использования постоянно совершенствовались с целью получения максимальной эффективности. В самом начале своего эволюционного развития человеку была доступна только энергия мышц его тела. Позднее человек начал использовать энергию животных (лошадей, быков, верблюдов и т.д.). На определенном этапе своего развития человек научился получать и использовать энергию огня. Очередной виток эволюционного развития человеческого общества принес возможность использовать энергию воды и ветра – появились первые водяные и ветряные мельницы, водяные колеса, парусные суда. В 18 веке была изобретена паровая машина. В 19 веке была открыта вольтова дуга, электрическое освещение, изобретен электродвигатель, а затем и электрогенератор, - что и явилось началом века электричества. 20 век явил собой подлинную революцию в освоении человечеством способов получения и использования энергии: строятся тепловые, гидравлические, атомные электростанции огромной мощности. Сооружаются линии передачи электрической энергии высокого, сверх- и ультравысокого напряжения, разрабатываются новые способы производства, преобразования и передачи электроэнергии, создаются мощные энергосистемы.

В конце 20 века ученые показывают, что существующие технологии генерации тепло- и электроэнергии безнадежно устарели и их продукция не конкурентоспособна. Ненадежное централизованное энергоснабжение становится все более уязвимым и опасным как для экономики, так и для населения страны. Основная масса действующих сегодня электростанций, сетевых и распределительных систем вводилась в 60-70е годы прошлого столетия. Огромная энергетическая инфраструктура стареет и становится все более подверженной сбоям и неполадкам.

Нынешние проблемы отечественной энергетики носят уже не преходящий конъюнктурный, а структурный характер. Их решение требует серьезной корректировки нашей энергетической политики, разработки и реализации новой концепции надежного энергообеспечения на основе гибких и высокоэффективных инновационных энергетических технологий и технических устройств, позволяющих производить и доставлять потребителям требуемое количество необходимых энергоносителей с минимальными энергетическими потерями и удельными затратами.

Сегодня уже не существует альтернативы ставке на опережающее и решительное развитие инновационных энергетических технологий и, в первую очередь, технологии электрохимического преобразования энергии углеводородного топлива на основе топливных элементов. Такие инновационные технологии, а так же новый метод энергоснабжения – распределенная когенерация – позволяют существенно удешевить и упростить выработку электричества и тепла, обеспечить высокоэффективную их передачу

потребителям без использования сетевой и распределительной инфраструктуры централизованной энергетики.

Техническую основу энергетических систем распределенной генерации составляют когенерационные электрохимические энергоустановки на топливных элементах и модульные миниэлектростанции, создаваемые на их основе, установленной мощностью от 1 кВт до нескольких МВт, оснащенные конверторами природного газа, (метанола, этанола, и других углеводородов) в богатый водородом синтез – газ. Возможность комбинированного производства электроэнергии и тепла когенерационными энергоустановками с топливными элементами значительно повышает эффективность использования природного газа, снижая его расход более чем в 2 – 2,5 раза. Так же существенно уменьшаются выбросы углекислого газа, так как электроэнергию и тепло не надо производить и доставлять по отдельности конечным потребителям.

Реализация концепции распределенной когенерации на основе электрохимических энергоустановок с топливными элементами позволит отказаться от уже предельно изношенных подземных теплосетей, линий электропередач, дорогостоящих местных высоковольтных трансформаторных подстанций и распределительных сетей системы централизованного энергоснабжения, снизить стоимость энергоносителей и повысить энергетическую безопасность.

По данным федеральных органов коммунального хозяйства, в России имеется 72980 штук децентрализованных котельных мощностью менее 20 Гкал/час, более 60% из них требуют полной замены оборудования. Учитывая износ тепловых сетей, которые также требуют замены, целесообразно вообще их не трогать, а электрохимические установки с топливными элементами установить в каждое строение или группу близкорасположенных зданий.

Технологическая и экономическая целесообразность требуют размещения источников электрической и тепловой энергии вблизи мест их потребления. Это обеспечивает максимальную надежность энергоснабжения и экономичность вследствие минимума потерь энергии при ее передаче и экономии топлива, особенно при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Энергоустановки с топливными элементами могут успешно работать как на чистом водороде, так и на водороде, риформированном из метанола, природного газа, нефтяного попутного газа, биогаза и т.д. При этом такие энергоустановки и их основные компоненты могут быть выполнены по модульно-блочному принципу, с учетом наличия у потребителей различного вида топлива.

Российская академия наук совместно с научно-производственными организациями промышленности в течение ряда лет ведет работы по созданию конкурентоспособных электрохимических энергетических установок на топливных элементах, а также по разработке высокоэффективных технологий и устройств конверсии различных углеводородных топлив в водород и синтез-газ.

Наряду с электрохимическими энергоустановками, работающими на продуктах конверсии природного газа и других углеводородных топлив, ведется разработка интегрированных электрохимических энергоустановок с использованием возобновляемых источников энергии (солнечных преобразователей, ветротурбин, биомассы и др.), через водородный цикл с использованием электролизеров производства водорода и кислорода и топливных элементов для генерации электроэнергии и тепла.

Такие энергоустановки найдут применение, как в системах распределенной генерации, так и для автономного питания объектов, удаленных и

изолированных от централизованной энергетики и системы газоснабжения, а также в качестве систем бесперебойного энергопитания.

Переход к электрохимическим энергетическим технологиям объединит энергетику, перспективные промышленные технологии, транспортную инфраструктуру и производство синтетических углеводородов в единую технологическую систему и позволит осуществить прорыв к новому технологическому укладу.

Водородные технологии как макротехнологии самого высокого уровня, единственные из всех известных технологий будущего, способны обеспечить ускоренное продвижение экономики страны на инновационный путь развития. Создание базовых технологий шестого технологического уклада в промышленности позволит преодолеть сложившиеся барьеры роста, решать задачи диверсификации структуры российской экономики и ослабления ее зависимости от сырьевого экспорта.

Создавая новую технологию электрохимического преобразования энергии и распределенной генерации электроэнергии и тепла, ученые одновременно стремятся сформировать новую организацию бизнеса, новый рынок и новый стиль потребления, в идеале – совершить новую «культурную революцию», как это случилось при внедрении компьютеров, мобильных телефонов, лазеров и т.д.

Развитие систем децентрализованного распределенного производства электричества и тепла чрезвычайно важно как для России, так и для Дагестана, большая территория которых не охвачена централизованным энергоснабжением. На этой территории находятся загородные дома, дачные дома, многочисленные фермерские хозяйства, которые в основном не подключены к системе централизованного энергоснабжения.

Особенно актуальным является внедрение систем распределенной генерации электричества и тепла на базе когенерационных энергоустановок с топливными элементами при осуществлении реформ жилищно-коммунального хозяйства и агропромышленного комплекса, а также при реализации национального проекта «Доступное жилье». Электрохимические установки с топливными элементами могут быть незаменимы для строительства новых малоэтажных поселков. Когда строительство ведется в «чистом поле», строительные компании вынуждены нести большие затраты на подведение инженерных коммуникаций, горячая и холодная вода, электрические кабели и сети, канализация, газ и пр., причем прокладка этих коммуникаций может быть доминирующей частью бюджета строительства.

Распределенное энергоснабжение городских жилых микрорайонов и малоэтажных поселков сочетает два важнейших элемента – экономическую эффективность и экологическую безопасность – и относится к энергосберегающим технологиям.

Энергоустановки на ТЭ могут работать как в автономном, так и в параллельном режимах, интегрироваться в централизованные системы энергоснабжения и передавать часть произведенной электроэнергии и тепло в городскую или локальную сети. Такие энергетические установки могут быть как основными источниками тепла и электричества, так и резервными, обеспечивающими покрытие пиковых нагрузок, а так же аварийное бесперебойное питание особо важных объектов.

Во многих больницах, госпиталях и других медицинских учреждениях России, в том числе и Дагестана, пока еще нет резервных источников питания.

Такие системы должны быть установлены на многих производственных предприятиях, в банках, крупных супермаркетах, ресторанах и гостиницах, где необходимо обеспечить бесперебойную подачу электроэнергии.

Для успешного продвижения энергоустановок с топливными элементами на российский рынок необходимо подготовить и провести широкомасштабную информационную и образовательную компанию для разъяснения и демонстрации уже существующих возможностей таких энергоустановок с привлечением ключевых экспертов, проектантов, специалистов и менеджеров, принимающих решения по энергообеспечению вновь создаваемых и реконструированных объектов. Если они получат положительный опыт использования таких энергоустановок на пилотных объектах, то у них будут основания для их применения на многих других объектах.

К этим сетям могут в дальнейшем подключиться автомобили с гибридным приводом и с водородным двигателем, продавая часть энергии заинтересованным потребителям в часы пикового потребления. Последствия включения в энергетическую распределенную сеть каждого владельца миниэлектростанции на базе топливных элементов могут быть столь же глубокими и далеко идущими, как и развитие информационных сетей и Интернета.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛЫХ ГЭС В ДАГЕСТАНЕ И НА СЕВЕРНОМ КАВКАЗЕ

Сулейманов И.А-Г.

Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

Исследования проводившиеся в ДГТУ с середины 1990-х годов показали, что в Дагестане, только на малой речной сети, со среднегодовыми расходами рек менее 8 $м^3/с$, может быть построено более 3,3 тысяч малых, мини и микро ГЭС (МГЭС), а на всём Северном Кавказе их может быть порядка 10 тысяч [1,2] . В рамках предложенной ранее классификации гидроэлектростанций по мощности [1,3] (таблица 1), к МГЭС можно отнести первые четыре категории ГЭС из указанных в таблице 1, мощностью до 10 тыс. кВт. В таблице МГ означает «мощность ГЭС», а последующие цифры – категорию ГЭС. В указанных выше и в других публикациях приводятся проблемы связанные со строительством МГЭС в горных условиях на малых и мельчайших реках, в частности, со строительством плотин малых категорий, сопровождающих создание МГЭС. Касательно водохранилищных вариантов МГЭС, разработаны новые конструкции подпорных сооружений и технологии их возведения, которые в том числе, реализованы в реальном строительстве [3-6] .

Таблица 1. Классификация гидроэлектростанций по их мощности.

Категория ГЭС по мощности	МГ-1	МГ-2	МГ-3	МГ-4	МГ-5	Мг-6	МГ-7	МГ-8
Мощность ГЭС, МВт	До 0,01	0,01-0,1	0,1-1	1-10	10-100	100-1000	1000-10000	10000-100000

Возможны три схемы строительства малых ГЭС – водохранилищного, деривационного и комбинированного (водохранилищно-деривационного) типа. В настоящее время, в Дагестане проектируются и строятся малые ГЭС деривационного типа, которые по классификации таблицы 1 относятся в основном к категории МГ-4. Например, в 2006-2008 годах, в Рутульском районе Дагестана запроектировано и построено четыре ГЭС этой категории: Амсарская мощностью 1 МВт; Магинская, мощностью 1,2 МВт; Шиназская, мощностью 1,38 МВт и Аракульская мощностью 1,4 МВт. Все эти ГЭС построены, на притоках реки Самур. В выполняются (организацией ООО «Энергострой ЛТД», с участием кафедры ГТС ДГТУ) ряд новых проектов для Дагестана, Кабардино-Балкарии и Северной-Осетии (Алания). Строительство этих ГЭС ожидается в ближайшее время. Мощность новых ожидаемых ГЭС в трёх указанных выше Республиках находится в пределах до 4 МВт.

Строительство в настоящее время МГЭС деривационного типа явление не случайное. Это связано с наличием в Дагестане и на Северном Кавказе достаточно большого количества малых рек со среднегодовыми расходами от 2 до 5 $м^3/с$, Строящиеся МГЭС располагаются в диапазоне высот гор от 1500 до 2500 м, которые имеют относительно большие уклоны русел рек (0,03-0,08), что позволяет создавать относительно недорогие МГЭС. На выбор створа влияют: условия подъезда к нему, наличие поблизости существующих дорог, расстояние

до ближайшей линии электропередач (ЛЭП) мощностью 10 и более КВт и т. д.. Указанные выше уклоны и среднегодовые расходы рек позволяют строить деривационные типы МГЭС мощностью от 1 до 5 МВт, при напорах порядка 50-100 м и длине деривации от 500 до 1500 м. При этом, водохранилища не предусматриваются. В настоящее время эти типы МГЭС с указанными выше параметрами рек и напоров, экономически достаточно перспективны. Строительство именно деривационных типов МГЭС, на данном этапе, является также политика «ГидгоОГК» и региональноой гидрогенирирующей компании Дагестана.

Необходимо отметить, что так называемое строительство «малых ГЭС» есть не что иное, как строительство малых гидроузлов, состоящих из нескольких объектов объединенных «условием совместной работы и местоположением» (известное определение, которое даётся для больших и средних гидроузлов). Это определение полностью подходит и к строящимся гидроузлам с малыми ГЭС. Учитывая это, их можно называть **«малыми гидроузлами»**. В этой связи, малые гидроузлы с деривационной схемой работы ГЭС состоят из трёх ярко выраженных частей, это: 1. **Водозаборный узел**, способствующий организованному забору расчётного количества воды из реки, для подачи его в водоприёмник деривации ГЭС; 2. **Деривационный водовод,** транспортирующий воду от водозабора до здания ГЭС; 3. Собственно **ГЭС**, где непосредственно вырабатывается электроэнергия.

Кратко характеризуя эти объекты (в обратном порядке) можно отметить, что ГЭС состоит из здания, внутри которого находятся гидротурбины, гидрогенераторы, система автоматики управления, распределительные электрические сети, система водоводов подводящих воду к гидротурбинам, отсасывающие трубы, отводной канал и т.д. Деривационный водовод может быть закрытого типа (труба или туннель), непосредственно подводящий воду к гидротурбинам. Может быть в виде канала переходящего на концевом участке в закрытый водовод (через аванкамеру водоприёмника). Может быть комбинированной, когда транзитный водовод состоит из участков в виде канала и напорных труб. Возможны и другие комбинации водоводов, например с напорными или безнапорными туннелями.

Водозаборный узел может иметь в своём составе водосливную плотину с регулируемой (затворами) и нерегулируемой частями, глухую бетонную или земляную плотину, водозаборную галерею, аванкамеру подачи воды в деривацию (с промывником донных наносов), водоспуск – для сброса воды в нижний бьеф в аварийно-ремонтных случаях, механизмы подъёма затворов, рыбоход, водобойные устройства в нижнем бьефе и т. д. . Водозаборный узел непосредственно взаимодействует с основными природными факторами действующими на малый гидроузел, как: воздействие на сооружения водного потока и донных наносов реки, русловые процессы, процессы замерзания и оттаивания бетона и грунта входящих в состав сооружений, шуговые и ледовые явления, фильтрационное воздействие, давление грунта и т. д.. При этом, от чёткости работы водозабора зависит надёжная и бесперебойная работа ГЭС. Эта часть малого гидроузла и является основной заботой гидротехников при принятии проектных решений.

Уже на стадии проектирования малых гидроузлов для МГЭС на горных реках с нескальным руслом специалисты столкнулись с некоторыми проблемами, которые отсутствуют, например, при строительстве малых гидроузлов на равнинных реках. К этим проблемам можно отнести:

1. Дороговизна применения в компоновке водозаборных узлов конструктивных схем с бетонными водобойными устройствами в нижнем бьефе (водобойных колодцев, рисберм и т. д.);
2. Абразивное исстерание водосливных бетонных поверхностей донными наносами реки;
3. Засоряемость решёток донных галерей водозабора мелким каменным материалом, что уменьшает их пропускную способность и не обеспечивает работу ГЭС в расчётном режиме;
4. Очистка водозаборной галереи и аванкамеры от каменистого материала просочившегося через решётку и недопущения его в деривацию;
5. Устройство экономичных вариантов водоспусков, для сброса воды в нижний бьеф, на случай ремонта водосливных поверхностей, ремонта водозаборной галереи или аварии на водозаборном узле.

Решению этих и других проблем строительства водозаборных узлов малых гидроузлов на горных реках посвящены исследования кафедры ГТС ДГТУ и проектные работы ООО «Энергострой ЛТД». Некоторые найденные решения этих проблем приводятся ниже.

До настоящего времени, при проектировании водозаборных сооружений на горных реках, в случае нескальных оснований, сопряжение бьефов часто осуществлялось по классической схеме, с помощью бетонных водобойных устройств в нижнем бьефе. В этом случае, водосливная поверхность плотины сопрягается в низовой части с водобойной плитой (или водобойным колодцем), рисбермой и концевым устройством в виде ямы размыва. Такие схемы сопряжения, в своей основе, разработаны для случая равнинных рек. «Слепой» перенос этих схем на случай горных рек, ведёт к большим объёмам бетона во флютбетной части сооружении и в береговых стенах-устоях.

Вторым важным недостатком данного вида сопряжения является, исстераемость бетона водосливных поверхностей донными наносами реки, что может со временем привести к аварии сооружения. Например, в 1964 году твёрдый сток реки Черек-Балкарский «стёр» бетонную поверхность водобоя водозабора Мухольской ГЭС (Кабардино-Балкария), что привело к разрушению водобойных устройств нижнего бьефа и трёх пролётов водосливной плотины. Сооружение было построено в 1960 году. В 1995 году, в Дагестане, на реке Акташ была построена водосливная плотина с водобойными устройствами в нижнем бьефе. Через два года эксплуатации, поверхность водобоя напротив центра плотины была стёрта донными наносами реки на 40 см. Специальная защита водосливных поверхностей износостойким материалом, ведёт к удорожанию сооружения в целом из- за больших площадей подлежащих воздействию твёрдого стока.

Третьим серьёзным недостатком классической схемы сопряжения является, «неповоротливость» этой схемы в плане, при нанесении контура сооружений на топографию местности. Это связано с извилистостью малых горных рек, когда «длинные» флютбеты водопропускных сооружений часто не вписываются между поворотами рек, а в узких нескальных створах основание бетонных стен-устоев требует большой ширины, с соответствующей подрезкой береговых склонов.

Учитывая указанные выше недостатки, на кафедре ГТС ДГТУ, в 2000-2007 годы, были разработаны несколько вариантов водозаборов для горных рек, для случая нескальных оснований в створе водозаборов. В 2007-2008 годах

некоторые из этих вариантов водозаборов были внедрены в реальные проекты и в строительство.

Первый из разработанных конструкций водозаборов был реализован при строительстве Амсарского малого гидроузла. Учитывая это, преимущества новых конструктивных решений дадим на примере данного водозабора. На рис.1 представлен поперечный разрез Амсарского водозабора по новому конструктивному решению. Разрез дан по бетонной водосливной плотине 1 с плитой консолью 2, водозаборной галерее 3, толстому 4 и тонкому понуру 5. Крепление нижнего бьефа осуществляется с помощью каменного ковша 6, на слое обратного фильтра 7. Вдоль всех этих сооружений, по обоим берегам, выполнены стены-устои 8.

На рис.2 представлен классический вариант поперечного разреза сооружений водосливного фронта в том же масштабе, что и рис.1, где: 1-водосливная плотина (показана без водозаборной галереи); 2 – бетонный водобойный колодец (или плита); 3 – бетонная рисберма; 4 – понур; 5 – стены-устои и яма размыва – 6.

Из сопоставления вариантов конструкций рисунков 1 и 2 видно, что общая длина бетонных сооружений водосливного фронта в новом решении, в 4,3 раза меньше чем в классическом варианте. Это достигается за счёт замены бетонных водобойных устройств нижнего бьефа в классическом варианте, на каменное крепление (ковш) в новом решении.

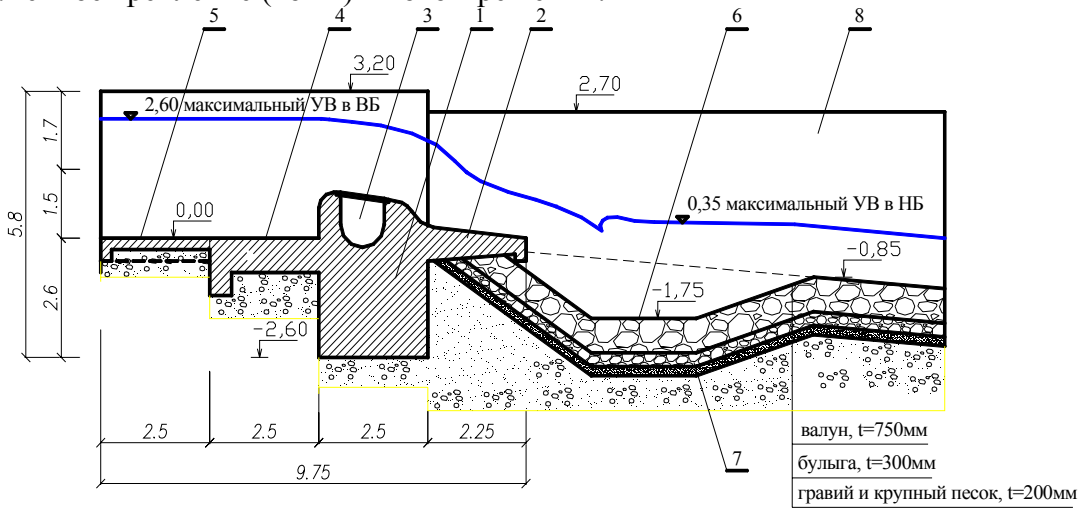


Рис.1. Поперечный разрез плотины Амсарского узла по водозаборной части.

При этом, в конструкции новой плотины сделан консольный выступ 2, который отбрасывает поток воды на каменный ковш 6. Для сохранения устойчивости нового типа плотины на сдвиг и опрокидывание, его понур выполнен в монолите с плотиной и увеличен по толщине на части своей длины до 0,75 м. Толщина тонкой части понура составляет 0,25 м. В случае Амсарского водозабора, стены-устои 8 продвинуты до конца крепления каменного ковша. Это вынужденное решение, т. к. по левому борту впритык к водозабору проходит существующая дорога, которую необходимо защищать от обрушения, а правобережная стена-устой удерживает от обрушения грунтовую плотину. Во многих случаях, при отсутствии таких ограничений, стены-устои достаточно устраивать до конца (носка) консоли, закрепляя остальную часть откосов камнем. В этом случае получаем экономию бетона в гораздо большем объёме, т. к. основной объём бетона водозаборного сооружения, в случае нескальных берегов, содержится в стенах-устоях (в обоих типах сооружений).

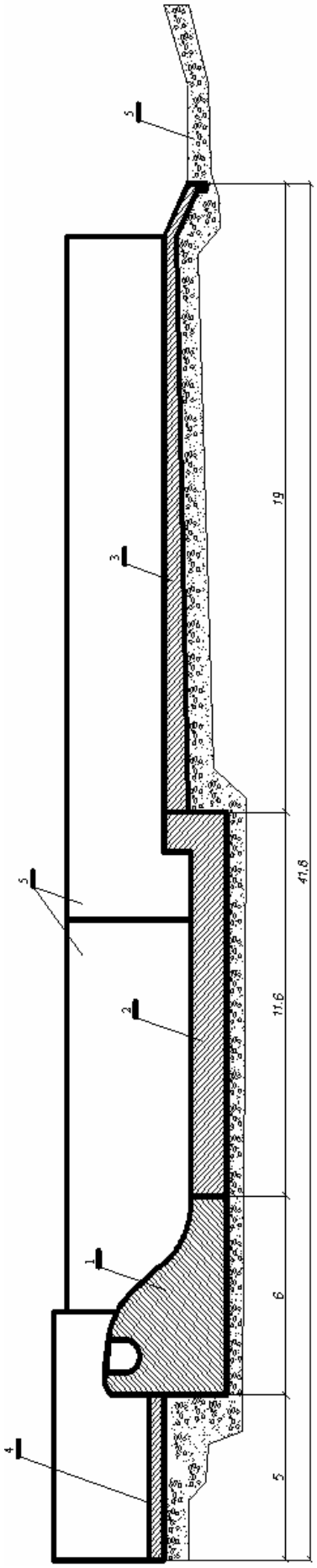


Рис.2. Поперечный разрез «классического варианта» водозаборной части плотины с водобойными устройствами.

Таблица 2. Сравнение объёмов бетона в водозаборных узлах малых ГЭС.

№	Наименование малых гидроузлов	Объём бетона в классич. вариантах водозабора, $м^3$	Объём бетона в новых типах водозабора, $м^3$	Уменьшение объёма бетона в новых типах водозабора
1	Амсарский	830	400	2,08
2	Аракульский	1500	400	3,75
3	Мухольский	3364	1200	2,81
4	Шиназский	2100	1146	1,83

В результате, в построенном варианте Амсарского водозаборного узла, объём бетона примерно в 2,1 раза меньше чем в классическом варианте. Конкретные данные по объёму бетона в обоих типах плотин приводятся в таблице 2. В этой же таблице даются аналогичные данные по водозаборным узлам Шиназской, Аракульской и Мухольской (Кабардино Балкария) малым ГЭС. Причём, водосливные плотины Шиназской и Мухольской малых гидроузлов имеют другие конструктивные решения чем у Амсарской, они же отличаются и между собой. Данные таблицы 2 показывают, что объём бетона в новых конструкциях водозаборных сооружений меньше чем классических вариантах от 1,8 до 3,8 раза! Это указывает на то, что одна из поставленных задач по водозаборам горного типа решена успешно.

Найденные конструктивные решения по новым типам плотин одновременно решают и вторую из поставленных выше задач - по **абразивному воздействию твёрдой части донных наносов на бетон водосливных поверхностей.** Как видно из рисунков 1 и 2, длина и площади поверхностей бетона подверженных истиранию в случае классических типов флютбетов, значительно превышают водосливные поверхности в новых конструктивных решениях. Например, по Мухольскому водозаборному узлу более чем в 21 раз!

Из указанных выше других проблем решены вопросы по удалению из водозаборной галереи каменистого материала просочившегося в него через просветы решётки. В найденном решении этот материал промывается гидравлическим способом в автоматическом режиме. Имеются разные варианты решения данной проблемы. Найдено удачное решение по водоспуску, для опорожнения верхнего бьефа на случай ремонта и осмотра состояния сооружений водозабора в период межени на реке. Оно состоит в том, что трубу водоспуска (на Амсаре диаметром 1 м) укладывают в стену-устой, размеры которой позволяют делать это. С верховой стороны входное отверстие в водоспуск (со стороны понура) перекрывают затвором, а с низовой стороны устраивают выходное отверстие напротив центра каменного ковша, с лекальным поворотом трубы в данном месте. Такое решение одновременно позволяет вести промывку донных наносов продвигающихся к плотине по понуру и сэкономить бетон в массиве стены-устоя на объём трубы. Промывка донных наносов осуществляется по известной схеме «наносоперехватывающих галерей» [7,8], при частичном (малом) открытии затворов в период паводков. Промывка идёт в автоматическом режиме. Эти решения реализованы в реальном строительстве.

Разработаны несколько вариантов конструктивных решений и по очистке водозаборных решёток от каменистого материала, застревающих в просветах решётки, но в реальных объектах они ещё не реализованы. Работа в этом направлении продолжается.

Литература:

1. *Сулейманов И.А-Г., Сулейманов Б.И.* «Малые ГЭС и пути освоения гидроэнергопотенциала малых и мельчайших рек». РАН. Отделение

энергетики, машиностроения и процессов управления. Институт проблем геотермии ДНЦ РАН. «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». Махачкала, 2006, с.59-69.

2. *Рагимова А.С.* «Обоснование строительства бетонных плотин на малых реках для комплексного использования водных ресурсов горного Дагестана». Диссертация на соискание учёной степени к.т.н. по специальности 05.23.07 – Гидротехническое строительство. Махачкала, 2005, 188 с.
3. *Сулейманов И.А-Г., Гаджиева А.С.* «Особенности строительства бетонных плотин малых категорий». М., Гидротехническое строительство, № 2, 2001, с. 25-29.
4. *Сулейманов И.А-Г.* «Дагестанская сборная бетонная плотина». М., Гидротехническое строительство, №11, 1992, с. 15-20.
5. *Сулейманов И.А-Г., Муслимов В.Х.* «Строительство плотин на малых реках». М., Гидротехническое строительство, № 9, 1993, с. 14-18.
6. *Сулейманов И.А-Г., Сулейманов С.И.* «Конструктивные особенности сборной бетонной арочной плотины на р. Чуглинка». М., Гидротехническое строительство, № 4, 2002, с. 21-23.
7. «Гидротехнические сооружения». Под ред. Н.П.Розанова. М, «Стройиздат», 1978, с. 647.
8. «Гидротехнические сооружения». Под ред. Н.П.Розанова. М, «Агропромиздат», 1985, с. 432.

ОРГАНИЧЕСКИЕ КИСЛОТЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА, ИХ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА И ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕССЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Каймаразов А.Г.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.Шамиля, 39а; e-mail: ran_ipg@iwt.ru

Введение. Задача исследования содержания и состава растворенного органического вещества (РОВ) минерализованных вод представляет интерес как с позиций изучения генезиса органических веществ подземных вод, так и при решении вопросов технологии водоподготовки для комплексного освоения их теплового и минерально-сырьевого потенциала геотермальных ресурсов.

Наиболее представительной фракцией РОВ геотермальных вод основных месторождений Дагестана (Сухокумская группа месторождений, Махачкала-Тернаирское месторождение, самоизливающиеся воды Берикейского грифона) как по числу компонентов-гомологов, так и по разнообразию гомологических рядов органических соединений является фракция карбоновых кислот**.**

С использованием хромато-масс-спектрометрического анализа на основе интерпретации масс-спектров электронного удара (70 эВ) в составе фракции карбоновых кислот установлены гомологи монокарбоновых (в том числе высокомолекулярных) и дикарбоновых алифатических кислот, монокарбоновых алициклических (нафтеновых) кислот, ароматических: алкилбензойных, оксибензойных, фталевых, нафтойных – кислот [1].

Эти данные подтверждают свидетельства о количественном преобладании различных органических кислот среди водорастворенных органических компонентов подземных вод [2]. В тоже время ученые сходятся во мнении об условности оценки количественного содержания органических кислот подземных вод, осуществленной с помощью различных аналитических приемов и методов определения [3-5].

В обзорной лекции предлагаются анализ преимуществ и недостатков широко известных методов (весовых и титриметрических) количественного определения карбоновых кислот, возможности их использования на примере определения содержания карбоновых кислот в геотермальных водах Дагестана, а также оценка влияния алифатических кислот на смещение кальций-углекислотного равновесия в геотермальных водах.

1. Проблемы в определении объекта исследования. Первая проблема, с которой сталкивается исследователь, оценивая количественное содержание органических кислот, связана с «размытостью границ» объекта изучения.

Геохимическая, а также биохимическая и гидрохимическая классификации определяют водорастворенные органические кислоты как «жирные кислоты», «летучие жирные кислоты», «нелетучие жирные кислоты», «нафтеновые кислоты», «высшие жирные кислоты» и т.д. – группы, по сути, представляющие различные гомологические серии карбоновых кислот.

Таким образом, в основе этих классификаций лежат не состав и строение органических компонентов-гомологов, а их физические характеристики, главным образом, температуры кипения, растворимость в воде и в других (органических) растворителях и т.д., определяющие подходы к разработке методов выделения и концентрирования органических кислот. Даже наиболее, на наш взгляд, удачный

термин – «жирные кислоты» (fatty acids) как преимущественно одноосновные карбоновые насыщенные, непредельные, циклические кислоты природного и синтетического происхождения, в том числе летучие жирные (состава C_1-C_5) и высшие жирные (состава C_6 и выше) предполагает «смешение» в данном объекте исследования представителей не только монокарбоновых кислот, но и кислот с двумя и большим числом функциональных групп: –COOH, –OH [6].

Другие проблемы, вытекающие из условности термина «летучие кислоты», – это гарантия достижимости полноты извлечения и концентрирования таких кислот методами дистилляции и «опасность загрязнения» отгона «легких кислот» «труднолетучими» гомологами.

Наконец, применяемые методы выделения, индивидуальной/групповой идентификации и количественной оценки карбоновых кислот исключают возможность установления формы их присутствия в подземных водах, будь то свободные кислоты, их растворимые соли или комплексы с катионами *d*-металлов.

Выводы. Сходимость результатов количественного оценки органических кислот подземных вод, осуществляемой с помощью различных аналитических приемов и методов определения, достаточно условна. Причина – в основе большинства этих методов лежат физические характеристики, а не состав и строение кислот.

2. Методы группового определения карбоновых кислот. В настоящее время основными методами группового определения жирных (нафтеновых) кислот продолжают оставаться потенциометрические и гравиметрические методы [7-8].

Прямое титрование органических кислот (метод Р.Дилалло-О.Альбертсона) растворами щелочей проводят в интервале pH 4-7 после предварительного подкисления пробы до значений pH 3,2-3,3 и удаления углекислого газа и сероводорода. Метод позволяет проводить количественное определение широкого спектра органических кислот, однако имеет ряд недостатков, В частности, определению мешают ионы фосфорных и борной кислот, соли железа (Fe^{2+}, Fe^{3+}) и алюминия; необходим их учет или предварительная маскировка. Кроме этого, интервал pH 4-7 для титрования молекулярных форм сильных кислот не всегда корректен для определения слабых органических кислот.

Методы потенциометрического определения органических кислот, перегоняемых с водяным паром (методы Е.А.Барс, Е.Л.Быковой, С.С.Коган [9]), позволяют исключить мешающее влияние нелетучих минеральных кислот, но не дают однозначного решения вопроса об обеспечении полноты извлечения летучих кислот. Рекомендуемые приемы (А.Д.Семенов [10]) 4-5- или 10-кратного разбавления ($V_{дистил}$: $V_{исх.проба}$) для достижения полноты извлечения снижают чувствительность метода и повышают вероятность ошибки определения кислот. Приемы перегонки в присутствии сильных минеральных нелетучих кислот при анализе природных вод хлоридного типа имеют ограничения, связанные с загрязнением отгона хлороводородом.

Кроме того, в зависимости от типа анализируемых вод предлагаемый интервал pH титрования может быть расширен до значений 4-10, что предполагает дополнительные исследования в каждом конкретном случае.

Гравиметрическое определение. Весовые методы рекомендуют, главным образом, для определения нафтеновых кислот и иных труднолетучих кислот. Их основным недостатком является невысокая селективность вследствие

использования для выделения и концентрирования кислот экстракционных методов. Ошибка гравиметрического определения обусловлена, с одной стороны, «загрязнением» экстракта кислот веществами некислотного характера и/или следами самого вещества-экстрагента, с другой стороны, потерями кислот (неполная экстракция), в том числе и кислот со смешанными функциями.

Выводы. Известные методы весового и титриметрического определения водорастворимых органических кислот отличаются невысокой избирательностью. Метод прямого потенциометрического титрования позволяет получить наиболее полную информацию о содержании различных групп и форм органических кислот.

3. Пример количественного определения органических кислот геотермальных и попутно-нефтяных вод Дагестана. В качестве объекта исследования органических кислот были взяты пробы южносухокумских попутно нефтяных вод, вод Тарумовского (скв. 4) и Махачкала–Тернаирского (скв. 27Т, 28Т, 32Т) месторождений термальных вод, а также вод Берикейского грифона. Для определения кислот нами использован метод прямого потенциометрического титрования водных растворов [11], хорошо зарекомендовавший себя при оценке общего содержания растворимых органических кислот в минерализованных водах [9].

Потенциометрическое определение проводили на установке автоматического титрования (БАТ-15) в комплексе с микробюреткой и иономером (ЭВ-74). В качестве титрующего раствора использовали 0,05 н. раствор $Ba(OH)_2$.

Предварительно были изучены условия разрушения и маскировки компонентов, мешающих титриметрическому определению органических кислот. В частности, было установлено, что кипячение подкисленной пробы для разрушения гидрокарбонат-ионов не должно быть продолжительным (не более 3–5 минут). Продолжительное (2-часовое) кипячение с целью обнаружения «связанных» органических кислот в пробе южносухокумских вод привело к потере примерно 20% их исходного количества.

Также было оценено влияние ионов железа с концентрацией 5 мг/л на полноту определения кислот на примере анализа пробы Махачкала-Тернаирских вод. При этом предполагалось, что интервалы значений pH титрования ионов железа и органических кислот раствором щелочи совпадают. Относительная ошибка определения, составившая 2 и 3% соответственно в пересчете на Fe (II) и Fe (III), является вполне удовлетворительной для данного метода определения кислот.

Поэтому операция пробоподготовки включала обезжелезивание исходного раствора методом аэрации с доведением концентрации ионов железа до 5 и ниже мг/л. Вместе с тем, перевод железа в окисную форму, обладающую высокой коагулирующей способностью, с последующим осаждением гидроксида железа (III) сопровождается соосаждением органических веществ, главным образом, нефтепродуктов. Не исключена возможность адсорбции и окклюзии растворенных органических кислот, в первую очередь - высших и средних. Например, имеются сведения о растворимых полиядерных комплексах железа (III) с ацетат-ионами, которые также могут захватываться осадком $Fe(OH)_3$. По-видимому, в случае анализа проб Южносухокуского и Тарумовского месторождений, характеризующихся высоким содержанием железа, более корректно говорить о суммарном определении растворимых низших органических кислот (состава C_1-C_6).

Для анализа брали по 50 мл осветленной пробы; в случае Махачкала-Тернаирской пробы с высоким содержанием органических кислот - 20 мл. Контроль за содержанием $Fe_{общ}$ в осветленной пробе вели методом фотометрического определения железа с о-фенантролином [12].

Воды исследованных месторождений характеризуются различным суммарным содержанием органических кислот и, по-видимому, достаточно индивидуальны по составу кислот (см. табл. 1). На это указывают различия в значениях pH точек эквивалентности ($pH_{т.экв.}$). Наиболее обогащенными оказались воды Махачкала-Тернаирского месторождения; результат хорошо согласуется с данными, полученными ранее [13].

Таблица 1. Содержание органических кислот в водах термальных месторождений Дагестана.

Месторождение	Остаточное содержание Fe общ,мг/л	pH в точке эквивалентности	Содержание кислот	
			ммоль/л	мг/л, в пересчете на CH_3COOH
1. Южносухокумское	0,5	6,5	1,24	74,4
2. Тарумовское (скв. 4)	16,5	5,8	1,72	103,2
3. Махачкала-Тернаирское	3,2	6,9	8,65	519
4. Берикейский грифон	1,56	5,7	0,16	9,6

Наименьшее содержание кислот обнаружено в водах Берикейского грифона. На наш взгляд, это объясняется следующим. Воды открытого горячего бассейна в процессе постоянной дегазации теряют значительную часть легко летучих алифатических кислот, концентрируя долю нелетучих, но более сильных кислот, что, очевидно, обусловливает низкое значение pH точки эквивалентности при титровании органических кислот пробы берикейского рассола [14].

Выводы. Результаты прямого потенциометрического определения указывают на различное количественное содержание и качественный состав органических кислот основных месторождений геотермальных вод Дагестана.

4. О возможностях метода потенциометрического титрования для сравнительной оценки состава органических кислот в водных объектах природного происхождения. Реакции, протекающие при титровании, в зависимости от силы титруемой кислоты характеризуются различными величинами константы титрования (K_t):

$sS + rR + \ldots = pP + qQ + \ldots$

где S – титруемое вещество – органические кислоты, R – реагент (титрант – раствор щелочи), P и Q – продукты реакции (соли и вода); *s, r, p, q* – стехиометрические коэффициенты.

а) для случая титрования раствора сильной кислоты сильным основанием:

$H_3O^+ + OH^- = 2H_2O$ – константа титрования определяется как

$\boldsymbol{K_t} = 1 / ([H_3O^+] * [OH^-]) = \mathbf{1 / ([S] * [R])}$

б) для случая титрования раствора слабой кислоты сильным основанием:

$HOAc(водн) + OH^- = OAc^- + H_2O$ – константа титрования определяется как

$\boldsymbol{K_t} = [OAc^-] / ([HOAc] * [OH^-]) = \mathbf{[P] / ([S] * [R])}$

или $\boldsymbol{K_t} = \boldsymbol{K_{дис}} / \boldsymbol{K_w}$,

где $\boldsymbol{K_{дис}}$ – константа ионизации титруемой кислоты, $\boldsymbol{K_w}$ – ионное произведение воды.

Для раствора слабой одноосновной органической кислоты (HAn), титруемого раствором щелочи, справедливо:

$$\lg\frac{[An^-]}{[HAn]} = \lg\frac{[An^-]*[H^+]}{[HAn]*[H^+]} = \lg K_{дис} - \lg [H^+] = pH - pK_{дис}$$

Соотношение концентраций ионной и молекулярной форм кислоты в процессе титрования определяют как $\lg [V_{Ba(OH)2}{}^{i} / (V_{Ba(OH)2}{}^{т.экв.} - V_{Ba(OH)2}{}^{i})]$,

где $V_{Ba(OH)2}{}^{i}$ – объем титранта (мл), введенный в раствор кислоты в любой момент титрования, $V_{Ba(OH)2}{}^{т.экв.}$ – объем титранта (мл), введенный в раствор кислоты в точке эквивалентности. [15].

Точки пересечения *s*- образной кривой титрования с нулевой линией на графике зависимости $\lg [V_{Ba(OH)2}{}^{i}/ (V_{Ba(OH)2}{}^{т.экв.} - V_{Ba(OH)2}{}^{i})]$ от $V_{Ba(OH)2}{}^{i}$, соответствуют объему титранта ½ $V_{Ba(OH)2}{}^{т.экв.}$, при котором значение pH равно величине $pK_{дис}$.

С целью изучения влияния природы и концентрации органической кислоты на положение точки эквивалентности нами применен метод добавок, в качестве которой использовали уксусную кислоту. Введение 0,165 ммоль CH_3COOH в 50 мл пробы осветленного Южно-Сухокумского рассола (~2,5-кратный избыток по сравнению с открытым содержанием органических кислот) привело к заметному повышению $pH_{т.экв.}$: до 6,7-6,8. Результат был сопоставлен с данными титрования раствора-имитата южносухокумского рассола по двум основным компонентам: NaCl (81,4 г/л) и $CaC1_2$ (22,2 г/л); pH = 6,2 , содержащего единственную органическую – уксусную кислоту: CH_3COOH в количестве 5 ммоль/л.

На рисунке 1 представлены кривые титрования модельного раствора, содержащего CH_3COOH (кривая 1) и модельного холостого раствора (кривая 2). Аликвоты обоих растворов (общий объем – 50 мл) содержали по 5 мл 0,1 н раствора HC1.

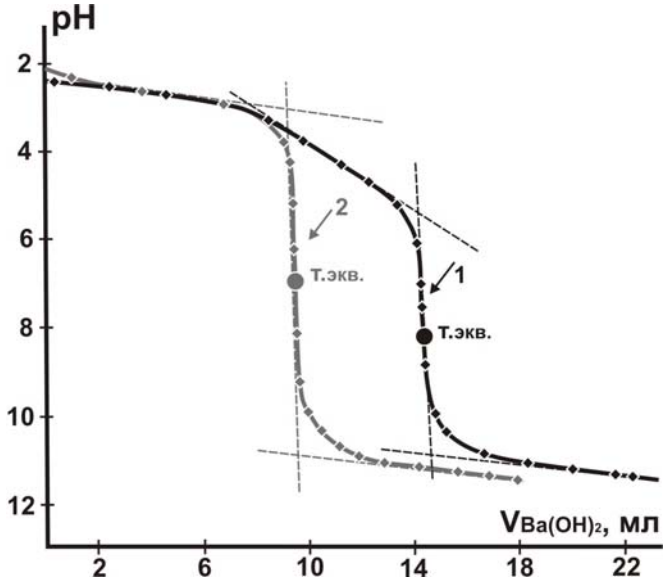


Рис.1. Кривые титрования модельного раствора, содержащего CH_3COOH (1), и холостой пробы (2) 0,05н раствором $Ba(OH)_2$.

Как видно из хода кривых титрования, до pH = 3,2 происходит в основном титрование соляной кислоты: при pH=3,2 неоттитрованными остаются около 0,8 мл 0,1 н раствора HCl или около, 15%, а к точке с pH=3,7 (на кривой 1) соляная кислота оттитровывается практически полностью. Таким образом, титрование в интервале pH 3,7–8,2 ($pH_{т.экв.}$= 8,2), позволило обнаружить 4,94 ммоль/л CH_3COOH из 4,96 ммоль/л, взятых для анализа.

Тем самым показано, что правильность выбора интервала титрования играет решающую роль при количественной оценке содержания органических кислот. Показатель константы ионизации (pK) CH_3COOH, оцененный методом титрования модельного раствора CH_3COOH, составил 4,32; что несколько ниже теоретического значения показателя константы ионизации CH_3COOH (pK = 4,76).

Нами были оценены усредненные показатели констант ионизации (pK_Σ) для суммы органических кислот исследованных растворов. Для раствора, содержащего n-количество органических кислот: R^1COOH, R^2COOH, ..., R^nCOOH, справедливо:

$R^1COOH + R^2COOH + ... + R^nCOOH + nOH^- = R^1COO^- + R^2COO^- + ... + R^nCOO^- + nH_2O$

$$K_t = \frac{[R^1COO^-]*[R^2COO^-]*...*[R^nCOO^-]*[H^+]^n}{[R^1COOH]*[R^2COOH]*...*[R^nCOOH]*[OH^-]^n*[H^+]^n} = \frac{K^1_{äèñ}*K^2_{äèñ}*...*K^n_{äèñ}}{(K_w)^n}$$

Введя понятие об усредненном показателе константы ионизации (pK_Σ) для состава из n органических кислот геотермальных вод, определяемого как:

$pK_\Sigma = (pK_1 + pK_2 + \ldots + pK_n) / n$,

получим выражение для оценки соотношения ионной и молекулярной форм «усредненной псевдокислоты», характеризующейся «усредненной» способностью к ионизации n органических кислот в водах конкретного месторождения:

$$\lg\frac{[R^1COO^-]*[R^2COO^-]*...*[R^nCOO^-]}{[R^1COOH]*[R^2COOH]*...*[R^nCOOH]} = pH - pK_\Sigma$$

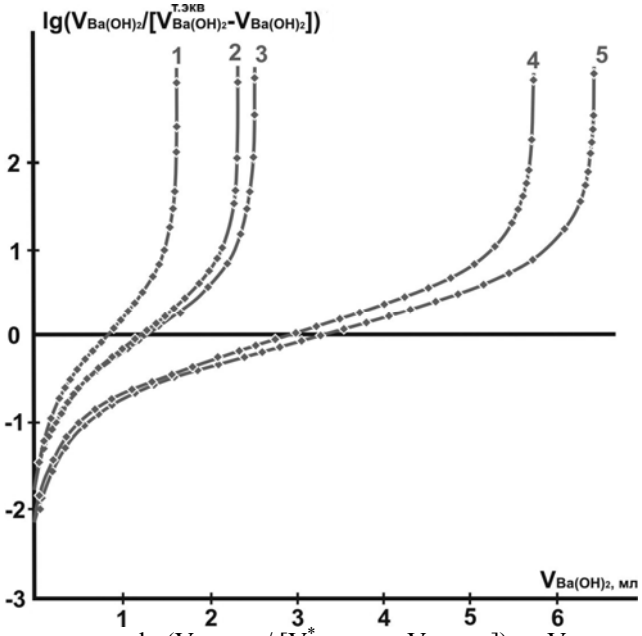


Рис. 2. График зависимости lg ($V_{Ba(OH)2}$ / [$V^*_{Ba(OH)2}$ – $V_{Ba(OH)2}$]) от $V_{Ba(OH)2}$ при титровании органических кислот, содержащихся о водах Берикейского грифона (1), Южносухокумского (2), Тарумовского (3), Махачкала-Тернаирского (4) месторождений и в модельном растворе (5).

Титрование вели в области pH = 3,2 - $pH_{т.экв.}$ Различная крутизна хода кривых (см. рис. 2) в большей степени характеризует количественные соотношения кислот исследуемых растворов (сравни с данными табл. 1).

Эти данные позволяют расположить исследованные рассолы по величине pK_Σ органических кислот в следующий ряд: Берикей (3,53) < Тарумовка (3,89) ≈ Южно-Сухокумск (4,00) < Махачкала-Тернаир (4,30) = [модельный раствор (4,32)].

Таким образом, полученный результат свидетельствует о высоком относительном содержании уксусной кислоты и ее гомологов в водах Махачкала–Тернаирского месторождения, вклад которых в суммарное содержание органических кислот в термальных водах Южно-Сухокумска, Тарумовки и Берикея несколько ниже.

Выводы. Метод прямого потенциометрического определения позволяет рассчитать усредненный показатель константы ионизации pK_{Σ} для совокупности различных карбоновых кислот, в том числе представляющих и различные гомологические серии. Это позволяет на стадии групповой идентификации провести сравнительную оценку силы органических кислот в геотермальных водах различных месторождений.

5. Оценка влияния карбоновых кислот на скорость образования твердой фазы карбоната кальция в минерализованных системах, имитирующих ГТВ Дагестана. Как было отмечено выше, в составе различных типов подземных вод Дагестана установлен широкий спектр карбоновых кислот [1], вклад которых в величину полной щелочности подземных вод может оказаться весьма значительным, как, например, в водах Махачкала-Тернаирского месторождения – 10 мг-экв/дм^3 [13,14], а, следовательно, и их влияние на состояние равновесия гидрокарбонатных и карбонатных солевых форм ионов жесткости.

С целью изучения влияния солей органических кислот на процесс формирования твердой фазы карбоната кальция в модельных растворах низкой минерализации, исследована кинетика осадкообразования в отсутствии и в присутствии ацетата натрия.

Для оценки кинетики формирования твердой фазы $CaCO_3$ была использована модель процесса осадкообразования, описываемого кинетическим уравнением первого порядка с контролем растворенных форм Ca^{2+}-ионов в рабочей системе в момент времени τ: $[Ca^{2+}]_{\tau}=[Ca^{2+}]_0 e^{-k\tau}$.

В качестве модельного раствора была использована система, имитирующая слабоминерализованные низкопотенциальные воды (скв. 63, Махачкала) с составом (мг/дм^3): Na^+- 868,0; Ca^{2+}- 21,08; Cl^- - 1021 ; HCO_3^- - 618. В серии опытов мольные соотношения гидрокарбонат- и ацетат-ионов составили 10:1 ÷ 12:1. Введение в модельный раствор водной аликвоты ацетата натрия из расчета 50 мгCH_3COOH/дм^3 привело к заметному снижению величины pH. Динамика изменения концентраций Ca^{2+} ионов в модельных растворах исследована во временном интервале 0-90 мин в присутствии указанного количества ацетата натрия. В контрольном опыте оценивали полноту осаждения ионов Ca^{2+} в растворе, не содержащем ацетат-ионы (см. табл. 2. и рис. 3).

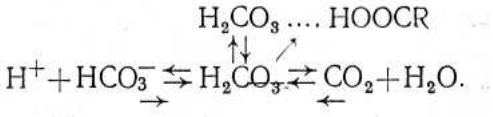
Таблица 2. Результаты кинетических исследований образования $CaCO_3$ в модельном растворе в присутствии ацетата натрия с содержанием 50 CH_3COOHмг/дм^3; $pH_{исх.}$ = 7,8

№	τ, мин	m, г	t_1, ^{0}C	pH	$[Ca^{2+}]$, мг/дм^3	$[HCO_3^-]$, мг /дм^3	ΔCa^{2+}, мг/дм^3	$[Ca^{2+}_{исх}] / [Ca^{2+}_{\tau}]$	lg ($[Ca^{2+}_{исх}] / [Ca^{2+}_{\tau}]$)
1	0	1500	34,3	7,85	19,64	610,0	0	1	0
2	15	1500	34,3	8,32	19,58	610,0	0,06	1,0031	0,0013
3	30	1500	34,2	8,52	19,31	605,0	0,32	1,0171	0,0074
4	45	1500	34,3	8,56	19,14	600,6	0,50	1,0261	0,0112
5	60	1500	34,3	8,61	19,24	595,6	0,40	1,0208	0,0089
6	75	1500	34,3	8,66	18,84	585,6	0,80	1,0425	0,0181
7	90	1500	34,2	8,68	18,84	585,6	0,80	1,0425	0,0181

Сравнение условий формирования твердой фазы $CaCO_3$ в присутствии и в отсутствии ацетат-ионов в модельном растворе на основании результатов

кинетических исследований позволяют сделать заключение об ингибирующем действии солей карбоновых кислот ($'k^{305}$) на процесс осадкообразования $CaCO_3$: $k^{305}_{(pH\ 7,8)} = 1,19*10^{-3}$ мин$^{-1}$, $'k^{305}_{(pH\ 7,8)} = 0,21*10^{-3}$ мин$^{-1}$.

Авторы работы [16] исследовали превращение гидрокарбоната кальция в карбонат кальция в присутствии непосредственно самих кислот, и их ингибирующее действие объяснили способностью образовывать аддукты с угольной кислотой на основе водородных связей, что, должно было способствовать смещению равновесия в сторону образования более растворимой соли кальция и угольной кислоты:



Вывод, на наш взгляд, не вполне безупречный, поскольку карбоновые кислоты сами склонны к образованию ассоциатов и характеризуются более высокими значениями констант диссоциации в сравнении с угольной кислотой.

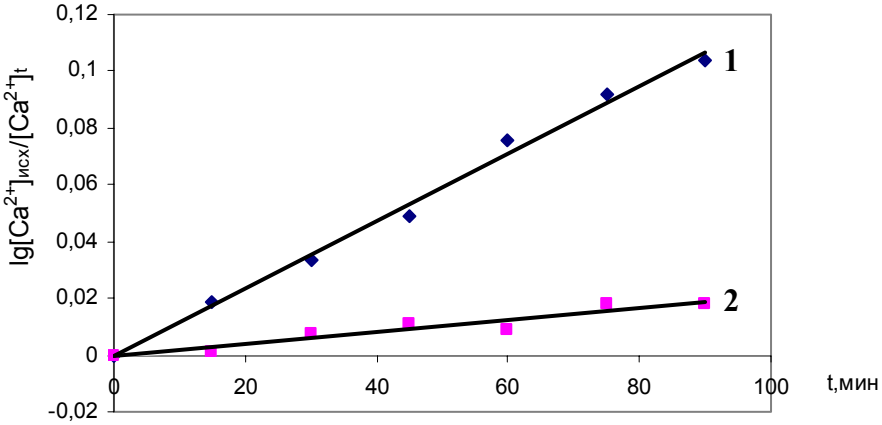


Рис.3. Динамика концентраций ионов кальция в процессе формирования $CaCO_3$ в отсутствии (1) и в присутствии (2) ацетат-ионов с концентрацией 50 мгCH_3COOH/дм^3; $pH_{исх.}$ = 7,8

Модельные системы в наших исследованиях наряду с гидрокарбонатом кальция содержат гидрокарбонат натрия в мольных соотношениях 1:10 – 1:12. В связи с чем не исключена следующая последовательность реакций, приводящая к накоплению свободной уксусной кислоты, которая и ингибирует процесс осаждения карбоната кальция:

$HCO_3^- + OH^- = H_2O + CO_3^{2-}$

$CH_3COO^- + H_2O \leftrightarrow CH_3COOH + OH^-$

$\underline{Ca^{2+} + CO_3^{2-}} \leftrightarrow CaCO_3$

$Ca^{2+} + HCO_3^- + CH_3COO^- \leftrightarrow CaCO_3 + CH_3COOH$

Выводы. На основании изучения динамики концентраций Ca^{2+} ионов в модельных растворах, имитирующих низкопотенциальные воды Дагестана, в присутствии и в отсутствии ацетат-ионов получено экспериментальное доказательство ингибирующего действия солей карбоновых кислот на процесс осадкообразования карбоната кальция.

Литература:

1. *Каймаразов А.Г., Апандиев Р.Б.* Идентификация растворенного органического вещества геотермальных вод Дагестана // материалы Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» (к 25-летию Института проблем геотермии Даг.НЦ РАН). Махачкала: полиграф. база ООО «Деловой мир», 2005., Т.2. С. 185–193.

2. *Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа – М.: Недра, 1969.– 272 с.
3. *Барс Е.А., Коган С.С.* Органическое вещество подземных вод нефтегазоносных областей. – М.: Недра, 1965.
4. *Германов А.И., Мелькановицкая С.Г.* Органические кислоты в гидротермальных образованиях полиметаллических месторождении и в подземных водах осадочной оболочки Земли.// Докл. АН СССР, 1975, Т.225. № 1. С.192–195.
5. *Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В.* Нефтегезопоисковая гидрология. М.: Недра. 1982.
6. Химическая энциклопедия: в 5 т.: т. 2: /Редкол.: Клунянц И.Л. (гл.ред.) и др.– М.: Сов. Энцикл., 1990.– 671 с.
7. *Лурье Ю.Ю.* Аналитическая химия промышленных сточных вод /М.: Химия, 1984. – 448 с.
8. *Новиков Ю.В. и др.* Методы исследования качества воды водоемов / Новиков Ю.В., Ласточкина К.О., Болдина З.Н.: Под ред. А.П. Шицковой.– М.: Медицина, 1990.– 400 с.
9. *Быкова Е.Л., Бродовская А.А., Дудова М.Я.* Методы исследования органических веществ подземных вод – М.: Недра, 1969. – 98 с.
10. *Брызгало В. А., Семенов А.Д.* Определение органических кислот в подземных водах. – В кн.: Органическое вещество подземных вод и его значение для нефтяной геологии. М.: ВНИИОЭНГ, 1967, С.243–247.
11. *Кирюхин В.К., Мелькановицкая С.Г., Швец В.М.* Определение органических веществ в подземных водах. – М.: Недра, 1976. – 189 с.
12. *Фомин Г.С.* Вода. Контроль химической, бактериальной и радиационной безопасности по международным стандартам. /Энцикл. справ. – 3-е изд., перераб. и доп.– М., Издательство «Протектор», 2000. – 848 с.
13. *Рамазанов А.Ш., Рамазанов О.М., Калинин Н.Г.* Органические вещества в термальных водах Махачкала - Тернаирского месторождения // Сб. трудов Ин-та проблем геотермии Даг. ФАН СССР, 1984, вып.1, С.69-74.
14. *Каймаразов А.Г., Магомедова С.В., Каймаразова Н.А.* Потенциометрическое определение органических кислот в высокоминерализованных водах Дагестана // Сб. трудов Ин-та проблем геотермии Даг. ФАН СССР, 1985, вып.4, С.122-128.
15. *Мейтис Л.* Введение в курс химического равновесия и кинетики: Пер. с англ. – М.: Мир, 1984. – 484 с.
16. *Иванов А.М., Моисеенко А.П., Кондратюк В.П., Манжосова М.Г.* Роль карбоновых кислот в превращении гидрокарбоната кальция в карбонат // Химия и технология воды.1990. Т.12. № 6. с. 524-528.

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ «ЧИСТАЯ ВОДА РОССИИ»

Гаджидадаев И.Г., Ахмедов М.И., Омардибиров О.М.

ООО «Научно-производственный центр Подземгидроминерал»;
Москва, Россия; 7-я парковая 26; e-mail: ximik@xtreem.ru

В XXI веке проблема дефицита доброкачественной питьевой воды, наряду с экологической и энергетической, стала глобальной проблемой человечества. Более 40% населения мира живет в районах, испытывающих среднюю или острую нехватку воды, около 1,5 млрд. людей не имеет доступа к безопасной питьевой воде. Ежегодно от нехватки питьевой воды умирают 400-600 тыс. детей и свыше 3 млн.взрослых от болезней, вызываемых водой, не отвечающей требованиям безопасности. Предполагается, что к 2025г. две трети населения Земли (~ 5,5 млрд. чел.) будет жить с постоянной нехваткой безопасной питьевой воды. Известно, что 80% болезней мы выпиваем с водой. Существовавшие до сих пор нормативные документы, регламентирующие качество воды, да и последний СанПиН 2.1.4.1074-01 года, построены только с учетом требований к ее безвредности и не учитывают ее полезность, точнее физиологическую полноценность. Требования к химическому составу питьевой воды без учета минимально необходимых концентраций компонентов в воде (кроме хлора) противоречат критерию физиологической полноценности. А известные ПДК лимитируют, как правило, только верхние пределы концентраций элементов. Известны исследования, которые велись в НИИ Гигиены и санитарии человека, Институте питания РАМН и результатом которых были установленные минимально необходимые, оптимальные и предельно допустимые концентрации таких элементов, как Ca, Mg, B, J, F и т.д. В идеале при водоподготовке все эти факторы должны быть учтены. В настоящее время централизованное водоснабжение не может обеспечить всех потребителей даже безопасной для здоровья водой, не говоря о «физиологически полноценной». На сегодняшний день индивидуальный потребитель сообразно состоянию своего здоровья, проконсультировавшись со специалистами, должен подобрать для себя собственную систему доочистки воды.

Видимо поэтому продажа бутилированной воды и стала одним из успешных бизнесов последних лет. Фирм-производителей такой воды много, хотя качество их оставляет желать лучшего. И ПЭТ бутылки для размещения питьевой воды – не лучший вариант. Если говорить о водопроводной воде в городах и поселках городского типа, то нельзя обойти вопрос хлорирования. Дело в том, что хлорирование – это, к сожалению, необходимость. На сегодняшний день только использование хлора дает пролонгированный обеззараживающий эффект, защищающий потребителя от возможного вторичного бактериального загрязнения по пути следования воды. Но оборотная сторона этого процесса в том, что при хлорировании питьевой воды образуются хлорорганические вещества, имеющие мутагенное и канцерогенное воздействие на организм человека. И мы, в основном, вынуждены с этим мириться и пить такую воду.

Вполне закономерны претензии потребителей к этой воде также по содержанию, точнее превышению оптимума кальция, магния, железа, по нехватке фтора и йода. На наш взгляд, региональные власти должны наконец-то обратить серьезное внимание на проблему водообеспечения в первую очередь школ и дошкольных учреждений. Ведь здоровье подрастающего поколения – это стратегически важная задача для любого государства.

Поскольку приобретение бутилированной питьевой воды, особенно в школах и дошкольных учреждениях в достаточных объемах – задача на сегодняшний день нереальная, мы можем предложить достаточно простые, доступные и надежные устройства для очистки питьевой воды из-под крана. В отличие от предлагаемых на свободном рынке устройств для очистки воды, узлы которых надо часто менять на новые, в предлагаемом нами устройстве легко регенерируются и могут работать годами. Если коснуться проблем использования «новейших устройств» известных на рынке, то можно сказать, что там рекламы больше, чем фактического результата. А обратноосмотические мембранные устройства в домашнем варианте использования – это ошибка, как правило. В результате использования таких устройств получается ультрапресная, вредная для здоровья, но чистая до ненужного вода.

Из теории и практики очистки воды от всевозможных вредных примесей известно, что высота фильтра должна быть больше диаметра как минимум в 4-6 раз. Данная пропорция чаще всего не соблюдается производителями этих фильтров. Предлагают фильтры с посеребренным активным углем, якобы для лучшего эффекта обеззараживания. Но в таких фильтрах может происходить неконтролируемый вынос серебра, который в концентрациях 0,05 мг/л и более опасен для здоровья.

В предлагаемом нами компактном устройстве, технология очистки и обеззараживания воды осуществляется в четыре стадии. На первой – очистка от железа и взвешенных веществ, придающих воде мутность – осуществляется на фильтре с зернистой загрузкой из кварцевого песка различных фракций. На второй – трехступенчатая очистка активированным углем от веществ, придающих воде разные привкусы и запахи. Здесь же идет очистка от остаточного хлора (дехлорирование) и хлорорганических веществ. На третьей стадии происходит окончательная фильтрация на фильтре, загруженном кварцевым песком, на четвертой стадии – кондиционирование воды по фтору, йоду и серебру.

Размещение таких устройств в вышеназванных учреждениях позволит, во-первых, обеспечить их безопасной питьевой водой, а во-вторых, избавить подрастающее поколение от эндемического зоба и резко снизить также заболеваемость кариесом. Эти устройства легки в обращении, все узлы очистки регенерируются, материал из которого сделано устройство – пищевая нержавеющая сталь.

Для населенных пунктов республики, где отсутствует централизованное водоснабжение (горные районы), наиболее остро стоит проблема несоответствия питьевых вод гигиеническим нормативам по санитарно-микробиологическим показателям. Необходимо наладить для сельских местностей, в первую очередь, процесс обеззараживания питьевых вод, так как для осуществления этого процесса мы не видим существенных проблем. Современные отечественные аппараты для ультрафиолетового обеззараживания позволяют реализовать процесс обеззараживания очень просто и дешево. Так как воды горных источников прозрачны и не содержат, как правило, взвешенных веществ, обеззараживание при этом не потребует даже предварительной подготовки. В школах и детских садах горных районов можно установить предлагаемые нами устройства для обеззараживания и кондиционирования питьевой воды. Это позволит, в первую очередь, избавить подрастающее поколение от эндемического зоба, уровень заболеваемости которым достигает в горных районах до 80-90%, а в среднем по республике – 40-60%. Проблема глубокой очистки и кондиционирования может решаться поэтапно.

ОБ ЭФФЕКТЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ МЕМБРАНЫ

Ахмедов М.И., Абдуллаев А.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Отметим сразу, что проницаемость является свойством взаимодействия пород продуктивного пласта с флюидом, а не свойством только пород коллектора или только агента заводнения. Чтобы реализовать взаимодействие в пласте нужно изменить взаимодействие агента заводнения на скелет пласта.

Для конкретизации подхода к проблеме повышения проницаемости мембраны целесообразно воспользоваться аналогией с хорошо исследованной задачей увеличения прозрачности поверхности стекол (эффект просветления оптики). В этом оптическом эффекте выявляются условия оптимального прохождения (излучения) через стекло, т.е. решается задача оптимального повышения коэффициента пропускания через стекло падающего на него излучения.

Такое повышение коэффициента пропускания излучения достигается сейчас двояко, либо путем выщелачивания из стекла подходящего компонента на поверхность, либо нанесения на поверхность стекла слоя пленки из другого вещества. Вещество пленки должно иметь коэффициент преломления заметно меньший, чем аналогичные характеристики стекла.

Отметим, что анализируемая аналогия между рассматриваемыми системами основывается на гибкой физической связи их основных параметров, а именно коэффициента преломления оптической системы $П_{пр}$ с диэлектрической проницаемостью – ε.

В случае длинных волн связь между $П_{пр}$ и ε определяется равенством соответствия характеристик сравниваемых систем:

1. стекло ~ мембрана
2. излучение ~ вода
3. слой постоянного вещества на стекле ~ пленка из СТФ ассоциированной воды
4. прозрачность поверхности стекла ~ проницаемость мембраны Кμ
5. коэффициент отражения R ~ доля концентрата в мембранном разделении $\frac{Q_к}{Q_н}$
6. коэффициент пропускания B ~ доля фильтрата в мембранном разделении $\frac{Q_ф}{Q_н}$

При подаче на мембрану ассоциированной воды на поверхность ее пор, по-видимому, возникает пленка из СТФ ассоциированной воды, и молекулярные кластеры воды переносятся по пленке подобно керосину по фитилю.

Естественно, перенос молекул по пленке увеличивает производительность мембраны, способствует процессу разделения раствора и увеличению доли фильтрата при данной подаче насоса.

Рассмотрим теперь эффект повышения проницаемости обратноосмотической мембраны на основе ее аналогии с оптической системой.

В случае перпендикулярного падения света на отражающуюся поверхность, коэффициент отражения R и пропускания B определяются формулами:

$$R = \frac{\left(П_{пр} - 1\right)^2}{(П_{пр} + 1)^2} \qquad B = \frac{4П_{пр}}{(П_{пр} + 1)^2}$$

Так как коэффициент R и B удовлетворяют равенству, то в рамках использования аналогии имеем:

$\frac{Q_к}{Q_н} = \frac{(\sqrt{\varepsilon} - 1)^2}{(\sqrt{\varepsilon} + 1)^2}$, $\frac{Q_ф}{Q_н} = \frac{4\sqrt{\varepsilon}}{(\sqrt{\varepsilon} + 1)^2}$, $\frac{Q_к}{Q_н} + \frac{Q_ф}{Q_н} = 1$ или $Q_к + Q_ф = Q_н$.

Здесь $Q_н$ – производительность насосного агрегата обратноосмотической установки, $Q_ф$ – доля фильтрата, $Q_к$ – доля концентрата.

Отметим, что коэффициент отражения R как отношение отраженной энергии к энергии падающего излучения является аналогом концентрата, а B – аналогом количества воды, прошедшей через мембрану.

Проанализируем теперь численные значения параметров обратноосмотического разделения. Если учесть, что пленка на поверхностях пор мембраны возникает из структурированной фазы жидкой воды, то нужно принять: $\varepsilon_{стф} \sim \varepsilon_п \approx 5$. В этом случае параметры разделения имеют значения:

$$\frac{Q_к}{Q_н} \cong 0{,}1\,, \quad \frac{Q_ф}{Q_н} \cong 0{,}9\,.$$

В случае обычной воды $\varepsilon_в \approx 81$ и $\frac{Q_к}{Q_н} \cong 0{,}64$, $\frac{Q_ф}{Q_н} \cong 0{,}36$.

При подаче на обратноосмотическую установку ассоциированной воды характеристики разделения раствора определяются формулами для смеси.

$$\left(\frac{Q_к}{Q_н}\right)_{см} = \sigma\left(\frac{Q_к}{Q_н}\right)_{СТФ} + (1-\sigma)\left(\frac{Q_к}{Q_н}\right)_{нф} \qquad \left(\frac{Q_ф}{Q_н}\right)_{см} = \sigma\left(\frac{Q_ф}{Q_н}\right)_{СТФ} + (1-\sigma)\left(\frac{Q_ф}{Q_н}\right)_{нф} \qquad (1)$$

Здесь σ – это доля структурированной фазы ассоциированной воды, подаваемой на обратноосмотическую установку.

Используя формулы (1) и величину σ = 0,3 легко показать, что имеют место равенства:

$$\left(\frac{Q_к}{Q_н}\right)_{см} = 0{,}478\,, \quad \left(\frac{Q_ф}{Q_н}\right)_{см} = 0{,}522\,.$$

Нарушение равенства $R+B = 1$ связано с поглощением части излучения материалом отражающей поверхности. В водной системе поглощение воды материалом мембраны представляет собой набухание материала мембраны. В случае подачи на мембрану ассоциированной воды набухание предотвращается.

Поэтому равенство $\frac{Q_{ê}}{Q_{í}} + \frac{Q_{ô}}{Q_{í}} = 1$ практически точно.

С целью увеличения доли структурированной фазы, солоноватую геотермальную воду хлоридно-натриевого типа с общей минерализацией 2 г/л перед обратноосмотическим опреснением с использованием ацетилцеллюлозной мембраны, подвергли магнитной обработке. На геотермальную воду воздействовали магнитным полем напряженностью 160-200 кА/м при скорости прохождения 0,08-0,1 м/с через трубку диаметром 20 мм. При этом выход пермеата увеличился на 12-15% относительно контрольного опыта без воздействия магнитного поля, причем возрастания минерализации не происходило.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ОСМОСА В ГЕОТЕРМАЛЬНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Абдуллаев А.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а.

В геотермальном производстве, как и в других добывающих отраслях промышленности, существует насущная потребность в создании и использовании автономных источников электрической, механической, химической и других видов энергии. В частности, автономные источники энергии необходимы для осуществления закачки в пласт больших объемов отработанных пластовых вод. В настоящее время такие закачки проводятся с использованием сторонних (не геотермальных) источников энергии. Было бы очень естественно и удобно производить хотя бы некоторые энергоемкие процессы в геотермальном производстве за счет геотермальной энергии.

Однако из-за сильной рассредоточенности и диссипативности тепла термальных вод автономные тепловые источники были бы малоэффективны.

В геотермальном производстве один из естественных и достаточно очевидных способов генерации собственно геотермальной энергии связан с использованием градиента концентрации процессов прямого осмоса в термоминеральных водах. Это связано с тем, что в термоминеральных водах осмотическое давление является основным энергогенерирующим фактором, в термальных водах достигает несколько десятков и даже сотен атмосфер.

Осмотические процессы осуществляют достаточно интенсивный способ смешения разноминерализованных вод, в процессе которого протекает целый ряд физико-химических процессов (догидратация, растворение, химические реакции и т.д.)

Алгебраическая сумма энергий процессов, возникающих в смеси разноминерализованных вод по своей природе является термохимической энергией и обычно именуется энергией смешения.

Экзотермичность процесса смешения обусловлена экспериментальным фактом усиления процесса гидратации (догидратации) ионов растворенных веществ в процессе разбавления раствора в ходе смешения.

В данной работе исследуются вопросы целенаправленного использования осмотических процессов в термоминеральных водах для генерации в них механической энергии.

Энергия процесса смешения разноминерализованных вод является исходной для генерации механической энергии в осмотической энергоустановке.

В осмотической энергоустановке основные технологические процессы протекают следующим образом [1].

В камеру смешения разноминерализованных вод (рис.1) самопроизвольно притекает растворитель, где для обеспечения его притока поддерживается постоянной концентрация раствора. Далее, под влиянием осмотического давления рабочая жидкость переходит в осмотический преобразователь.

Так как теория осмотического давления для концентрированных растворов еще не разработана и не ясно, как определить динамическое осмотическое давление, то плотность потока энергии через единицу поверхности мембраны и в единицу времени была оценена экспериментально.

При удельной производительности мембраны порядка $3 \cdot 10^{-11}$ $м^3/м^2 \cdot с$ энергетическая мощность потока оказалось порядка 276 $м^3/м^2 \cdot с$. Ясно, что такие показатели представляют практический интерес.

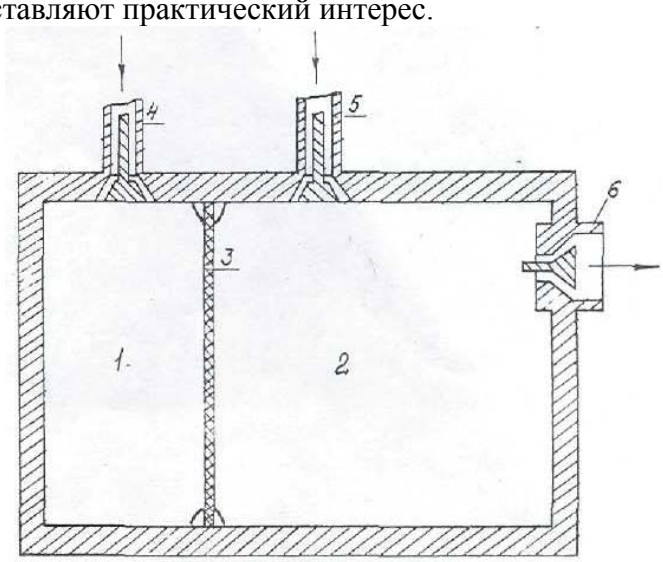


Рис.1. Схема осмотического преобразователя энергии (1– камера с водой малой минерализации; 2– камера с водой высокой минерализации; 3– мембрана; 4, 5, 6– регулировочные клапаны).

Анализ имеющихся сейчас данных показывает, что при использовании осмотической энергоустановки типа [2] для закачки в пласт отработанных вод при вышеприведенных параметрах энергии смешения ожидаемые выходные параметры могут иметь значения:

$G_{вых} = 0,8\ G_0,\ P_{вых} = (0,67 \div 0,83) P_{мах}$.

При минерализации раствора из интервала (40-150 г/л) и температуре отработанной воды порядка 40 ^oC значения $P_{вых}$ лежат, как правило, не ниже 2,5 МПа. Отметим также, что в осмотической энергоустановке имеется возможность в зависимости от потребности практики менять значения выходных параметров.

В заключение работы следует отметить, что как теория, так и практические аспекты осмоса в необходимой мере еще не разработаны.

Литература:

1. *Омаров М.А., Абдуллаев А.А., Селезнев В.В.* Использование энергии прямого осмоса для закачки воды в подземные горизонты. М.: Недра, 2003, 22с.
2. Патент №2271463 РФ. Осмотическая энергоустановка непрерывного действия. Омаров М.А., Абдуллаев А.А., Селезнев В.В.

ОЧИСТКА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ МУТНОВСКОЙ ГЕОЭС ОТ КРЕМНЕЗЕМА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕМБРАННЫХ МЕТОДОВ

Потапов В.В., Горбач В.А., Мин Г.М., Садовникова А.О., Шунина Е.В., Ермачихин А.А.

НИГТЦ ДВО РАН;
Петропавловск-Камчатский, Россия; e-mail: vadim_p@inbox.ru

Очистка водной фазы теплоносителя ГеоЭС от кремнезема требует оценки эффективности основных мембранных процессов - микрофильтрации, обратного осмоса и ультрафильтрации. Необходимо сравнительное изучение эффективности микрофильтрации, обратного осмоса и ультрафильтрации для того, чтобы выбрать оптимальную технологическую схему. В ходе выполнения данной работы были изучены селективности и проницаемости микрофильтрационных, обратноосмотических и ультрафильтрационных мембран и разработана технологическая схема мембранной очистки.

Поиск новых источников кремнезема обусловлен ростом потребления аморфных кремнеземов современной промышленностью, в том числе в высокотехнологичных отраслях, связанных с производством наноструктурных материалов.

Гидротермальные растворы представляют собой нетрадиционный источник минерального сырья, в том числе аморфных кремнеземов [1, 2]. В ряде работ показана возможность выделения из гидротермальных растворов промышленных количеств кремнеземсодержащего материала с различными физико-химическими характеристиками. Выделение может проводиться с вводом коагулянтов, флокулянтов, электрохимической коагуляцией и другими методами [1, 2]. Существует подход к выделению полезных компонентов гидротермальных растворов на основе баромембранного концентрирования. Одним из продуктов баромембранного концентрирования являются стабильные монодисперсные водные золи кремнезема.

Экономическая целесообразность выделения кремнезема из гидротермальных растворов обусловлена комплексным использованием этих растворов в энерго-минеральном производстве. Очистка раствора от коллоидного кремнезема позволяет получить дополнительное количество электрической и тепловой энергии за счет снижения температуры обратной закачки раствора, а одновременно с этим - минеральное сырье в виде аморфного кремнезема. В России есть крупные запасы высокотемпературных гидротермальных ресурсов. Суммарный энергетический потенциал только Мутновского месторождения (южная Камчатка) составляет 300 МВт. При использовании этого потенциала расход отсепарированного водного теплоносителя Мутновских ГеоЭС составит около 300 л/с со средним содержанием кремнезема 700 мг/л. При степени извлечения 45-60 % выход составит около 3-5 тыс. тонн аморфного кремнезема в год.

Кремнезем поступает в природный раствор в результате его химического взаимодействия с алюмосиликатными минералами пород в недрах гидротермальных месторождений. Основной формой нахождения кремнезема в растворе при этом является ортокремниевая кислота (ОКК). При подъеме раствора на поверхность по продуктивным скважинам и снижения температуры раствор становится пересыщенным и в нем проходят поликонденсация и

нуклеация молекул ОКК, приводящие к формированию сферических наночастиц кремнезема с радиусами 5-40 нм.

Для развития технологии баромембранного концентрирования кремнезема необходима разработка следующих основных стадий: нуклеации и поликонденсации ОКК, фильтрации золя в мембранных устройствах и очистки золя от электролитов, стабилизации золя (ввод стабилизирующих добавок).

В данной статье рассмотрены результаты экспериментов, позволяющие определить параметры основных стадий технологии баромембранного концентрирования.

Эксперименты по получению концентрированных водных гидрозолей кремнезема проведены с сепаратом скважин Мутновских геотермальных электрических станций (ГеоЭС). Диапазон значений pH исходного сепарата 8,0-9,4, концентрации SiO_2 C_t=500-1000 мг/кг, температура раствора от 20 до 90 ^{0}C. Средний радиус наночастиц кремнезема составлял 5-12 нм. Характерные концентрации основных компонентов исходного раствора сепарата имеют значения (мг/л): Na^+ - 282, K^+ - 48,1, Li^+ - 1,5, Ca^{2+} - 2,8, Mg^{2+} - 4,7, $Fe^{2+,\ 3+}$ - <0,1, Al^{3+} - <0,1, Cl^- - 251,8, SO_4^{2-} - 220,9, HCO_3^- - 45,2, CO_3^{2-} - 61,8, H_3BO_3 – 91,8, $SiO_{2\ общ}$ – 780, $SiO_{2\ раств}$ – 200.

Таблица 1а. Параметры мембранных процессов, применяемых для выделения кремнезема из гидротермального раствора.

Тип	d_p, мкм	ΔP, МПа	D_{MS}, м^2/м^3	G, м^3/м^2·ч x10^{-3}	φ_{cs}	φ_{TDS}
МФ	0,1-0,3	0,078	154,0	115,0-51,0	0,6-0,89	0,0
УФ	0,01-0,001	0,18-0,22	20000-30000	1,35-1,53	1,0	0,0715
НФ	0,0006-0,008	0,30	425,0	31,74-3,03	1,0	0,79-0,88
ОФ	0,001-0,0001	0,45-0,55	425,0	11,6-1,0	1,0	0,83-0,94

Примечание: МФ – микрофильтрация на керамических фильтрах, УФ – ультрафильтрация, НФ-нанофильтрация, ОФ – обратноосмотическое фильтрование. Температура – 20 ^{o}C. φ_{cs} - селективность по коллоидному кремнезему; φ_{TDS} – селективность по солям (электролитам); G, м^3/м^2·ч - проницаемость мембраны; D_{MS}, м^2/м^3 - объемная плотность упаковки мембранной поверхности: ΔP, МПа - перепад давления; d_p - диаметр пор мембраны, мкм.

Установка для мембранного концентрирования гидротермального раствора включала патрон (патроны) с мембранными фильтрами, насос, расходомеры, манометры, запорную и регулирующую арматуру, емкости исходного раствора, концентрата и фильтрата. В экспериментах были изучены возможности использования для концентрирования гидротермальных растворов основных мембранных процессов: микрофильтрации, ультрафильтрации, нанофильтрации и обратного осмоса.

В таблицах 1 а,б указаны параметры мембранных процессов: диаметры пор мембранного слоя d_p, объемная плотность упаковки мембранной поверхности D_{MS} в фильтрах, проницаемость мембранного слоя - G, селективность мембранного слоя по коллоидному кремнезему φ_{cs} и ионам растворенных солей φ_{TDS}, перепад давления на мембранном слое ΔP (трансмембранное давление), расход электрической энергии на концентрирование кремнезема: на единицу массы SiO_2 в водном золе - E_{SM} и на единицу объема золя - E_{SV}. Суммарный расход электрической энергии A (кВт·ч) оценивали по перепаду давления ΔP(Па) на мембранном слое и объему фильтрата V_f(м^3), прошедшего через мембранный слой:

$$A = 2.77\cdot10^{-7}\cdot\Delta P * V_f \qquad (1)$$

Удельные расходы электрической энергии E_{SM} (кВт·ч/кг) и E_{SV} (кВт·ч/л) находили делением суммарного расхода А на массу кремнезема m_s(кг) в полученном золе или на объем золя V_s($м^3$):

$E_{SM} = A/m_s$, (2)

$E_{SV} = A/V_s$ (3)

Таблица 1б. Удельный расход электрический энергии на получение водных золей кремнезема мембранным концентрированием для различных мембранных процессов.

Тип мембранного процесса	K_C	E_{SM}, кВт·ч/кг	E_{SV}, кВт·ч/л
МФ	6,8	0,098	0,0005
УФ	17,25	0,426	0,0055
	110,0	0,252	0,0208
НФ	60,0	0,511	0,0132
ОО	20,8	0,560	0,00875
	35,82	0,521	0,0140

Примечание: K_C – степень концентрирования, равная отношению общего содержания кремнезема в концентрированном золе и исходном гидротермальном растворе. E_{SM} – удельный расход электрической энергии на единицу массы SiO_2 в полученном золе, E_{SV} – удельный расход электрической энергии на единицу объема полученного золя.

Расход водного раствора Q_f($м^3$/с) через мембранный слой (расход фильтрата) и проницаемость мембраны G при данном перепаде давления ΔP связаны соотношением:

$G = Q_{GW}/S_m$, (4)

где S_m - общая поверхность слоя мембраны в картридже, $м^2$.

В экспериментах использовали различные конструкции мембранных фильтров. Микрофильтрационные мембраны трубчатого типа имели мембранный слой, нанесенный на внешнюю поверхность керамических трубок. Ультрафильтрационные мембраны были изготовлены в виде капилляров, пучок капилляров имел U-образный профиль, концентрируемую среду подавали внутрь капилляров. Обратноосмотические и нанофильтрационные мембраны имели рулонную спиральную укладку мембранного слоя, концентрируемая среда совершала движение вдоль оси фильтр-патрона, фильтрат по спиральной траектории направлялся в радиальном направлении в осевой дренажный канал.

При использовании микрофильтрационных мембран содержание SiO_2 в концентратах достигало 3,0-5,5 г/л, в экспериментах с обратноосмотическими мембранами – 27,0 г/л, нанофильтрационными мембранами – 45,0 г/л. Наибольшая степень концентрирования стабильных водных золей получена на ультрафильтрационных мембранах. Содержание SiO_2 при использовании ультрафильтрационных мембран было доведено до 82,5 г/л, и это не является пределом.

Эксперименты с микрофильтрационными мембранами проводили с одновременным вводом катионов-коагулянтов Al^{3+} для укрупнения наночастиц кремнезема. Без ввода коагулянта селективность мембранного слоя по наночастицам кремнезема была низкой.

Доля извлечения кремнезема φ_s в фильтрате характеризует селективность по общему кремнезему и рассчитывается следующим образом:

$\varphi_s = (C_t^0 - C_t^f)/C_t^0$, (5)

C_t^0, C_t^f – общее содержание кремнезема в исходном растворе и в фильтрате.

Доля извлеченного коллоидного кремнезема в фильтрате φ_{cs}, характеризует селективность мембраны по наночастицам кремнезема и рассчитывается по уравнению:

$\varphi_{cs} = (C_{col}^{0} - C_{col}^{f})/C_{col}^{0}$, (6)

C_{col}^{0}, C_{col}^{f} – концентрация коллоидного кремнезема в исходном растворе и в фильтрате.

Таблица 2. Производительность и селективность мембраны в экспериментах с керамическими фильтрами.

Al^{3+}, мг/кг	G, $м^3/м^2 \cdot час$	φ_{cs}
2,0	0,515-0.274	0,22
4,0	0,515-0.210	0,19-0,21
6,0	0,198	0,22
	0,0845	0,45
	0,0661	0,62
	0,0598	0,74
	0,0517	0,84
8,0	0,115	0,68
	0,093	0,89

В экспериментах с микрофильтрационными мембранами при 20^0C селективность (φ_{cs}) по коллоидному кремнезему была на уровне 0,20-0,97 при количествах введенных в раствор катионов Al^{3+} от 2 до 8 мг/кг. Селективность по кремнезему (φ_s) достигала значений 0,726.

Во время фильтрации с предварительным вводом коагулянтов производительность мембраны G уменьшалась, а селективность (φ_{cs}) увеличивалась в результате образования гелевого слоя на поверхности мембранных трубок. Изменение G и (φ_{cs}) в зависимости от концентрации введенных в раствор катионов Al^{3+} показано в табл. 2.

Обратноосмотические мембраны кроме высокой селективности (φ_{cs}) по коллоидному кремнезему имели значительную селективность (φ_{ms}) по растворенной ортокремниевой кислоте (ОКК), которая доходила до 0,7-0,9. Этот результат позволяет принципиально менять технологическую схему концентрирования, исключив стадию старения исходного гидротермального раствора, на которой происходят нуклеация ОКК и рост коллоидных частиц. Обратноосмотические мембраны позволяют концентрировать молекулы ОКК без предварительного перевода их в наночастицы кремнезема. Применение обратного осмоса обеспечивает более глубокую очистку водного теплоносителя ГеоЭС от кремнезема, что повышает эффективность использования энергетического потенциала теплоносителя. Селективность (φ_{cs}) по коллоидному кремнезему нанофильтрационных мембран была близка к 1,0, селективность по молекулам ОКК значительно ниже, чем у обратноосмотических. Недостатком обратноосмотического концентрирования, также как и нанофильтрационного, является накопление солей в концентрируемой среде вследствие того, что этот тип мембран имеет высокую селективность по ионам растворенных солей: у обратноосмотических мембран φ_{TDS} = 0,83-0,94, у нанофильтрационных - φ_{TDS} = 0,79-0,88.

Селективность φ_{TDS} по ионам растворенных солей ультрафильтрационных мембран низкая. Поэтому при росте содержания SiO_2 в концентрированных золях не происходит накопления электролитов. Это выгодно отличает ультрафильтрационные мембраны для решения задачи получения стабильных водных золей с самыми высокими содержаниями SiO_2 и низкой концентрацией примесей. В табл. 3 приведены данные по физико-химическим

характеристикам золей, полученных в экспериментах с ультрафильтрационными мембранами.

В табл.3 приведены размеры наночастиц золей сразу после концентрирования. При достаточно высоких концентрациях кремнезема в золях наночастицы неустойчивы и агрегируют, образуя комплексы, размеры которых достигают 30-50 нм уже в первые часы после получения. Размеры агрегатов увеличиваются в течение первых суток при дальнейшем старении золей до 80-100 нм, в течение первых недель до 500 нм, при этом происходит коагуляция золя, либо гелеобразование. В золях, полученных обратноосмотическим концентрированием, агрегация наночастиц, коагуляция и гелеобразование происходят быстрее, чем в золях, полученных ультрафильтрационным концентрированием. Очевидно, что технологическая схема концентрирования должна предусматривать ввод стабилизаторов (длинноцепочечных поверхностно-активных веществ и макромолекул высокомолекулярных соединений) для предотвращения коагуляции и гелеобразования независимо от типа мембранного процесса, применяемого для концентрирования. Ввод стабилизаторов следует осуществлять после завершения нуклеации и роста наночастиц кремнезема до фильтрования раствора в мембранных устройствах, поскольку агрегация наночастиц начинается в ходе концентрирования.

Таблица 3. Физико-химические характеристики водных золей кремнезема, полученных ультрафильтрационным мембранным концентрированием.

pH	8,5-9,2
общее содержание SiO_2, г/дм^3	4,0-82,5
плотность золя ρ_s, г/дм^3	998-1053
солесодержание TDS, мг/дм^3	873-1070
средние радиусы наночастиц, нм	5-12
коэффициенты диффузии наночастиц	$(4\text{-}2)\cdot10^{-11}$ м^2/с
средний дзета-потенциал ξ поверхности наночастиц, мВ	-32,4 … - 42,5
динамическая вязкость золя μ, Па·с (20 ^{0}C)	$(1{,}00 – 1{,}15)\cdot10^{-3}$
удельная электропроводность σ, мСм/см	1,065-1,361
содержание SiO_2 в материале, осажденном из золя, масс.%	99,72

Таблица 4. Содержание примесей в материале, полученном из золя (золь получен ультрафильтрацией из гидротермального раствора).

Соединение	масс. %
SiO_2	99,72
TiO_2	0,00
Al_2O_3	0,173
FeO	0,00
Cr_2O_3	0,00
MgO	0,00
CaO	0,034
Na_2O	0,034
K_2O	0,069
MnO	0,00
NiO	0,00
ZnO	0,00
Сумма	100,0

Нанодисперсный кремнезем может быть осажден из золя при помощи флокулянтов или другими методами. Концентрация примесей в материале,

который получен осаждением кремнезема из золя, показана в табл.4. Перед осаждением кремнезема золь подвергали Н-катионированию пропусканием через ионнообменную колонку для снижения концентрации катионов металлов в нем. Затем осаждали кремнезем, промывали осадок слабым раствором кислоты и сушили при 120 ^{0}С в течение 8 ч. В табл. 4 приведены данные для образца, содержание примесей в котором наименьшее из всех образцов, полученных на данный момент. Содержание SiO_2 в этом образце достигло 99,72 масс. %, что не является пределом для разрабатываемой технологической схемы.

Таблица 5. Результаты концентрирования фильтратов, полученных в ультрафильтрационных устройствах, методом обратного осмоса.

Пок-ль	Исходная		Ф-1		Ф – 2		К - 1		К - 2	
	мг./л	мгэкв/л	мг/л	мгэкв/л	мг/л	мгэкв/л	мг/л	мгэкв/л	мг/л	мгэкв/л
pH	8,12		7,88		8,06		8,53		н/опр	
Na^+	286,5	12,46	46,6	2,03	268,0	11,65	1657,8	72,08	4426,3	192,45
K^+	47,1	1,2	7,68	0,2	47,8	1,22	281	7,2	496	12,7
Li^+	1,5	0,22	0,26	0,04	1,47	0,21	7,44	1,07	27,78	4,0
Ca^{2+}	3,6	0,18	<0,4		0,4	0,02	26,0	1,3	115,2	5,75
Mg^{2+}	1,2	0,1	<0,2		0,7	0,06	7,6	0,63	<0,2	
Fe^{3+}	н/обн		н/обн		н/обн		н/обн		н/обн	
Fe^{2+}	н/обн		н/обн		н/обн		н/обн		н/обн	
Al^{3+}	<0,6		<0,6		<0,6		<0,6		<0,6	
К	338,7	14,16	54,54	2,27	318,37	13,16	1979,8	82,28	5065,3	214,9
Cl^-	251,8	7,1	49,6	1,4	391,8	11,3	1397,1	39,4	3368,7	95,0
SO_4^{2-}	201,7	4,2	6,7	0,14	38,4	0,8	1585,0	33,0	8261,2	172,0
HCO_3^-	146,4	2,4	48,8	0,8	128,1	2,1	759,7	12,45	н\опр	
CO_3^{2-}	0,0		0,0		0,0		29,4	0,98	н\опр	
А	599,9	13,7		2,34	558,3	14,2	3771,2	85,83	11629,9	267,0
H_3BO_3	104,6		84,6		100,1		104,6		н/опр	
$SiO_{2раств.}$	127,5		16,9		46,3		165		210	
$SiO_{2об}$	127,5		46,9		39,7		1321,9		3296,9	

Примечание. К – сумма по катионам, А – сумма по анионам, н/обн – не обнаружено.

Содержание кремнезема в фильтратах после ультрафильтрации может быть понижено до значений, соответствующих растворимости аморфного кремнезема, т.е. коллоидная фаза в фильтратах будет полностью отсутствовать. При этом ионы металлов, присутствующие в исходном растворе, слабо задерживаются ультрафильтрационными мембранами и в значительном количестве переходят в фильтрат. Если направить фильтрат после ультрафильтрационных устройств на концентрирование обратным осмосом, то можно получить водные среды с высокими содержаниями лития, рубидия, цезия и других полезных химических соединений, присутствующих в исходном растворе в ионной или молекулярной форме.

В таблице 5 представлены результаты экспериментов по обратноосмотическому концентрированию фильтрата, полученного в ультрафильтрационных устройствах после нескольких стадий фильтрования. Концентрация катиона Li^+ на 1-й стадии концентрирования возросла от 1,5 до 7,44 мг/л, на 2-й стадии – до 27,78 мг/л. Селективность обратноосмотической мембраны по катионам лития φ_{Li} на 1-й стадии концентрирования была не менее 0,833, на 2-й стадии – не менее 0,802.

С учетом полученных экспериментальных данных основными стадиями производства концентрированных водных золей по предлагаемой технологической схеме являются:

1. старение исходного гидротермального раствора при определенном температурном режиме, нуклеация и поликонденсация ОКК, рост наночастиц кремнезема;
2. ввод стабилизатора для предотвращения агрегации наночастиц;
3. мембранное концентрирование раствора, проводимое в несколько стадий (2-3 стадии);
4. удаление ионов (ионы Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, $Fe^{2+,3+}$, Al^{3+}, SO_4^{2-}, Cl^-) из полученного золя методом ионного обмена (ионнообменные колонны, фильтры) для повышения химической чистоты золя и его стабилизации.
5. концентрирование фильтратов после ультрафильтрационных устройств методом обратного осмоса для получения водных сред с повышенными содержаниями лития, рубидия, цезия, других металлов и полезных химических соединений.

Технологическая схема концентрирования нанодисперсного кремнезема предполагает проведение периодических обратных промывок фильтрационных устройств.

Производство золей мембранным концентрированием гидротермальных растворов характеризуется низкими затратами химических реагентов по сравнению с традиционными производствами золей. Например, производство золей на основе водных растворов жидкого стекла требует расхода силиката натрия, расхода катионита для очистки исходного водного раствора от натрия, а также затрат электрической энергии на мембранное концентрирование. Предлагаемая нами технология исключает расход жидкого стекла и высокий расход Н-катионита.

Стоимость водных золей в зависимости от их физико-химических характеристик достигает $ 1000-4000 за тонну. Стоимость единицы массы кремнезема в нанодисперсном состоянии в водном золе в среднем выше, чем порошков кремнезема.

Водный золь кремнезема может быть использован для производства материалов с регулируемой структурой и заданными свойствами. На основе золь-гель метода производится большое количество катализаторов и адсорбентов, цеолитов, стекол, термо- и звукоизоляционных покрытий, пористых материалов, керамики, композиционных и лакокрасочных материалов, буровых растворов и т.д. [3-7]. Золь-гель технология позволяет проводить процесс в оптимальных условиях с точки зрения эффективности управления свойствами конечного продукта, энергетических затрат и производительности процесса. Превращение золей в гели - основа новейших нанотехнологий получения световодов, керамических ультрафильтрационных мембран, оптических и антикоррозионных покрытий, фотоматериалов, волокон, световодов, высокодисперсных абразивов и других материалов. Благодаря связующим свойствам коллоидный кремнезем с успехом используется в качестве неорганического связующего в материалах с различными наполнителями: неорганическими порошками, волокнами, полимерами, металлами и т.д. Характерная особенность таких материалов - их прочность и жаростойкость. Примером может служить получение керамических форм при литье по выплавляемым моделям, огнеупорной керамики, изоляционных материалов и т.д.

Выводы:

1. Ультрафильтрационные мембраны имеют селективность по коллоидному кремнезему около 1,0 без предварительного добавления коагулянтов и низкую селективность по молекулам кремнекислоты и ионам. Поэтому с

помощью ультрафильтрации можно получить раствор с высоким содержанием SiO_2 и низкой концентрацией примесных ионов – Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, $Fe^{2,3+}$, Al^{3+}, SO_4^{2-}, Cl^- . Таким образом, ультрафильтрация имеет преимущества перед другими мембранными процессами при решении задачи получения концентрированных водных золей кремнезема.

2. Обратноосмотические мембраны имеют селективность по коллоидному кремнезему около 1,0 и высокую селективность относительно молекул кремнекислоты. Таким образом, обратный осмос может быть использован для выделения молекул кремнекислоты без старения раствора, когда полимеризация и нуклеация кремнекислоты не завершились и не сформировались частицы коллоидного кремнезема. Кроме того, обратный осмос может применяться для получения концентратов солей металлов и других полезных химических соединений из фильтратов, очищенных от кремнезема в ультрафильтрационных устройствах.
3. Для экономического обоснования технологической схемы мембранного концентрирования гидротермального раствора необходимо учитывать следующие факторы: 1) капитальную стоимость баромембранных устройств, включающую стоимость мембранной поверхности с учетом определенного количества циклов регенерации мембран до их вывода из эксплуатации, насосов, обвязки, арматуры, накопительных емкостей, контрольно-измерительной аппаратуры, автоматики; 2) стоимость электроэнергии на баромембранное фильтрование гидротермального раствора и периодические обратные промывки мембран; 3) стоимость катионитов и анионитов в ионнообменных колоннах и стоимость растворов для их периодических регенераций; 4) стоимость конечного продукта – концентрированного водного золя, применяемого в разных отраслях промышленности.

Литература:

1. *Потапов В.В., Сердан А.А.* Осаждение кремнезема из гидротермального теплоносителя электрокоагуляцией // Химическая технология. 2002. №9.С.2-9
2. *Потапов В.В., Поваров К.О., Словцов И.Б., Харлов А.Е.* Разработка способов осаждения кремнезема из гидротермального теплоносителя // Химическая технология. 2003. №5. С.8-13.
3. *Ulrich D.R.* Prospects of sol-gel processes // Journal of Non-Crystalline Solids. 1988. V.100. P.174-193.
4. *Hench L.L., West J. K.* The sol-gel process // Chem. Rev. 1990. V.90. P.33-72.
5. *Сычев М.М.* Перспектива использования золь-гель метода в технологии неорганических материалов // Журнал прикладной химии. 1990. Т.63. №3. С.489-498.
6. Получение и применение гидрозолей кремнезема // Труды Московского химико-технологического института им. Д.И. Менделеева (под редакцией Фролова Ю.Г.). М.: МХТИ им. Д.И. Менделеева. вып. 107. 1979. 143с.
7. *Шабанова Н.А., Саркисов П.Д.* Основы золь-гель технологии нанодисперсного кремнезема // М.: ИКЦ “Академкнига”. 2004. 208с.

ОЧИСТКА ПРИРОДНЫХ ВОД ОТ СЕРОВОДОРОДА

Гусейнов У.М.[1], Алиев З.М.[2], Гусейнов М.А.[2], Хабибов К.К.[2]

[1] - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия, 367030, пр. И. Шамиля 39а.
[2] - Дагестанский Государственный Университет;
Махачкала, Россия, 367025, ул. М. Гаджиева 43а.

Возможность комплексного использования подземных вод, в том числе и сероводородных, для теплоэнергетики, водоснабжения, бальнеотехники и т.д. является весьма актуальной проблемой.
Целью данной работы является исследование возможности очистки термальных вод Талгинского месторождения от сероводорода под давлением кислорода.
В работе был использован лабораторный автоклав, рассчитанный на давление до 20 МПа. Автоклав представляет собой полый цилиндрический сосуд, стягиваемый болтами с крышкой. Крышка и автоклав изготовлены из коррозионно-устойчивого титанового сплава.
Исследуемую воду заливали в фтороплатовый стакан, который помещали в автоклав. Кислород накачивали из баллона. В автоклаве сероводород окисляется кислородом с образованием коллоидной и мелкодисперсной серы по схеме:
$2H_2S + 0_2 \rightarrow 2S + 2H_20$
После эксперимента содержимое стакана фильтровали от коллоидной и мелкодисперсной серы, а фильтрат анализировали на содержание остаточного сероводорода.
Исследована зависимость степени очистки исследуемой воды от сероводорода при продолжительности процесса в интервале от 60 до 240 мин и давлении 0,5 МПа. Концентрация сероводорода в исходной воде составляет 280 мг/л.
Степень очистки воды от сероводорода несколько повышается с увеличением продолжительности процесса при одном и том же давлении кислорода.
Получены экспериментальные данные влияния давления и температуры на степень очистки воды от сероводорода. Степень очистки воды от сероводорода с увеличением давления при продолжительности процесса 60 мин повышается незначительно. Так же исследована зависимость очистки воды при продолжительности процесса от 60 до 240 мин, давлении 0,8 МПа и температуры 55 С. Наибольшая степень очистки в наших исследованиях 98,3% достигается при проведении процесса в течение 240 мин, при давлении 0,8 МПа и температуре 55 С. При более высоких значениях параметров проведения процесса малоэффективно.

Общая характеристика сероводородных природных и сточных вод. Сероводородные природные воды. По химическому составу и физическим свойствам подземные воды весьма разнообразны. Они могут представлять собой чистые пресные воды или высокоминерализованные воды с растворенными в них газами и другими веществами.

В.И. Вернадский, характеризуя подземные минеральные воды по газовому составу, разделил их на следующие типы: кислородные, углекислые, азотные, метановые, сероводородные и водородные. Для характеристики подземных вод наибольшее значение имеет наличие в них двуокиси углерода CO_2 и сероводорода H_2S,

Известно, что подземные сероводородные воды, несмотря на .сравнительно широкое распространение, изучены меньше, чем углекислые и другие газосодержащие подземные воды. Подземные воды принято называть сероводородными при наличии в них суммарного сероводорода ($H_2S + HS\sim + S^{2-}$) более 1 мг/л. Сероводородные подземные воды имеют разнообразный солевой состав — от обычных пресных до крепких рассолов и встречаются во всех тектонических обстановках. Установлено, что содержание сероводорода в

природных подземных водах колеблется в больших пределах — от десятых долей на 1 мг до 50 000 мг/л и выше, как в пластовых водах девона Западно-Канадского бассейна [5].

Процесс образования сероводорода и насыщения им подземных вод наиболее благоприятно протекает в осадочных породах морского и лагунного происхождения. Минерализация сероводородсодержащих вод и происходящие при этом обменно-адсорбционные процессы имеют важное значение в формировании химического состава сероводородных вод. В результате анализа анионно-катионного состава природных сероводородных подземных вод можно сделать вывод, что наиболее распространенными типами этих вод являются следующие: хлоридные натриевые; хлоридно-гидрокарбонатные натриевые; сульфатные (и сульфатно-гидрокарбонатные) натриевые; хлоридно-сульфатные различного катионного состава.

Сравнительно большое разнообразие химических типов сероводородсодержащих вод объясняется тем, что многие типы природных вод могут оказаться в условиях, благоприятных для обогащения их сероводородом.

Для рационального использования природных сероводородных вод целесообразен анализ их месторождений с точки зрения генезиса сероводорода в них. Такой анализ был сделан Л.А. Яроцким, который предложил выделить следующие наиболее характерные типы месторождений подземных сероводородных вод:

- образующиеся в результате поступления сульфатных вод в торфяники;
- образующиеся при инфильтрации вод, содержащих органические вещества торфяного происхождения, в гипсоносные породы;
- образующиеся в результате циркуляции вод в битуминозных карбонатно-сульфатных породах верхних промытых зон артезианских бассейнов;
- вод глубоких непромытых зон артезианских бассейнов, сложенных карбонатными нефтегазоносными породами;
- месторождения вод песчано-глинистых нефтеносных, пиритсодержащих пород артезианских склонов.

Из приведенной классификации следует, что сероводород в подземных водах имеет преимущественно биогенное происхождение.

Эксплуатация отдельных водопроводов, использующих воду рек, озер и водохранилищ, свидетельствует о возможности появления сероводорода и в водах открытых водоемов. Причинами появления в воде открытых водоемов различных растворенных газов являются: газообмен между водой и атмосферным воздухом и биохимические процессы, происходящие в самом водоеме с образованием тех или иных газов. В воде открытых водоемов обнаруживаются такие газы, как кислород, свободная углекислота и сероводород. Элементарный азот, хотя и может содержаться в воде в значительных количествах, благодаря своей инертности существенного влияния на свойства воды не оказывает. Сероводород в природных водах открытых водоемов образуется в основном в результате разложения белковых веществ и при восстановлении сернокислых соединений (сульфатов). Оба процесса идут с участием соответствующих микроорганизмов — сульфатредуцирующих бактерий в анаэробных условиях.

Характерным является появление сероводорода в реках, которые питаются болотными водами (реки таежной зоны бассейна Обь—Тавда, Сосьва, Конда).

Отмечается наличие сероводорода и в озерах. Обычно концентрация сероводорода в озерных водах не превышает нескольких миллиграммов на 1 л,

однако, в отдельных озерах сероводород достигает больших концентраций. Значительные количества сероводорода в озерах могут накапливаться в результате десульфурации в поверхностном слое иловых отложений, откуда сероводород диффундирует непосредственно в воду. В воде сероводород может подвергаться химическому или биологическому окислению с помощью серобактерий. Наконец, неоднократно было установлено, что на сравнительно больших глубинах (100—200 м и более) ряда морей и в отдельных районах океанов в воде находится сероводород в количестве 10—18 мг/л.

Широко используются для наружного лечения (ванны) и после их использования образуются значительные количества послепроцедурных сточных вод с остаточным содержанием сероводорода до 100 мг/л и более.

Сероводород с водой образует раствор слабой сероводородной кислоты.

Кислород воздуха даже при обычных условиях способен частично окислять сероводород, растворенный в воде; в результате сероводородная вода мутнее вследствие образования коллоидной и мелкодисперсной серы.

Агрессивность сероводородных вод приобретает особое значение в связи с расширением использования природных сероводородных вод для различных целей водопользования и непрерывным увеличением объемов сточных вод, содержащих сероводород. Агрессивные свойства сероводородных вод прежде всего прослеживаются при их контакте с металлом, бетоном и резиной, которые под воздействием H_2S подвергаются коррозии и разрушению.

Агрессивные свойства сероводородных вод; их коррозионное .воздействие на металл и бетон должны обязательно учитываться при проектировании и эксплуатации технологических линий по обработке сероводородных природных и сточных вод.

Безреагентные методы. Комплекс мероприятий, направленных на удаление из воды растворенных в ней газов, в общем случае принято называть дегазацией воды. Существующие методы дегазации воды могут быть условно разделены на три основные группы: 1) физические или безреагентные; 2) химические или реагентные; 3) биохимические или комбинированные.

В основе физических методов дегазации воды лежит изменение физических свойств обрабатываемой воды: температуры воды или парциального давления удаляемого газа [1].

При нагревании воды от 0 до 30°С степень насыщения ее сероводородом снижается более чем в 2—3 раза, а при нагревании до 100°С растворимость H_2S в воде снижается почти до нуля.

Наиболее простым способом удаления из воды H_2S является простое каскадирование или продувка (барботирование) сероводородных вод воздухом. Эффект удаления H_2S из воды при каскадировании или барботировании зависит прежде всего от их продолжительности и интенсивности, от значения pH и температуры обрабатываемой воды. Согласно данным В.А. Клячко и А.А. Кастальского, для снижения содержания H_2S в воде с 700 до 3 мг/л при pH = 6,1 при барботировании требуется 5,2 $м^3$ воздуха на 1 $м^3$ воды.

Имеются сведения об использовании в ФРГ для удаления из воды H_2 S своеобразных дегазаторов-мешалок. В этих дегазаторах установлены заглубленные лопастные мешалки и предусмотрена напорная подача воздуха из расчета 1—4 $м^3$ на 1 $м^3$ сероводородной воды.

Характеризуя физические (безреагентные) методы удаления из воды H_2S следует заметить, что, несмотря на сравнительно низкую стоимость, простоту оформления и эксплуатацию дегазационных аппаратов эти методы имеют и свои

недостатки. Во-первых, при любом физическом методе дегазационной обработки сероводородных вод в атмосферу выделяется токсичный сероводород, что может привести к серьезному загрязнению окружающей среды. Во-вторых, в процессе аэрации сероводородных вод одновременно с удалением H_2S происходит и выдувание С02, что в свою очередь приводит к смещению карбонатного равновесия в сторону увеличения щелочности и образованию карбоната кальция $CaCO_3$

Наконец, следует иметь в виду, что кислород воздуха в обычных условиях способен частично окислять растворенный в воде сероводород с образованием коллоидной и мелкодисперсной серы. При аэрационной дегазации этот процесс несколько интенсифицируется и протекает по реакции:

$2H_2S + 0_2 = 2S + 2H_20$.

Наличие коллоидной и мелкодисперсной серы в воде придает ей определенную мутность и опалесценцию. В связи с этим, после аэрации сероводородных вод часто возникает необходимость в их осветлении и обесцвечивании.

Реагентные методы. Сущность реагентных или химических методов удаления из воды сероводорода заключается в добавлении к обрабатываемой воде химических реагентов, вступающих в реакцию с H_2S, в результате которой происходит связывание или окисление и перевод его в менее активные соединения.

В качестве реагентов при химической обработке сероводородных вод рекомендуется использовать: хлор и его производные, гидрат окиси железа и железо, пиролюзит, марганцово-кислый калий, кислород и перекись водорода. Практически из всех перечисленных реагентов в производственных условиях до недавнего времени для дегазационной обработки сероводородных вод применялся в основном хлор, как наиболее изученный и сравнительно дешевый реагент.

В производственных условиях для полного удаления из воды H_2S расходуется 5 мг хлора и более на 1 мг сероводорода, для чего требуется предусматривать специальное реагентное хозяйство по приготовлению и дозированию хлора в воду.

К преимуществам хлорирования сероводородных вод следует отнести то, что одновременно с окислением H_2S при соответствующих дозах хлор-реагента достигается и обеззараживание обрабатываемой воды.

Одним из реагентных методов удаления из воды сероводорода может явиться фильтрование воды через природное соединение — пиролюзит $Mn0_2$.

Теоретически возможно окисление сероводорода кислородом воздуха

$2H_2S + 0_2$ -> $2S + 2H_20$.

Биохимические методы. Физиологические группы и экологические особенности серобактерий. Принцип биохимической очистки воды от сероводорода основан на активном использовании микроорганизмов, окисляющих сероводород.

Так как биохимические методы очистки воды от сероводорода основаны на окислении H_2S серобактериями, особый интерес представляет анализ стехиометрических и термодинамических характеристик бактериального окисления восстановленных соединений серы.

Технология удаления из воды сероводорода биохимическим методом. Несмотря на то, что возможность микробиологического окисления сероводорода была показана С.Н. Виноградским в 1888 г., данный процесс не использовался в технологии очистки воды вплоть до 50-х годов. Впервые биохимический метод

удаления сероводорода из воды был предложен и практически осуществлен В.Д. Плешаковым. Им же впервые была внедрена на Ейском городском водопроводе технологическая схема биохимической очистки воды от сероводорода в сооружениях типа аэрофильтра (биофильтра с принудительной аэрацией), названных автором аэроокислителем.

Удаление сероводорода из воды в аэрофильтре происходит в результате трех параллельно протекающих процессов: 1) десорбции сероводорода выдуванием; 2) химического окисления сероводорода кислородом воздуха; 3) микробиологического окисления сероводорода при контакте воды с образующейся на загрузке биопленкой серобактерий.

Однако биохимические методы обработки сероводородных вод не лишены и некоторых недостатков, ограничивающих их широкое использование в технологии водообработки. При современном технологическом оформлении способов биохимической очистки воды от H_2S (аэроокислитель, реактор-биоокислитель, аэротенк и т.д.) не исключено загрязнение окружающей среды частично выдуваемым сероводородом. При обработке воды и в аэроокислителе, и в реакторе-биоокислителе, и на биофильтре может происходить закупорка загрузки и выход ее из строя, что серьезно осложняет работу этих сооружений.

Образовавшаяся в результате окисления сероводорода сера, будучи извлеченной, из воды, представляет собой ценный товарный продукт и может быть использована в различных областях народного хозяйства, однако выделение ее из воды в чистом виде сопряжено с определенными трудностями. Находясь в воде в высокодисперсном состоянии и обладая агрегативной устойчивостью, коллоидная сера относится к труднофильт-руемым золям и без предварительной дестабилизации не может быть достаточно полно удалена из воды методами осаждения, фильтрования, центрифугирования и флотации.

В результате теоретических исследований реагентной обработки сероводородных вод в качестве одного из наиболее эффективных окислителей был назван озон. Сероводородная вода подается в контактные резервуары, где подвергается озонной обработке. В зависимости от исходного содержания сероводорода в воде и подаваемой дозы озона продолжительность обработки воды озоном может длиться 10—15 мин. Так как после окисления сероводорода с озоном в воде может образовываться то или иное количество коллоидной серы, то в предлагаемой технологии предусматриваются коагуляция и осветление воды на контактных осветлителях.

Перспективы использования сероводородных вод. Подземные и поверхностные сероводородные воды могут быть использованы в бальнеотехнике, для водоснабжения населенных мест, производственных предприятий и сельского хозяйства/для теплофикации, для законтурного заводнения на нефтепромыслах, при разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых и т.д.

При использовании сероводородных вод для тех или иных целей к ним предъявляются различные требования. Так, при использовании сероводородных вод для лечения наличие в них сероводорода и повышенная минерализация расцениваются как положительные факторы, а в случае использования тех же вод в хозяйственно-питьевом водоснабжении необходимо отсутствие в них сероводорода и регламентация общей минерализации и т.д.

Сравнительно широкое применение природные сероводородные воды получили в курортной практике водолечения (Мацеста, Горячий Ключ, Ейск, Пятигорск, Талги, Кемери, Любен Великий, Чаплинский источник на Чукотке,

Хилово и др.). По своим физико-химическим и биологическим свойством многие подземные сероводородные воды могут быть отнесены к категории лечебных минеральных вод. В практике курортно-санаторного лечения природные сероводородные воды чаще всего применяются в виде ванн. С помощью минеральных сероводородных вод в санаторно-курортной практике достаточно успешно ведется лечение болезней суставов, костей и мышц, артритов, полиартритов, нервной системы, сердечно-сосудистой системы, органов пищеварения и др. Поэтому имеется перспектива дальнейшего» использования сероводородных вод для лечебных целей при условии высокоэффективной очистки и обеззараживания сточных вод, образующихся в достаточно больших количествах в водолечебницах.

Наличие определенного количества сероводорода в воде придает ей неприятный запах и привкус, вызывает коррозию металлических трубопроводов, способствует развитию серобактерий, которые стесняют сечение труб и загрязняют воду, наконец, в определенных количествах сероводород может оказывать отрицательное действие на состояние здоровья человека и животного. Следовательно, сероводород допустим в хозяйственно-питьевой воде в крайне малых количествах. И все же в ряде районов из-за отсутствия других удовлетворительных водоисточников для водоснабжения населенных мест используют сероводородные воды.

К воде, применяемой в пищевой промышленности, предъявляются те же требования, что и к хозяйственно-питьевой, однако имеются отдельные производства, в которых сероводород может оказывать и положительные воздействия на ход технологического процесса. Так, например, при производстве спирта сероводород в воде в небольших количествах действует как антисептик, способствует чистоте брожения, понижает видимый отброд, в результате чего повышается выход спирта.

Результаты исследований по интенсификации существующих и разработке новых высокоэффективных методов и технологий очистки и обеззараживания природных и сточных сероводородных вод позволяет значительно расширить область их рационального использования для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения.

Весьма перспективным является, расширение масштабов использования термальных подземных вод, в том числе и сероводородных, для теплофикации. Известно, что в таких странах, как Италия, Исландия, Новая Зеландия, Япония и др., тепло подземных вод широко применяется для теплофикации и других целей.

Природные сероводородные воды в ряде случаев могут быть использованы при разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, для целей гидротранспорта и др.

Актуально стоит вопрос об изыскании новых нетрадиционных топливно-энергетических ресурсов. В глубоководных слоях сероводородной зоны Черного моря содержатся в значительных количествах такие газы, как сероводород, аммиак и метан. Эти газы с точки зрения специалистов-энергетиков рассматриваются в настоящее время как новые, нетрадиционные, возобновляемые топливно-энергетические ресурсы. Комплексное использование глубинных вод сероводородной зоны Черного моря позволит в недалеком будущем решить ряд важнейших народнохозяйственных задач:

- получение дополнительных топливно-энергетических ресурсов путем извлечения из морской воды сероводорода и других горючих газов;
- получение дополнительной тепловой и электрической энергии путем

- сжигания на специальных установках сероводорода и других горючих газов, извлеченных из морской воды;
- получение дешевой товарной серы, являющейся продуктом, сопутствующим процессу сжигания сероводорода;
- получение из морской воды дефицитных бактерицидных реагентов; электролитического гипохлорита, йода и брома, а также ряда цветных металлов и химического сырья, широко используемого в промышленности;
- обеспечение мероприятий по экологической защите и увеличению биологической продуктивности Черного моря в связи с извлечением из морской воды сероводорода и его утилизацией;
- утилизация морской воды для различных целей водопользования (устройство плавательных бассейнов, водолечебниц, благоустройство территорий и др.).

Наконец, наличие и использование надежных, высокоэффективных методов обработки и утилизации сероводородсодержащих сточных вод на ряде производств позволит осуществить оборотные, безотходные системы производственного водоснабжения, получить экологический и экономический эффекты, снизить стоимость выпускаемой продукции.

Литература:

1. *Линевич С.Н.* «Комплексная обработка и рациональное использование сероводородсодержащих природных и сточных вод».

2. ДОКЛАДЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАСШИРЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЮГА РОССИИ

Гусейнов Н.М., Белан С.И.

ООО «Научно-производственный центр Подземгидроминерал»;
Москва, Россия; 7-я парковая 26; e-mail: leipgm@xtreem.ru

Глобальные процессы – рост потребности экономики в топливно-энергетических ресурсах, ухудшение экологической обстановки, сокращение запасов углеводородного сырья – обуславливают необходимость вовлечения в мировой топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии. Наибольший научный и практический интерес для использования представляют геотермальные ресурсы, поскольку технологии получения геотермальной энергии хорошо отработаны, мировые запасы геотермальной воды достаточны для широкого освоения ее в промышленных масштабах.

В России геотермальное производство интенсивно развивалось в 1965 - 1985 гг. Добыча геотермальной воды достигла 40 млн. $м^3$ в год, что обеспечило отпуск потребителям около 3351 тыс. ГДж теплоэнергии и замещение 150 тысяч условных тонн органического топлива. Однако в последующие годы и по настоящее время объем добычи геотермальной ресурсов сократился более чем в 2 раза. В 2005 г. в России было получено около 18,7 млн. $м^3$ (54,3 тыс. $м^3$/сутки). Вместе с тем, величина запасов геотермальной воды значительно выше. По состоянию на 1.01.2006 г. суммарные запасы теплоносителей по 104 разведанным месторождениям составляют по воде - 316,26 тыс. $м^3$/сутки и по пару - 47,68 тыс. т/сут., а утвержденные в ГКЗ, соответственно – 194,52 тыс. $м^3$/сутки и 24,488 тыс. т/сут. При этом подавляющее большинство месторождений и 75 % разведанных ресурсов сосредоточены на Юге России.

Разница значений потенциальных и утвержденных запасов (121,7 тыс. $м^3$/сутки) свидетельствует о низкой эффективности проводимых геологоразведочных работ.

Юг России не имеет достаточных собственных ресурсов органического топлива и гидроэнергии для полного удовлетворения возрастающих энергетических потребностей экономики и социальной сферы. Недостаток восполняется импортом природного газа из основных газодобывающих районов страны, что требует значительных дополнительных расходов. Вместе с тем, имеющийся потенциал геотермального тепла остается недоиспользованным. В 2005 г. на Юге России было добыто около 7 млн. $м^3$ геотермальной воды (21,0 тыс. $м^3$/сут), что составляет 8,2 % от утвержденных в ГКЗ РФ запасах (85,2 млн. $м^3$ или 243,3 тыс. $м^3$/сут). При этом отпущено потребителям 986 тыс. ГДж теплоэнергии.

В настоящее время добычу термальных вод и отпуск теплоэнергии на Юге России осуществляют два предприятия: ОАО «Геотермнефтегаз» (Республика Дагестан) и ОАО «Нефтегазгеотерм» (Краснодарский и Ставропольский край, Адыгея, Карачаево-Черкессия, Кабардино-Балкария).

Основными факторами, сдерживающими использование имеющегося геотермального потенциала, являются высокий износ производственно-технической базы геотермальных предприятий, недостаточный для прибыльной деятельности уровень тарифов на геотермальную продукцию, слабая собираемость платежей с потребителей и др. Все это делает экономически малоэффективным развитие геотермальной энергетики в регионе.

Таблица 1. Потенциал газозамещения за счет расширения использования геотермальных ресурсов на Юге России.

Наименование района	Потребление газа природного, млн. $м^3$	Запасы, прогнозы геотермальных вод		Потенциал теплопроизводства, тыс. Гкал/год	Потенциал газозамещения	
		Категории: 1. используемые 2. разведанные 3. прогнозные	Величина, $м^3$/сут		млн. $м^3$	%
Краснодарский край	8143	1	4396,0	96,3	13,8	0,17
	8143	2	48951,0	1072,0	153,8	1,89
	8143	3	139270,0	3050,0	437,6	5,37
Ставропольский край	11513	1	1000,0	21,9	3,1	0,03
	11513	2	11900,0	260,6	37,4	0,32
	11513	3	48200,0	1055,6	151,4	1,32
Адыгея	803	1	2046,0	44,8	6,4	0,80
	803	2	8980,0	196,7	28,2	3,51
	803	3	30000,0	657,0	94,3	11,74
Карачаево-Черкесия	905	1	430,0	9,4	1,4	0,15
	905	2	6800,0	148,9	21,4	2,36
	905	3	14400,0	315,4	45,2	5,00
Кабардино-Балкария	1368	1	198,0	4,3	0,6	0,05
	1368	2	5300,0	116,1	16,7	1,22
	1368	3	115100,0	2520,7	361,6	26,44
Чечня		1	0,0	0,0	0,0	
		2	64680,0	1416,5	203,2	
		3	192110,0	4207,2	603,6	
Дагестан	2296	1	13015,0	285,0	40,9	1,78
	2296	2	96700,0	2117,7	303,8	13,23
	2296	3	258610,0	5663,6	812,6	35,39
Итого:	**25028**	**1**	**21085,0**	**461,8**	**66,2**	**0,26**
	25028	**2**	**243311,0**	**5328,5**	**764,5**	**3,05**
	25028	**3**	**797690,0**	**17469,4**	**2506,4**	**10,01**

Однако если рассматривать эту проблему в комплексе с возможным получением дохода от экономии природного газа, развитие геотермального производства на Юге России может оказаться очень перспективным. Проведенные в ООО «НПЦ Подземгидроминерал» исследования [1] показали, что потенциал газозамещения за счет расширения использования региональных

геотермальных ресурсов до разведанных (утвержденных) величин составляет 3 %, до прогнозных величин - 10 %. (таблица 1).

Рассмотрены три ступени роста геотермального теплопроизводства. Первый соответствует используемым запасам теплоэнергетических вод, второй - их разведанным (утвержденным) запасам, третий - прогнозным ресурсам освоенных геотермальных месторождений на режиме поддержания пластового давления. Соответствующий потенциал теплопроизводства рассчитан исходя из круглогодичного использования запасов (ресурсов) при среднемаксимальной величине сработки температурного потенциала, принятой равной 60^0С.

Возможный объем замещения природного газа оценен исходя из средней теплотворной способности природного газа (8,2 Гкал/1000 м^3) и КПД котельных установок, равной 0,85.

По данным ВСЕГИНГЕО потенциал использования геотермальной энергии на Юге России на порядок выше полученных величин [2]. Прогнозные ресурсы геотермальных вод по скифской платформенной артезианской области в зоне Предкавказья при геоциркуляционном способе эксплуатации и при их освоении в размере 5 % оцениваются в объеме 9,7 млн. м^3/сутки. При конвертации этой величины в долю газозамещения по региону по обозначенной выше методике получаем 121,8 %, т.е. геотермальное тепло в этом случае может полностью заместить газопотребление. При этом, однако, следует учесть физико-технический аспект невозможности полного замещения газа геотермальным теплом в высокотемпературных процессах. Поэтому полученную величину уменьшим поправочным коэффициентом 0,6-0,7 до 80%.

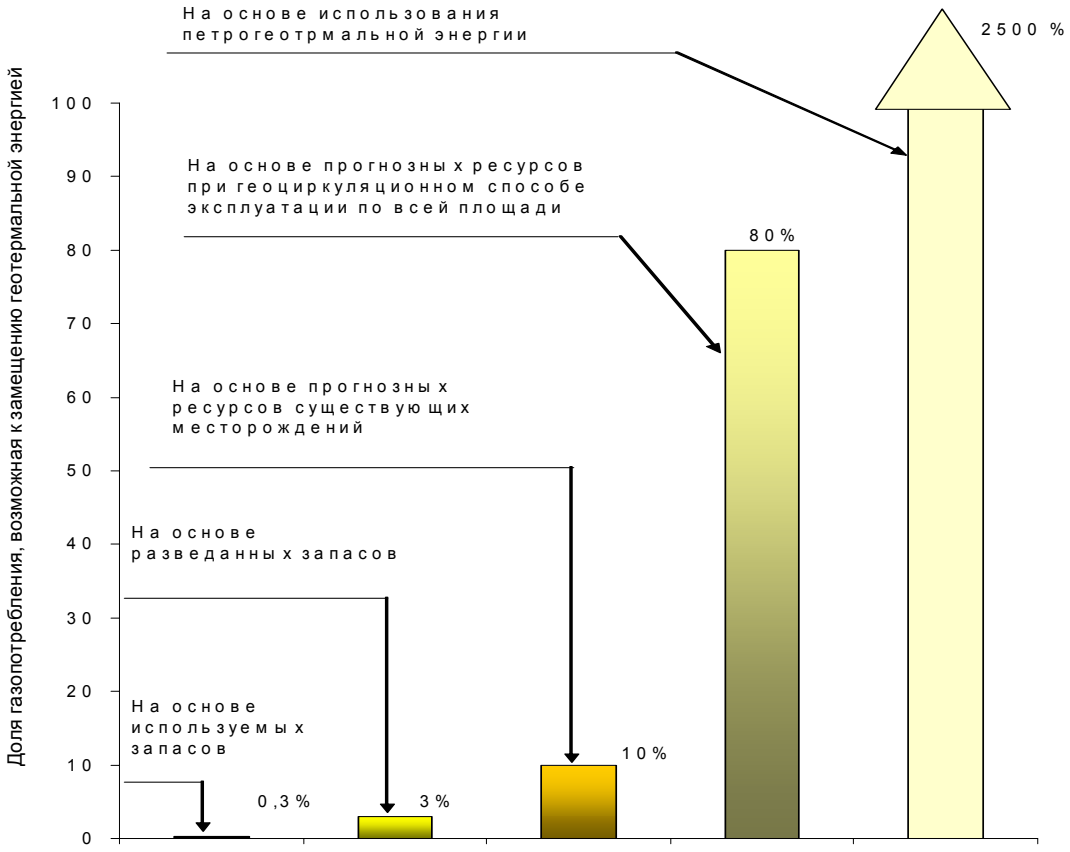


Рис.1. Потенциальные возможности замещения природного газа геотермальной энергией на Юге России.

Необходимо также учесть возможность использования в отдаленной перспективе петрогеотермальной энергии – тепла сухих горных пород. По оценке

Санкт-Петербургского горного института петрогеотермальные ресурсы Северо-Кавказского экономического района составляют 7,03 трлн. тонн условного топлива в год. При учете даже только одной сотой доли процента этого потенциала, он почти в 25 раз превышает тепловой потенциал (теплотворную способность) всего потребляемого в настоящее время в регионе природного газа.

На рис.1 представлены потенциальные возможности замещения природного газа геотермальной энергией на Юге России.

Как видим, за современным незначительным объемом использования геотермальных ресурсов в регионе стоят весьма значительные потенциальные возможности. Поэтому ООО «НПЦ Подземгидроминерал» была проведена оценка экономической эффективности использования геотермальных вод Юга России с целью замещения природного газа.

В расчете экономической эффективности инвестиций учитывалось следующее. Выручка оценивалась по действующему в республике Дагестан тарифу – 210 руб./Гкал. Энергозатраты определены с учетом местных тарифов (0,9 руб./кВт·час по Республике Дагестан и Чеченской республике, 1,2 руб./кВт·час по остальным регионам Юга России) по формуле:

$$Э = \frac{G \times H}{3.6 \times 102 \times \eta_{нас.} \times \eta_{дв.}} \times T \qquad (1)$$

где: G – производительность термоводозабора, м^3/год; H – напор (давление закачки), м. в. ст.; $\eta_{нас.}$ - коэффициент полезного действия насоса (0,7); $\eta_{дв.}$ - коэффициент полезного действия двигателя (0,85); T – тариф на электроэнергию, руб./кВт·час.

Налоговое окружение принято согласно действующему законодательству: налог на добычу полезных ископаемых - 5,5 %; налог на имущество - 2,0 %; налог на прибыль - 24,0 %. Амортизация оценивалась исходя из срока эксплуатации основных фондов (20 лет). Прочие составляющие себестоимости приняты в размере 20 % от суммы амортизационных отчислений.

Норма дисконтирования принята равной 10%. Показатели эффективности рассчитывались по двум вариантам:

- оценка геотермального производства (ГТП);
- оценка геотермального производства с учетом чистой прибыли от экономии газа в размере - 518 руб. за 1000 м^3 газа (по данным ОАО «Газпром»).

Из проанализированных 72 месторождений отклонены от дальнейшего рассмотрения 21 месторождение в связи с отрицательными значениями чистого дисконтированного дохода. По результатам расчетов произведено групповое ранжирование оставшихся 51 месторождений: выделены три группы, различающиеся показателями внутренней нормы доходности возможных проектов их реконструкции (первая группа - более 20 %, вторая группа - 15-20 %, третья группа - ниже 15%).

Групповое ранжирование геотермальных месторождений Юга России в графическом виде представлено на рис.2.

Согласно полученным группам была определена очередность рассмотрения конкретных проектов повышения теплопроизводительности геотермальных месторождений. Первая очередь – 29 месторождений 1-ой группы, потенциально обеспечивающие прирост теплопродукции за 25-летний период в размере 663,2 млн. ГДж и соответственно замещение природного газа в объеме 22,7 млрд. м^3. Масштаб возможных инвестиций составляет 4,1 млрд. руб. Вторая очередь – 9 месторождений 2-ой группы, потенциально обеспечивающие прирост

теплопродукции за 25-летний период в размере 103,4 млн. ГДж и соответственно замещение природного газа в объеме 3,6 млрд. м^3. Масштаб возможных инвестиций составляет 1,1 млрд. руб. 13 месторождений 3-ей группы на данном этапе не являются перспективными ввиду невысоких показателей доходности.

В ходе исследования проведен расчет экономической эффективности использования геотермальных вод 51-го выделенного месторождения по двум сценарным вариантов развития геотермального производства:

- сценарий ускоренного роста при обеспечении требуемых инвестиций полностью собственным капиталом;
- сценарий умеренного роста – при обеспечении развития собственным капиталом в объеме 50 % требуемых инвестиций, другие 50 % - за счет кредита.

Оценка экономической эффективности сценариев развития геотермального производства осуществлена по трем вариантам:

- эффективность собственно геотермального производства;
- эффективность геотермального производства с учетом замещения природного газа;
- эффективность геотермального производства с учетом экспорта замещаемого природного газа.

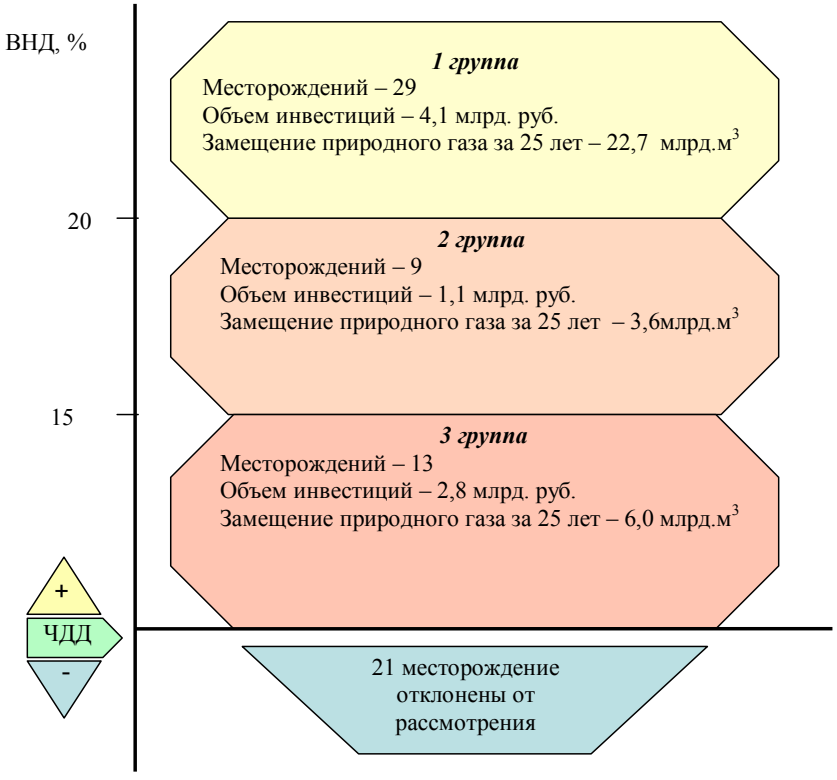


Рис.2. Технико-экономическая показатели перспектив повышения теплопроизводительности геотермальных месторождений.

При этом рассмотрены две версии изменения рыночной конъюнктуры: пассивная динамика рыночной конъюнктуры (ежегодный рост тарифа на природный газ от 1 % до 5%) и активная динамика рыночной конъюнктуры (ежегодный рост тарифа на природный газ от 10 % до 20%, ежегодный рост тарифа геотермальную продукцию - на 5 %, чистой прибыли от экономии природного газа - на 10 %). Стартовые значения тарифов на природный газ: внешний – 200 долл./1000м^3, внутренний – 1200 руб./1000 м^3.

В таблице 2 приведена общая диспозиция показателей перспектив развития выделенной совокупности геотермальных месторождений Юга России. Как показали расчеты, ускоренный и умеренный сценарии развития геотермального производства Юга России в настоящее время при пассивной динамике рыночной конъюнктуры по 1-му варианту являются среднеэффективными (ВНД в пределах 15-20%), а по 2-му и 3-му вариантам с учетом эффекта замещения природного газа – высокоэффективными.

Показатели экономической эффективности расширения использования геотермальных ресурсов Юга России по рекомендуемым сценариям, приведенные в таблице 4 (выделены дополнительным цветом), свидетельствуют о высоком потенциале и перспективах развития геотермального производства на Юге России.

Таблица 2. Общая диспозиция показателей перспектив развития ГТП Юга России.

Сценарии	Варианты оценки эффективности	Пассивная динамика рыночной конъюнктуры				Активная динамика рыночной конъюнктуры			
		Инвестиции, млрд. руб.	ЧДД, млрд. руб.	ВНД, %	ДСО, лет	Инвестиции, млрд. руб.	ЧДД, млрд. руб.	ВНД, %	ДСО, лет
Сценарий ускоренного роста (100% собственный капитал)	ГТП	8,1	3,6	17,2	11,9	8,1	10,2	24,1	9,4
	ГТП + Замещение газа	8,1	8,9	28,3	7,6	8,1	25,3	39,1	6,5
	ГТП + разница внешнего и внутреннего тарифов	8,1	34,0	131,8	3,5	8,1	45,9	153,4	3,2
Сценарий умеренного роста (50% собственный капитал)	ГТП	4,05	2,1	16,3	16,0	4,05	8,9	27,0	11,1
	ГТП + замещение газа	4,05	7,7	35,5	8,8	4,05	24,3	52,8	7,2
	ГТП + разница внешнего и внутреннего тарифов	4,05	33,4	203,1	4,0	4,05	45,3	236,4	3,1

Таким образом, можно сделать вывод о том, что на Юге России имеются большие ресурсы геотермальной энергии и значительное количество освоенных месторождений. В ближайшей перспективе повышение теплопроизводительности ряда действующих геотермальных месторождений может стать актуальным резервом экономии газопотребления в регионе. В последующем, геотермальные ресурсы региона смогут выполнять функцию стратегического резерва в теплоснабжении Юга России.

В этой связи, необходимо дать новый импульс развитию геотермального производства на Юге России путем активизации научного поиска в области энергетического использования геотермальных вод и в последующем сухого тепла Земли, применения современных схем и методов привлечения капитала для разработки и осуществления геотермальных проектов, оказания прямой государственной поддержки развитию геотермальной энергетики.

Литература:

1. *Белан С.И., Панич Л.Н., Перцев В.П., Гусейнов Н.М.* Технико-экономическое обоснование перспектив использования геотермальных вод Юга России с целью замещения природного газа – М., ООО «НПЦ Подземгидроминерал», 2006.
2. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Коллектив авторов: П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
3. *Белан С.И., Панич Л.Н., Перцев В.П.* Перспективы использования геотермальных вод Юга России с целью замещения природного газа // Газовая промышленность. – 2007. – №6.

ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СМЕСИ ЭТАНОЛ–Н-ГЕПТАН

Базаев Э.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: emilbazaev@mail.ru

Методом безбалластного пьезометра постоянного объема получены p,ρ,T,x-зависимости системы этанол–н-гептан в двухфазной, однофазной (жидкой и газовой), критической и сверхкритической областях в диапазоне температуры 373.15-623.15 К, давления 0.2-60 МПа и плотности 30-600 кг/м^3 для значений состава 0.2, 0.5 и 0.8 мольной доли н-гептана. Результаты обработаны в различных термодинамических сечениях. По параметрам точек фазовых переходов газ-жидкость и жидкость-газ в p,T-плоскости получены кривые сосуществования фаз в p_s,ρ_s, ρ_s,T_s, p_s,T_s плоскостях. По этим диаграммам графоаналитическим методом определены значения критических параметров растворов. Установлено, что математические критерии критического состояния чистых компонентов могут быть применимы для оценки критических параметров класса растворов алифатический спирт–н-алкан.

Достоверные прецизионные p,ρ,T-зависимости смесей технически важных веществ в широком диапазоне параметров состояния, в частности, в критическом состоянии, необходимы для развития как феноменологической термодинамической теории растворов, так и флуктационной теории критических явлений (скейлинг-теории). p,ρ,T,x-данные о критическом состоянии растворов нужны также для получения уравнений состояния, пригодных для расчета технологических процессов химической, нефтехимической, энергетической отраслей промышленности.

Критическому состоянию (КС) чистого вещества соответствует единственная (критическая) точка КТ на термодинамической поверхности состояния двухфазной области с параметрами $p_к$, $\rho_к$, $T_к$, в которой сосуществующие жидкая и газовая фазы становятся тождественными по своим свойствам. КС чистого вещества должно удовлетворять математическим критериям [1]:

$$\left(\partial p/\partial\rho\right)_T^к = 0\,,\ \left(\partial^2 p/\partial\rho^2\right)_T^к = 0\,,\ \left(dp/dT\right)_{T=T_к} = \left(\partial p/\partial T\right)_{T=T_к,\rho=\rho_к}\,. \qquad (1)$$

КС растворов дополнительно характеризуется критической концентрацией одного из компонентов $x_к$ и должно удовлетворять критерию [2]

$$\left(d\mu/dx\right)_{p,T} = \left(\partial^2\mu/\partial x^2\right)_{p,T} = 0\,, \qquad (2)$$

где $\mu = \mu_2 - \mu_1$ - разность химических потенциалов компонентов раствора.

Эмпирически установлено, что КТ чистого вещества и гомогенного раствора постоянного состава находится на вершине кривой сосуществования фаз. В настоящее время не существует универсального выражения, описывающего форму кривой сосуществования фаз в широкой области параметров состояния даже для чистых веществ. А для растворов она может быть получена пока только экспериментально.

Алифатические спирты (метанол, этанол, 1-пропанол) и н-алканы (пентан, гексан, гептан, октан) образуют при нормальных условиях гомогенные растворы. Авторы не располагают данными экспериментальных исследований КС этих растворов. Исключением является работа [3], посвященная системе метиловый спирт–н-гексан, и собственные исследования [4].

Форму кривой сосуществования фаз растворов можно получить путем проведения p,ρ,T,x-измерений в двухфазной и околокритической областей состояния.

Реализация КС вещества в эксперименте затруднено из-за того, что вблизи КС система чрезвычайно чувствительна к внешним воздействиям: гравитация, электромагнитные поля, температурная неоднородность. В данной работе для уменьшения гидростатического градиента давления, вызывающего неоднородность плотности по высоте, пьезометр цилиндрической формы с внутренним диаметром 2 см и объемом 32.4 см^3 [4] установлен горизонтально в воздушном термостате и предусмотрено перемешивание исследуемого вещества шариком. Температурная неоднородность минимизирована автоматическим поддержанием температуры опыта с помощью цифрового прецизионного регулятора температуры ПРОТЕРМ-100С. Температуру опыта контролировали с помощью трех эталонных платиновых термометров сопротивления, установленных в воздухе и на торцах корпуса пьезометра. В отличие от аналогов в данной конструкции пьезометра отсутствуют балластные объемы, и все количество исследуемого вещества находится при температуре опыта. Методика измерений дана в [4].

Авторами проведены измерения p,ρ,T,x-зависимостей системы этанол–н-гептан в двухфазной, однофазной (жидкой и газовой), критической и сверхкритической областях в диапазоне температуры 373.15-623.15 К, давления 0.2-60 МПа и плотности 30-600 кг/м^3 для значений состава 0.2, 0.5 и 0.8 мольные доли н-гептана. Измерения проведены по изохорам. Шаг по температуре: 10-25 К в однофазной и двухфазной областей и 1-2 К в околокритической области и области фазовых переходов; в окрестности КТ (предполагаемой) – 0.1-0.5 К.

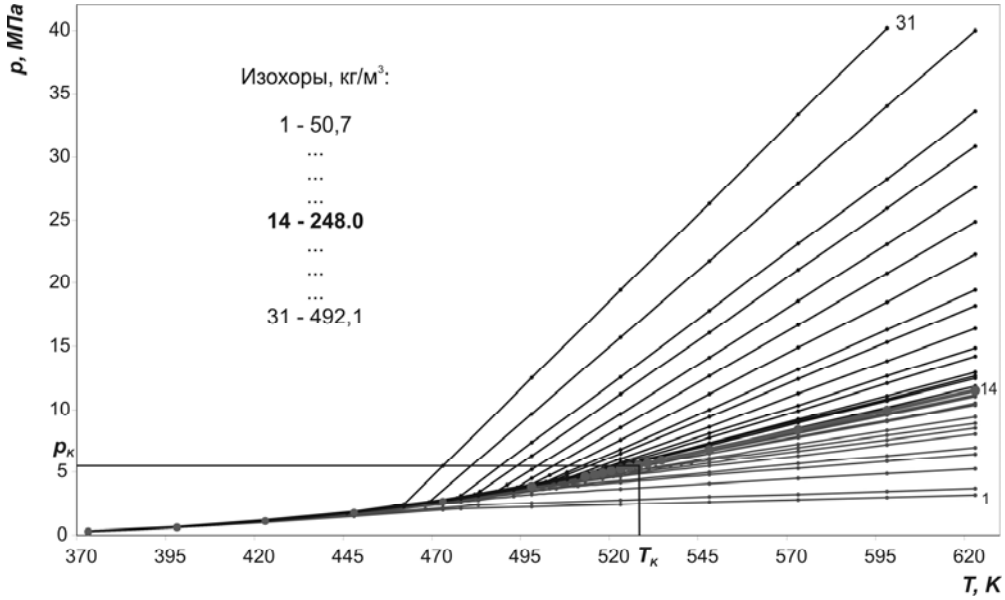


Рис.1. Изохоры зависимости давления от температуры раствора этанол–н-гептан состава 0.5 мол.доли.

Результаты обработаны в различных термодинамических сечениях. Характер зависимости давления раствора состава 0.5 мол.доли от температуры в исследованном диапазоне параметров состояния иллюстрирует рис.1. Такой же характер зависимости давления от температуры у растворов состава 0.2 и 0.8 мол.доли н-гепана. По параметрам точек изломов на p,T-зависимостях, соответствующим точкам фазовых переходов газ-жидкость и жидкость-газ,

построены диаграммы в p_s,ρ_s- и ρ_s,T_s–плоскостях (рис.2, 3), определяющие форму кривой сосуществования фаз. Как видно, по форме эти диаграммы почти не отличаются от аналогичных для чистых компонентов. По экспериментальным p,ρ,T,x-данным в критической области и по диаграммам, приведенным на рис. 2 и 3, графоаналитическим методом [5] оценены значения критических параметров растворов (табл.1).

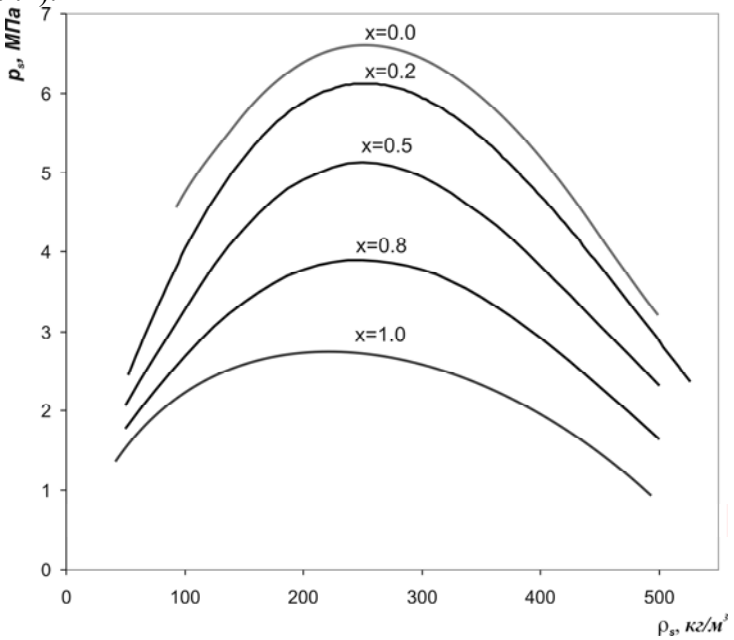


Рис.2 Зависимость давления от плотности чистых этанола и н-гептана и их раствора состава 0.2, 0.5 и 0.8 мол.доли н-гептана вдоль кривой сосуществования фаз.

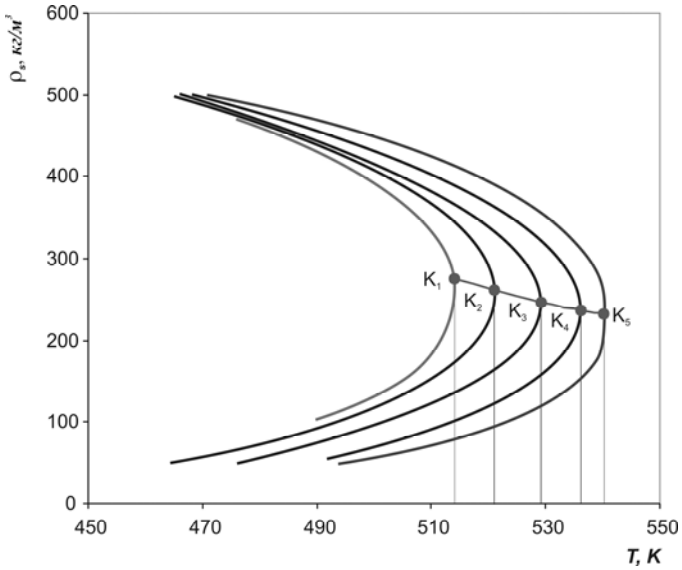


Рис.3 Зависимость плотности от температуры чистых этанола, н-гептана и их раствора состава 0.2, 0.5 и 0.8 мол.доли вдоль кривой сосуществования фаз.

Таблица 1. Значения критических параметров системы этанол–н-гептан.

x, мол.доли н-гептана	$T_к$, К	$p_к$, МПа	$\rho_к$, кг/м^3
0.0	513.92	6.13	276.0
0.2	519.35 ±0.3	6.2 ±0.2	263.0 ±0.5
0.5	527.35 ±0.3	5.4 ±0.2	248.0 ±0.5
0.8	535.05 ±0.3	4.0 ±0.2	237.0 ±0.5
1.0	540.13	2.74	232.0

На рис.4 приведены кривые равновесия жидкость - пар и критическая кривая: 1,5–кривые равновесия фаз чистых этанола и н-гептана соответственно; 2-4–кривые жидкости (сплошные) и пара (пунктирные) для растворов состава 0.2, 0.5, 0.8 мол.доли н-гептана; $К_1$,$К_5$–критические точки этанола и н-гептана; $К_2$-$К_4$–критические точки растворов. КТ растворов находятся между КТ чистых компонентов и образуют гладкую кривую.

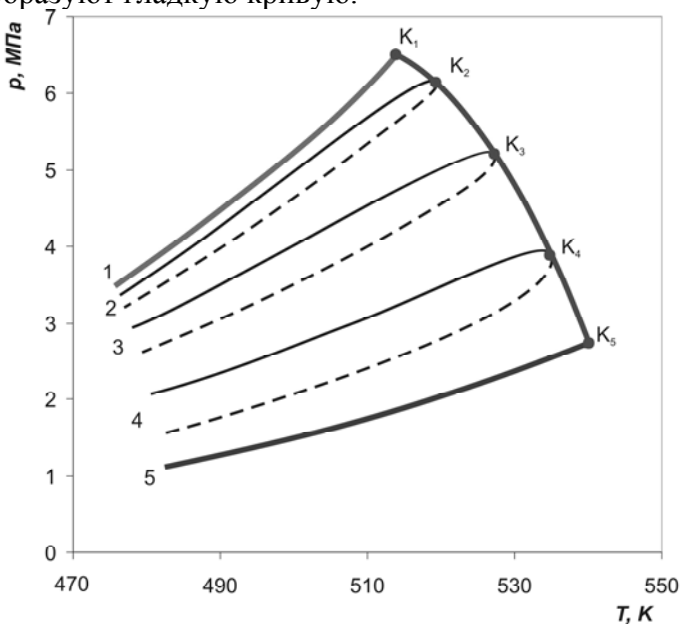


Рис.4. Кривые равновесия жидкость-пар чистых этанола 1, н-гептана 2 и их раствора 2-4 состава 0.2, 0.5, 0.8 мол.доли н-гептана. $К_1$-$К_5$ – критическая кривая.

Одна из особенностей КС вещества это его относительно высокая сжимаемость. На рис. 5 приведена зависимость фактора сжимаемости $Z_к=p_к v_{тк}/RT_к$ ($v_{тк}$–молярный объем раствора данного состава в КС, R–универсальная газовая постоянная) чистых компонентов и растворов от давления в двухфазной и критической областях. По диаграмме видно, что величина сжимаемости чистых компонентов в КС примерно одинакова, а растворов заметно выше, особенно состава около 0.5 мол.доли. $Z_к$ можно рассматривать как уравнение состояния раствора в КС. Концентрационная зависимость величины фактора сжимаемости в КС (рис.6) описывается выражением:

$$Z_к = -0{,}239x^3 - 0{,}059x^2 + 0{,}307x + 0{,}254. \quad (3)$$

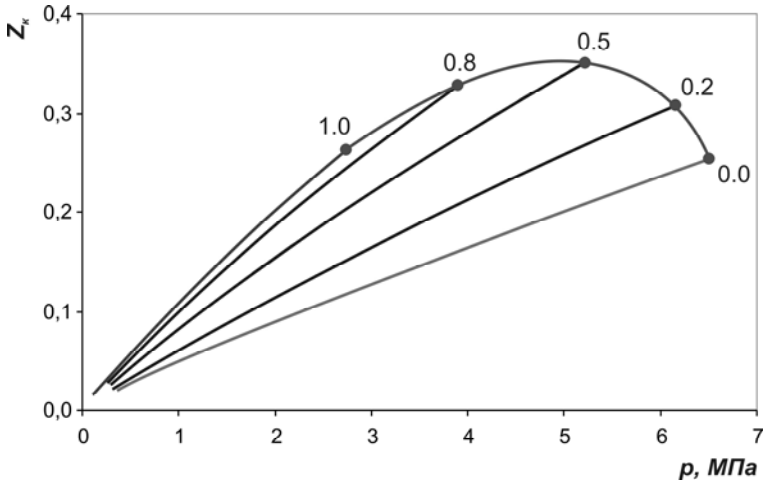


Рис.5. Зависимость величины фактора сжимаемости раствора от давления для различных составов в двухфазной области и вдоль критической кривой.

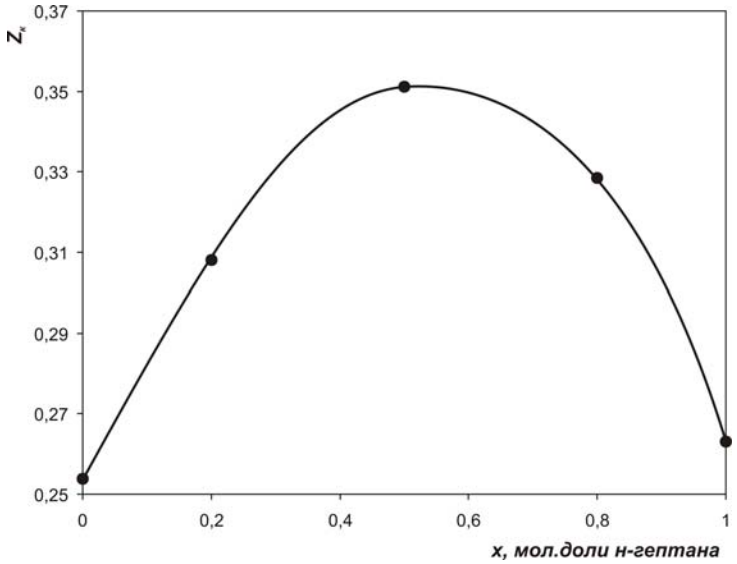


Рис.6 Зависимость величины фактора сжимаемости раствора от концентрации н-гептана вдоль критической кривой.

По полученным новым результатам исследования КС системы этанол–н-гептан можно сделать важный вывод о том, что математические критерии описания КС чистого вещества (1) могут быть применимы для оценки критических параметров гомогенных бинарных растворов алифатический спирт–н-алкан.

Литература:

1. *Стенли Г.* Фазовые переходы и критические явления. М.: Мир, 1973.419 с.
2. *Кириллин В.А.*, *Шейндлин А.Е., Шпильрайн Э.Э.* Термодинамика растворов. 2-е изд. М.: Энергия, 1980. 287 с.
3. *Басок Б.И.* Термодинамические свойства системы гексан-метиловый спирт на поверхности сосуществования в широкой окрестности критической линии парообразования. Дис. … канд.физ.-мат. наук. Киев.: КГУ, 1985. 181 с.
4. *Абдурашидова А.А., Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдулагатов И.М.* Термические свойства системы вода-этанол в около- и сверхкритическом состояниях // ТВТ. 2007. Т.45. №2. С.208.
5. *Шпильрайн Э.Э., Кессельман П.М.* Основы теории теплофизических свойств веществ. М.: Энергия, 1977. 248 с.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПРОПИЛОВОГО СПИРТА В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ПАРАМЕТРОВ СОСТОЯНИЯ

Абдурашидова А.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.Шамиля, 39а; e-mail:emilbazaev@mail.ru

Приводятся экспериментальные p,ρ,T,x - данные для смесей вода–1-пропанол в диапазоне температур 373.15 - 623.15 К, давлений 0.1-60 МПа и плотностей 35-693 кг/м^3, включающем однофазную (жидкую, газовую), двухфазную, критическую и сверхкритическую области состояния, для концентраций 1-пропанола 0.2, 0.5, 0.8 мол.долей. Результаты измерений обработаны в различных сечениях термодинамической поверхности. Графоаналитическим методом оценены значения критических параметров смесей. Сделан важный вывод о том, что математические критерии критического состояния для чистого вещества могут быть применены для оценки критических параметров данного класса растворов.

Вода в сверхкритическом состоянии является универсальным растворителем многих веществ и эффективным теплоносителем для теплообменной аппаратуры. Один из факторов, сдерживающих промышленное использование сверхкритической воды, это ее высокие критические параметры (Т=673.15К, р=22.064МПа), на которые должны быть рассчитаны конструкции оборудования и технологические режимы. В этом отношении перспективными могут быть сверхкритические водные растворы алифатических спиртов (сорастворителей), снижающих критические параметры воды и не ухудшающих ее уникальные физико-химические свойства (высокая плотность пара, большая теплопроводность его, низкая вязкость и т.д.).

В связи с этим ранее нами были исследованы термодинамические свойства смесей вода–метанол и вода–этанол и установлено, что с увеличением концентрации спирта значения критических параметров смеси уменьшаются [1-3]. Данная работа является продолжением этих исследований.

На экспериментальной установке, описанной в наших работах [4,5], получены *p,ρ,T,x*-зависимости системы вода–пропиловый спирт (1-пропанол) в диапазоне температур 373,15-623,15К, давлений 0.2-60МПа и плотностей 35-693кг/м^3 для значений состава 0.2, 0.5 и 0.8 мольных долей спирта. Данные о погрешностях измерений приведены в табл.1.

Таблица 1. Данные о погрешности измеряемых и определяемых параметров.

Параметры	Область измерений	Отн. погрешность, %
Температура (*T*), К: - измеряемая - термостатирования	 373.15–623.15 373.15–623.15	 0.002 0.003
Давление (*p*), МПа	0.1–6.0 6.0–60	0.020 0.050
Масса (*m*), г	1–22	0.003
Объем пьезометра при *p* и *T* опыта, см^3	32.38–32.80	0.060
Плотность (ρ), кг/м^3	35–693	0.150
Состав, мол.доля	0–1	0.001

На рис.1-3 представлены изохоры зависимости давления от температуры для смесей состава 0.2, 0.5, 0.8 мол.доли. Как видно из этих диаграмм, при фазовом переходе пар–жидкость, когда $\rho > \rho_к$, изохоры расходятся от кривой упругости насыщенного пара $T_s = f(p)$ в область жидкого состояния, а при фазовом переходе жидкость–пар, когда $\rho < \rho_к$, изохоры расходятся от кривой упругости в область газового состояния. При $\rho = \rho_к$ изохоры непрерывно переходят в область сверхкритического состояния и в критической точке имеют общую касательную с кривой упругости насыщенного пара, что описывается уравнением (правилом) Планка-Гиббса

$$\left(dp/dT\right)_{T=\dot{O}_{\hat{e}}} = \left(\partial p/\partial T\right)_{\dot{O}=\dot{O}_{\hat{e}},\rho=\rho_{\hat{e}}} \qquad (1)$$

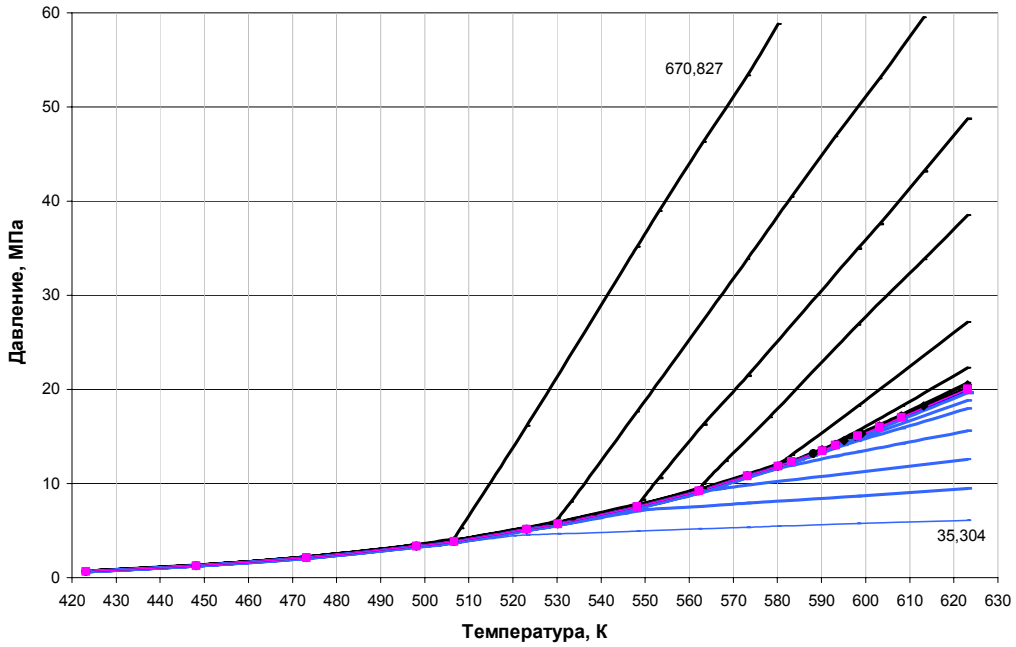


Рис.1. Изохоры зависимости давления смеси вода–1-пропанол состава 0.2 мол.доли от температуры.

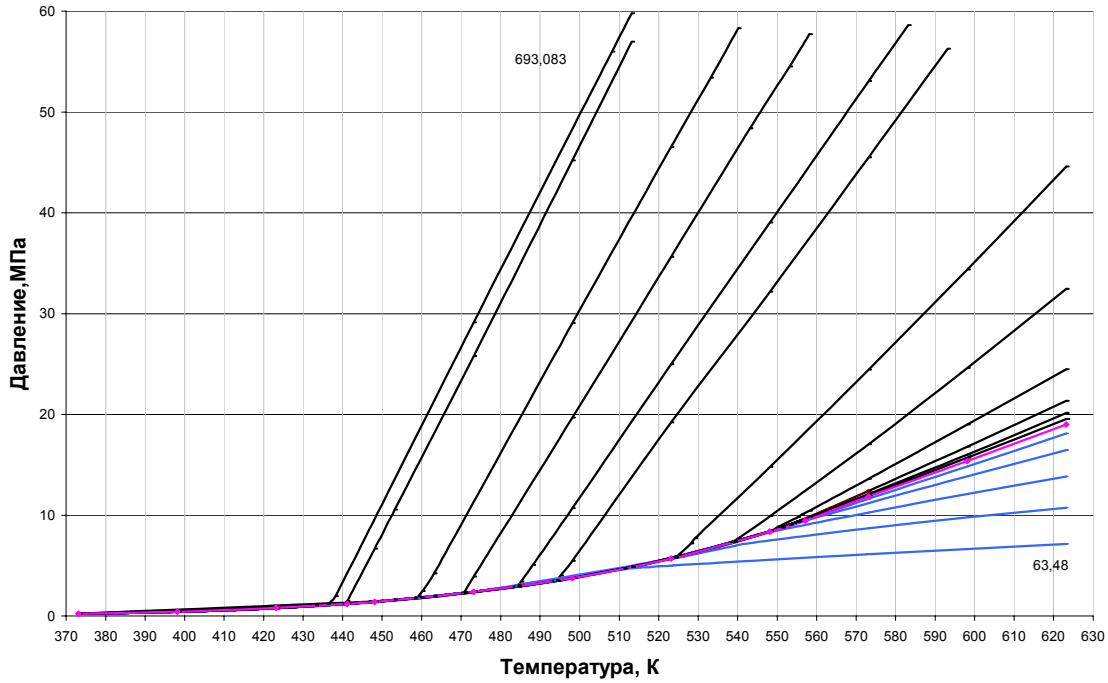


Рис.2. Изохоры зависимости давления смеси вода–1-пропанол состава 0.5 мол.доли от температуры.

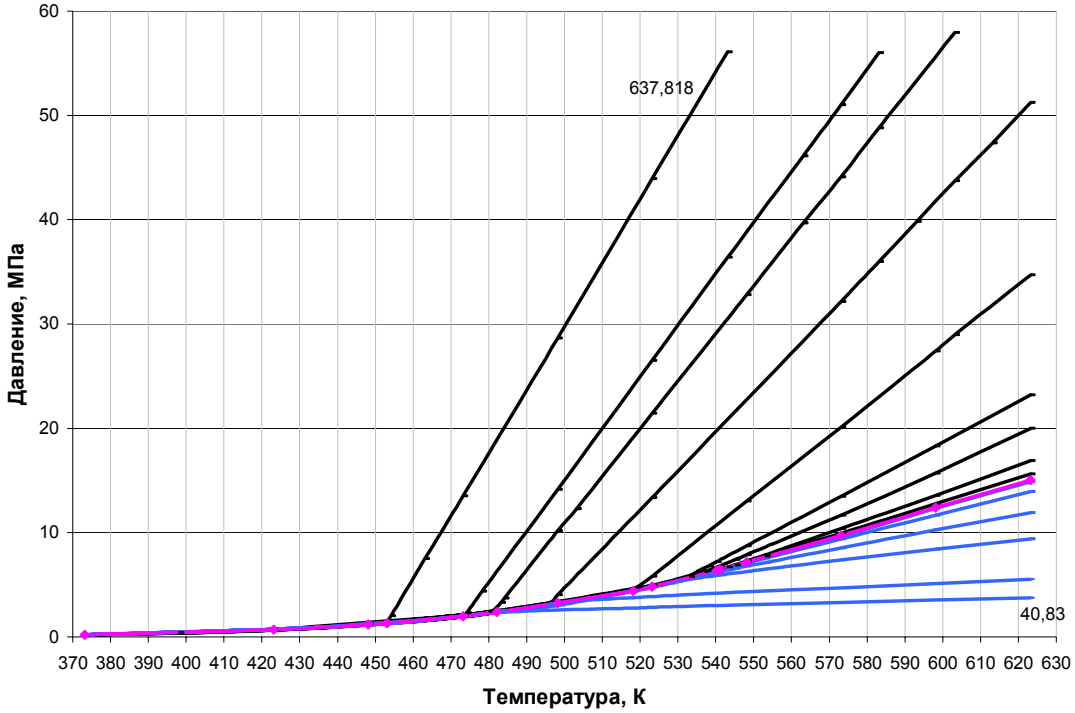


Рис.3. Изохоры зависимости давления смеси вода–1-пропанол состава 0.8 мол.доли от температуры.

Как видно из рис.1-3, характер зависимости изохор давления смеси от температуры одинаков только вблизи критической изохоры, но по мере удаления от нее отличается, т.е. термодинамическая поверхность $(p,\rho,T)_x$ системы асимметрична относительно критической изохоры. . p,T и ρ,T-зависимости измеренных изохор жидкой и газовой фаз описываются полиномами 5 степени:

$p=AT^5+BT^4+CT^3+DT^2+ET+F.$

$\rho=AT^5+BT^4+CT^3+DT^2+ET+F.$

Коэффициенты в этих уравнениях имеют свои значения для жидкой и газовой фаз.

На рис.4 представлены изотермы зависимости давления смеси состава 0.8 мол.доли от плотности.

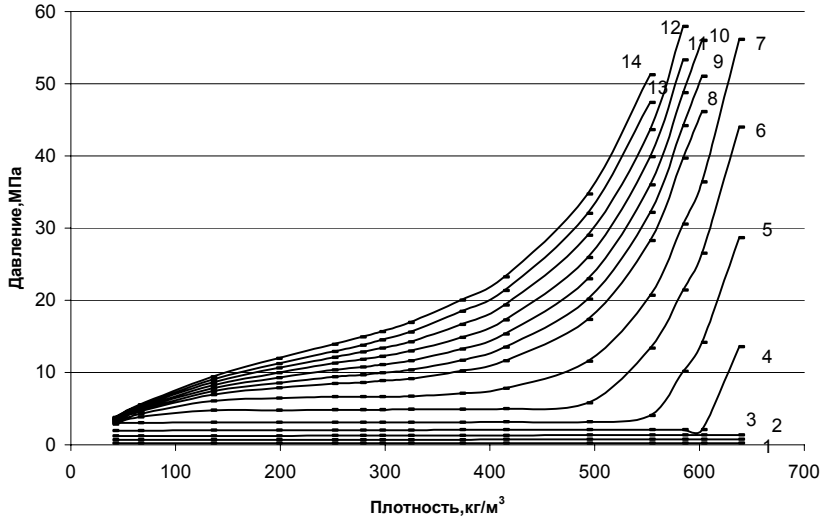


Рис.4. Зависимость давления от плотности смеси вода–1-пропанол состава 0.8 мол.доли для значений температуры в К: 1-373.15, 2-423.15, 3-448.15,4- 473.15, 5-498.15, 6- 523.15, 7-543.15, 8-563.15,9-573.15, 10-583.15,11-593.15, 12-603.15, 13-613.15, 14-623.15.

По экспериментальным p,ρ,T,x- данным рассчитаны значения фактора сжимаемости $Z=pV_m/RT$. Зависимость изотерм Z от давления демонстрирует рис.5. Общим для этих изотерм является то, что значения фактора сжимаемости с ростом давления сначала уменьшаются, проходят минимумы, а потом растут почти линейно.

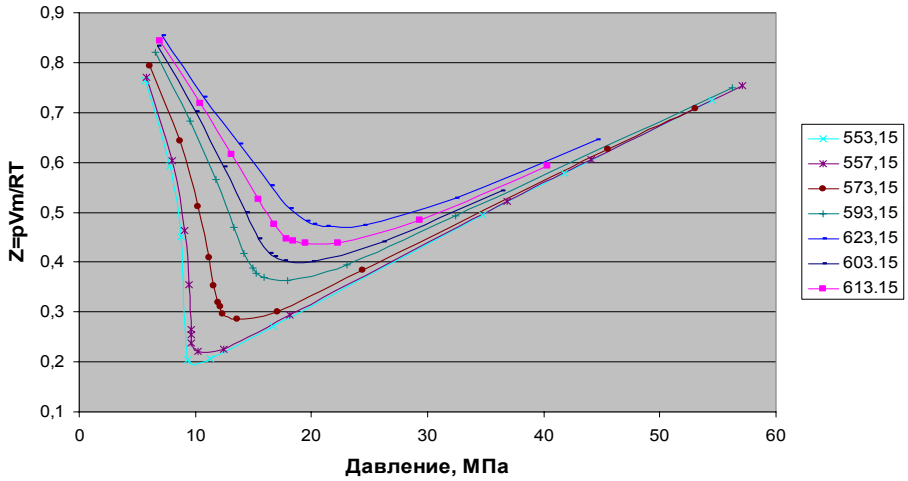


Рис.5. Зависимость фактора сжимаемости от давления смеси вода–1-пропанол состава 0.5 мол. доли.

По точкам фазовых переходов на линии насыщения в p,T- плоскости построены кривые сосуществования фаз в p_s,ρ_s и ρ_s,T_s - плоскостях (рис.6,7). Эти кривые также асимметричны относительно критических точек. По p,T, p,ρ и ρ_s,T_s диаграммам определены все области параметров состояния: двухфазная, однофазная (жидкая, газовая) и сверхкритическая.

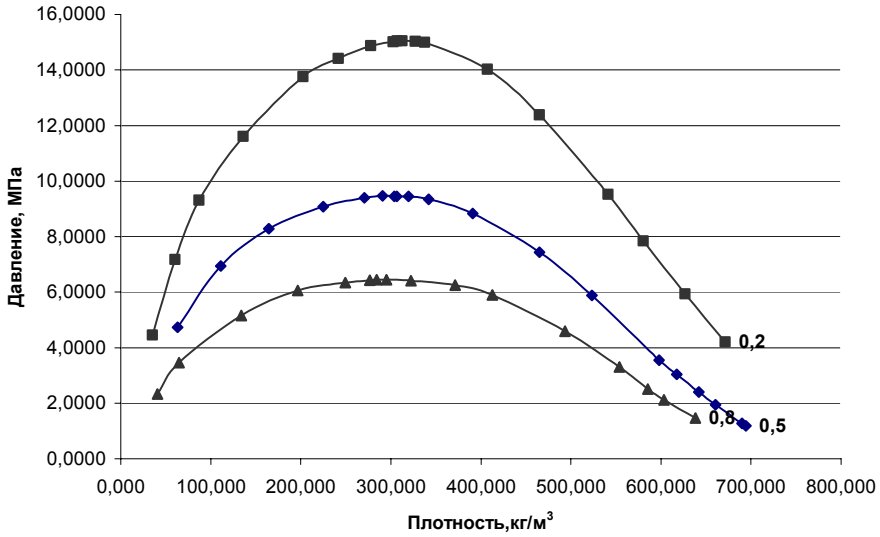


Рис.6. p_s, ρ_s – зависимости на кривой сосуществования фаз смесей вода–1-пропанол для значений концентрации 1-пропанола x, мол.доли: 0.2, 0.5, 0.8 .

Графоаналитическим методом оценены значения критических параметров смеси вода–1-пропанол (табл.2). Как видно из рис.8, проекция критической линии данной смеси на p,T-плоскости отличается по форме от критических линий смесей вода-метанол и вода-этанол. Общим для водных растворов метанола и этанола является то, что их критические точки как функции состава находятся между критическими точками чистых компонентов и их критические линии представляют собой гладкие слегка вогнутые вверх кривые. Критические точки

раствора вода–1-пропанол ложатся почти на прямую линию при значениях концентрации 0-0.5 мол.долей спирта и на выпуклую вверх кривую при 0.5-1 мол.долей. Быстрое и немонотонное изменение критических параметров раствора вода–1-пропанол связано с критической температурой чистого 1-пропанола (536.85 К), которая заметно выше критических температур двух первых членов гомологического ряда (513.92 К метанола и 516.25 К этанола). На немонотонность изменения критических параметров в начале гомологических рядов указывают авторы работы [6]. По видимому, сложная форма критической кривой раствора вода–1-пропанол объясняется изменением его структуры в зависимости от концентрации и разным вкладом отталкивающих и притягивающих сил между молекулами компонентов.

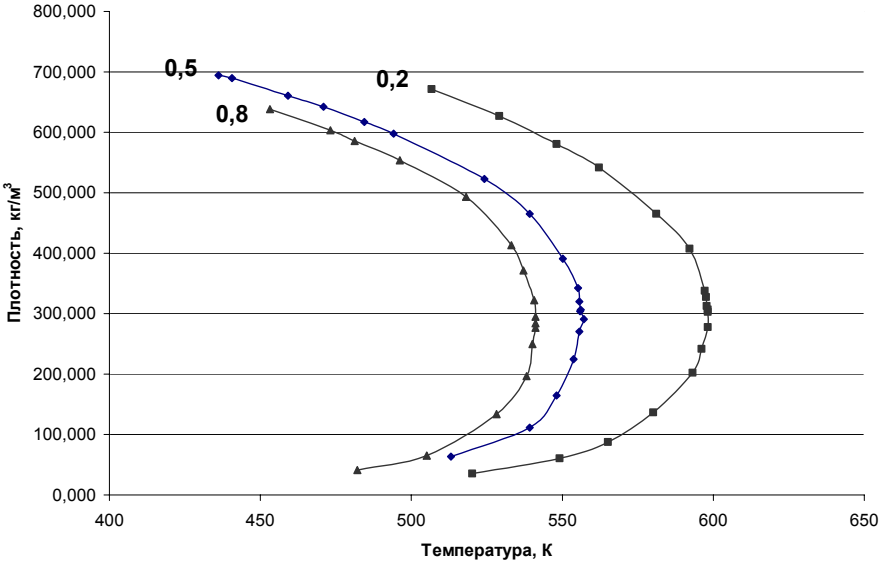


Рис.7. ρ_s, T_s – зависимости на кривой сосуществования фаз смесей вода–1-пропанол для значений концентрации 1-пропанола *x*, мол. доли: 0.2, 0.5, 0.8 .

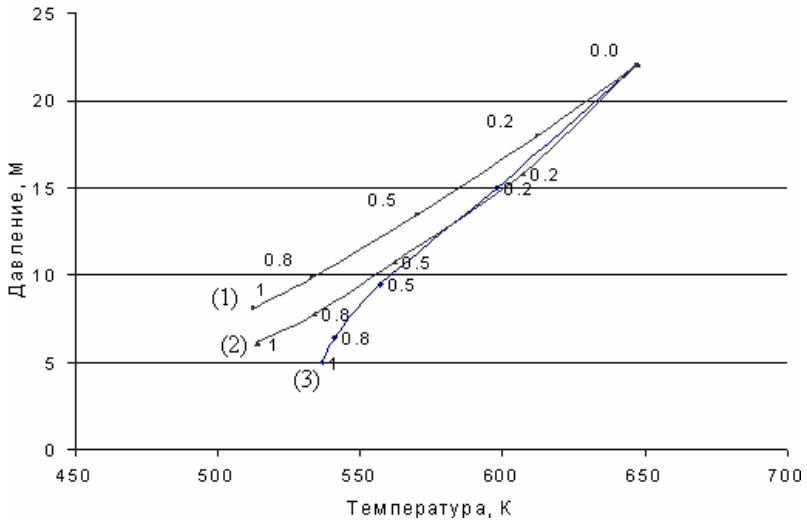


Рис.8. Проекция линий критических точек термодинамической поверхности растворов вода-метанол (1), вода-этанол (2) и вода–1-пропанол (3) на *p,T*-плоскости.

По результатам исследований можно сделать вывод о том, что полученные данные о термодинамических свойствах водных растворов пропилового спирта могут быть использованы в инженерных расчетах различных технологических процессов и оборудования, в которых в качестве рабочего тела используются смеси.

Таблица 2. Критические параметры смесей вода–пропанол.

x	$T_к$, K	$\rho_к$, кг/м^3	$P_к$, МПа	$Z_к=P_кV_к/RT_к$
0	647.10	322.0	22.06	0.229
0.2	598.15	307.103	15.05	0.26
0.5	557.15	291.064	9.46	0.274
0.8	541.15	284.007	6.45	0.261
1	536.85	275.0	6.13	0.244

Работа выполнена под руководством д.т.н. Базаева А.Р.

Литература:

1. *Bazaev A.R., Abdulagatov I.M., Bazaev E.A. and Abdurashidova A.* (p,v,T,x) Measurements of {(1−x)H_2O+xC_2H_5OH} mixtures in the near-critical and supercritical regions // The Journal of Chemical Thermodynamics, Volume 39, Issue 3, March 2007, P.385-411.
2. *Abdurashidova A.A., Bazaev A.R., Bazaev E.A., Abdulagatov I.M.* The Thermal Properties of Water-Ethanol System in the Near-Critical and Supercritical States // High Temperature. 2007. V. 45. N2, P.178–186.
3. *Абдурашидова А.А., Базаев А.Р.* Термические свойства водного раствора метанола состава 0.5 мол.доли в широком интервале параметров состояния // Журн. Физика.НАН Азербайджана. 2007, Т.13, №1-2, С.68-70.
4. *Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдурашидова А.А.* Термические свойства системы вода-метанол состава 0.5 массовых долей при температурах 373.15-673.15 К и давлениях до 60 МПа // ТВТ. 2004. Т.42. №6. С.885.
5. *Абдурашидова А.А., Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдулагатов И.М.* Термические свойства системы вода-этанол в около- и сверхкритическом состояниях // ТВТ. 2007. Т.45. №2. С.208-216.
6. *Богатищева Н.С., Никитин Е.Д.* Критические свойства двенадцати гомологических рядов с общей формулой $H(CH_2)_SR$//ТВТ. 2005. Т.43. №2. С.196.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ПОТЕНЦИАЛА ГИББСА

Магомедов Р.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Аналитическое описание большого числа экспериментальных p, v, T-данных для газообразной либо жидкой фаз с помощью локальных уравнений заданной формы дана (решена) для многочисленных частных случаев. Однако при расчете термодинамических свойств веществ с помощью уравнений состояния, справедливых в той или иной части однофазной области, возникает необходимость согласовывать функции и их производные на границах областей действия уравнений [1]. Остаются не решенными до конца вопросы о том, в каких случаях и в каком объеме необходимо включать в схему обработки те или иные группы разнородных величин, какая точность требуется для каждой группы информации [2], в какой области параметров такая обработка необходима. Решение указанных вопросов позволило бы выработать рекомендации по выбору метода обработки данных.

Трудность решения задачи объясняется также: 1) сложностью составления единых уравнений состояния, обусловленной, различием механизма межмолекулярного взаимодействия в газе и жидкости [3]; 2) возникновением определенных вычислительных трудностей при разработке единого уравнения состояния, т. е. необходимостью математической и компьютерной обработки многочисленных экспериментальных данных [4] и решения системы уравнений с большим числом неизвестных.

В данной работе для определения термодинамических свойств веществ используется изобарически-изотермический потенциал [5]. Т. к. термодинамический процесс происходит при постоянной температуре и постоянном давлении рассмотрим термодинамическую функцию состояния, которая в данном процессе (изотермо-изобарический процесс) не меняется, и имеет минимальное значение:

$$\Phi = U - TS + pV \qquad (1)$$

Полный дифференциал выражения имеет вид:

$$d\Phi = dU - TdS - SdT + pdV + Vdp \qquad (2)$$

Используя основное термодинамическое тождество

$$TdS = dU + pdV \qquad (3)$$

Получаем:

$$d\Phi = -SdT + Vdp \qquad (4)$$

Из (4) следует, что термодинамический потенциал Гиббса является функцией двух параметров температуры T и давления p, т.е.

$$\Phi = \Phi(T, p) \qquad (5)$$

Полный дифференциал данного выражения будет иметь вид:

$$d\Phi = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial T}\right)dT + \left(\frac{\partial \Phi}{\partial p}\right)dp \qquad (6)$$

Из (4) и (6) сравнивая правые части выражений, получаем уравнения для системы совершающей изотермо-изобарический процесс:

$$-S=\left(\frac{\partial \Phi}{\partial T}\right)_p;\ V=\left(\frac{\partial \Phi}{\partial p}\right)_T \qquad (7)$$

Из условия взаимности для коэффициентов полного дифференциала можно вывести уравнения состояния (математическое выражение) для рассматриваемой системы в которое не входит термодинамический потенциал Гиббса:

$$-\left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_T=\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p \qquad (8)$$

Вторые производные от уравнений (7) по температуре и давлению соответственно дают взаимосвязь термодинамического потенциала Гиббса с теплоемкостью C_p и коэффициентом сжимаемости β:

$$\left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial T^2}\right)=-\frac{C_p}{T};\ \left(\frac{\partial^2 \Phi}{\partial p^2}\right)=\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T=-\beta V \qquad (9)$$

Потенциал Гиббса используют при рассмотрении свойств термодинамической системы находящейся в равновесии, или если систему можно представить как квазиравновесную в определенный период времени при постоянных значениях температуры и давлении.

В случае, если система обменивается не только энергией, но и частицами (изменение массы) или происходят процессы с изменением числа частиц в системе (химические реакции) термодинамический потенциал Гиббса имеет вид:

$$d\Phi=-SdT+Vdp+\mu dN \qquad (10),$$

где μ - химический потенциал, dN – изменение числа частиц.

Если в термодинамической системе имеются частицы различных видов (различные атомы или молекулы веществ), то потенциал Гиббса для этого случая можно записать в виде:

$$d\Phi=-SdT+Vdp+\sum_i \mu_i dN_i \qquad (11)$$

Если термодинамический потенциал является функцией температуры и давления, из (10) химический потенциал можно представить в виде:

$$\mu=\left(\frac{\partial \Phi}{\partial N}\right)_{T,p} \qquad (12)$$

При этом исходными являются принципы, рассматриваемые в статистической механике (преимущество ансамбля постоянного давления (приводящий к распределению для свободной энергии Гиббса), связанное с быстрой сходимостью по числу частиц.). В одночастичном приближении потенциал Гиббса можно рассмотреть как функцию числа частиц N,температуры T и давления p, что позволяет построить достаточно наглядные термическое и калорическое уравнения состояний.

Рассмотрена возможность термодинамического моделирования на основе изобарически-изотермического потенциала физико-химических процессов, т. е. поведение термодинамических свойств веществ в равновесной области, что соответствует эксплуатационному режиму в промышленных условиях в энергетике и других областях для многих веществ.

Литература:

1. *Пригожин И., Кондепуди Д.* Современная термодинамика. От тепловых двигателей до диссипативных структур. М.: Мир, 2002, С.63-75.

2. *Алтунин В.В., Гадецкий О.Г.* О методике построения фундаментальных уравнений состояния чистых веществ по разнородным экспериментальным данным. – ТВТ, 1971, т. 9, №3, С.527-534.
3. *Смирнова Н.А.* Методы статистической термодинамики в физической химии. М.: Высшая школа, 1982, С.143-149.
4. *Вассерман А.А.* О составлении единого уравнения состояния для газа и жидкости с помощью ЭВМ. – В сб. ГСССД "Теплофизические свойства веществ и материалов", вып. 10, М., Изд-во стандартов, 1976, С.7-34.
5. *Магомедов К.М.* О изобарически-изотермическом ансамбле в статистической механике. ДАН, 2000, том 373, №5, С.618-622.

ИНВАРИАНТНЫЕ СВОЙСТВА УРАВНЕНИЯ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ С ПРОИЗВОДНЫМИ ДРОБНОГО ПОРЯДКА

Шабанова М.Р.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: meil-sha@yandex.ru

Традиционное уравнение теплопроводности в одномерном случае для неограниченной среды имеет вид

$$\frac{\partial \mathrm{T}(x,t)}{\partial t} - D\frac{\partial^2}{\partial x^2}T(x,t) = 0 \qquad (1)$$

где $|x| < \infty$, $T(x,0) = f(x)$ - начальное условие. Решение уравнения (1) имеет вид

$$\mathrm{T}(x,t) = \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{\infty} dk \int_{-\infty}^{\infty} dx' \exp\left(-ik(x-x')\right)\mathrm{T}(x,0)\exp\left(-Dk^2 t\right) \qquad (2)$$

Для случая $T(x,0) = T_0\delta(x)$ решение (2) принимает вид

$$\mathrm{T}(x,t) = \frac{1}{\sqrt{4\pi Dt}}\exp\left(-\frac{x^2}{4Dt}\right) \qquad (3)$$

Уравнение (1) инвариантно относительно преобразования $x \to -x$. По этой причине решение (3) четно относительно переменной x.

В настоящей работе предпринята попытка определения инвариантных свойства Уравнений параболического типа с производными дробного порядка

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial \tau^\alpha} - D\frac{\partial^\beta}{\partial \xi^\beta}T(\xi,\tau) - \frac{T(\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^\alpha} = 0 \qquad (4)$$

здесь $|\xi| < \infty, \tau > 0, 0 < \alpha \le 1, 1 < \beta \le 2, \tau = t/t_0, \xi = x/x_0$, ,

$D = X\frac{t_0}{x_0}, X =$ коэффициент температуропроводности, $\mathrm{T}(\xi,0)$-начальная температура.

Входящие в (3,4) производные дробного порядка определены следующим образом [1-3]:

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial \tau^\alpha} = \frac{1}{\Gamma(1-\alpha)}\frac{\partial}{\partial \tau}\int_0^\tau \frac{\mathrm{T}(\xi,z)}{(\tau-z)^\alpha}dz \qquad (5)$$

$$\frac{\partial^\beta \mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial \xi^\beta} = \frac{1}{2\Gamma(2-\beta)\cos\left(\frac{\pi}{2}(2-\beta)\right)}\frac{\partial^2}{\partial \xi^2}\int_{-\infty}^{\infty}\frac{\mathrm{T}(\zeta,\tau)}{|\xi-\xi'|^{\beta-1}}d\xi' \qquad (6)$$

Где производная Римана-Лиувилля (5) учитывает память (нелокальность во времени) [4], производная Рисса-Вейля (6) учитывает пространственные корреляции (пространственная нелокальность), $0 < \alpha \le 1, 1 < \beta \le 2, \tau = t/t_0, \xi = x/x_0$, безразмерные время и координата, t_0, x_0 – характерные время и масштаб.

Совершим преобразование $\xi \to -\xi$. Исходя из определения (3) получим

$$\frac{\partial^\beta \mathrm{T}(-\xi,\tau)}{\partial(-\xi)^\beta} = \frac{1}{2\Gamma(2-\beta)\cos\left(\frac{\pi}{2}(2-\beta)\right)} \frac{\partial^2}{\partial(-\xi)^2} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\mathrm{T}(-\zeta,\tau)}{|-\xi-\zeta|^{\beta-1}} d\zeta =$$

$$= \frac{1}{2\Gamma(2-\beta)\cos\left(\frac{\pi}{2}(2-\beta)\right)} \frac{\partial^2}{\partial\xi^2} \int_{=\infty}^{\infty} \frac{T(\zeta,\tau)}{|\xi-\zeta|^{\beta-1}} d\zeta = \frac{\partial^\beta T(\xi,\tau)}{\partial\xi^\beta} \quad (7)$$

Аналогично можно показать, что имеет место следующее соотношение

$$\frac{\partial^\beta T(\xi,\tau)}{\partial(-\xi)^\beta} = \frac{\partial^\beta T(-\xi,\tau)}{\partial\xi^\beta} \quad (8)$$

Учитывая соотношения (7,8) , совершая преобразование $\xi \to -\xi$ в (4) получим

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(-\xi,\tau)}{\partial\tau^\alpha} - D\frac{\partial^\beta}{\partial\xi^\beta} T(\xi,\tau) - \frac{T(-\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^\alpha} = 0 \quad (9)$$

Заметим, что в случае $\beta = 2$ мы получили бы следующее уравнение

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(-\xi,\tau)}{\partial\tau^\alpha} - D\frac{\partial^2}{\partial\xi^2} T(-\xi,\tau) = 0 \quad (10)$$

что отличается от уравнения (9) . Таким образом, уравнение (4) отличается от уравнения (1) с точки зрения инвариантных свойств относительно преобразования $\xi \to -\xi$. Это отличие более ясно проявляется при преобразовании Фурье. В этой связи необходимо получить уравнение теплопроводности в производных дробного порядка, которое инвариантно относительно преобразования $\xi \to -\xi$. В качестве такого уравнения предлагается уравнение вида

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(\xi,\tau)}{\partial\tau^\alpha} - D\frac{1+\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial\xi^\beta} T(\xi,\tau) - D\frac{1-\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial(-\xi)^\beta} T(\xi,\tau) - \frac{T(\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^\alpha} = 0 \quad (11)$$

где γ - параметр « кососимметричности » . Уравнение (11) инвариантно относительно преобразования $\xi \to -\xi, \gamma \to -\gamma$. Действительно совершая в (11) преобразование $\xi \to -\xi$ и учитывая свойства (7,8) получим

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(-\xi,\tau)}{\partial\tau^\alpha} - D\frac{1+\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial(-\xi)^\beta} T(-\xi,\tau) - D\frac{1-\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial(\xi)^\beta} T(-\xi,\tau) - \frac{T(-\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^\alpha} = 0$$

в полученном уравнении, совершая преобразование $\gamma \to -\gamma$

$$\frac{\partial^\alpha \mathrm{T}(-\xi,\tau)}{\partial\tau^\alpha} - D\frac{1+\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial(\xi)^\beta} T(-\xi,\tau) - D\frac{1-\gamma}{2}\frac{\partial^\beta}{\partial(-\xi)^\beta} T(-\xi,\tau) - \frac{T(-\xi,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^\alpha} = 0 \quad (12)$$

Таким образом, уравнение (11) инвариантно относительно преобразования $\xi \to -\xi, \gamma \to -\gamma$.

Для решения уравнения (11) совершим преобразование Фурье по пространственной переменной и преобразование Лапласа по временной переменой

$$\widetilde{\mathrm{T}}(k,\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} dx \exp(-ikx)\mathrm{T}(x,\tau)$$

$$\widetilde{\widetilde{T}}(k,p) = \int_{0}^{\infty} d\tau \exp(-p\tau)\widetilde{T}(k,\tau)$$

В результате получим следующую систему уравнений

$$\left(p^{\alpha} + D|k|^{\beta} \frac{1+\gamma}{2} \right) \tilde{\tilde{T}}(k,p) + D \frac{1-\gamma}{2} |k|^{\beta} \tilde{\tilde{T}}(-k,p) = \frac{\tilde{T}(k,0)}{p^{1-\alpha}} \tag{13}$$

$$D|k|^{\beta} \frac{1+\gamma}{2} \tilde{\tilde{T}}(k,p) + \left(p^{\alpha} + D \frac{1-\gamma}{2} |k|^{\phi} \right) \tilde{\tilde{T}}(k,p) = \frac{\tilde{T}(-k,0)}{p^{1-\alpha}} \tag{14}$$

Решая систему (13,14) найдем

$$\tilde{\tilde{T}}(k,p) = \frac{\tilde{T}(k,0)}{p^{1-\alpha}\left(p^{\alpha} + D|k|^{\beta}\right)} + \frac{1-\gamma}{2} D|k|^{\beta} \frac{\tilde{T}(k,0) - \tilde{T}(-k,0)}{p\left(p^{\alpha} + D|k|^{\beta}\right)} \tag{15}$$

Выражение (15) дает следующее решение

$$T(\xi,\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{dk}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} d\xi' e^{ik(\xi-\xi')} T(\xi',0) E_{\alpha,1}(-D|k|^{\beta}\tau^{\alpha}) + \\ + \frac{1-\gamma}{2} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{dk}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} d\xi' e^{ik(\xi-\xi')} \left[T(\xi',0) - T(-\xi',0)\right] \left(1 - E_{\alpha,1}(-D|k|^{\beta}\tau^{\alpha})\right) \tag{16}$$

Как видно из решения (16) при $\gamma = 1$ мы имеем ранее полученное решение [5,6].

В случае $\gamma \neq 1$ появляется новый класс решений, который зависит от свойств симметрии начального значения температуры.

Литература:

1. *Самко С.Г., Килбас Ф.Ф., Маричев О.И.* Интегралы и производные дробного порядка и некоторые приложения. Минск. Наука и техника. 1987. 688с.
2. *Oldham K.B., Spanier J.* The fractional calculus. New York .1974. 234p.
3. *Нахушев А.М.* Уравнения математической биологии // М.: Высшая школа, 1995. 301с.
4. *Нигматулин Р.И.* Дробный интеграл и его физическая интерпретация // ТМФ. 1992. Т.90, №3. С.354-368.
5. *Шабанова М.Р.* Обобщенное уравнение теплопроводности в задачах теплопереноса // Материалы школы молодых ученых “Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов”, Махачкала, 2006, с.244-249.
6. *Мейланов Р.П., Шабанова М.Р.* Особенности теплопереноса в средах с фрактальной структурой // V Школа молодых ученых Материалы международной конференции “Нелокальные краевые задачи и проблемы современного анализа и информатики”, Нальчик – Эльбрус, 2007, с.104-109.

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ, ЗАДАННОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТЬЮ

Кобзаренко Д.Н.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: kobzarenko_dm@mail.ru

Введение. Современные геоинформационные системы и технологии, в частности системы общего назначения *ArcView*, *MapInfo* и т.п., позволяют пользователю собирать, структурировать и организовывать определенным образом пространственные данные, выводить их в виде картографической информации с возможностью последующего анализа и интерпретации этих данных. Когда мы имеем дело с конкретными объектами в пространстве или реально измеренными параметрами, которые интегрируются в ГИС, то вопросов при построении соответствующих этим данным карт возникает немного, так как современные ГИС общего назначения успешно справляются с большинством таких задач. В случаях, когда они оказываются бессильными, на помощь приходят специализированные системы, которые ориентированы либо на решение конкретной задачи в конкретной предметной области, либо на решение конкретной технической задачи (проблемы). Из последних можно выделить пакет *Surfer* фирмы *Golden Software*, основной задачей которого является построение регулярной сетки распределенного параметра (2D интерполяция) на основе массива точечной информации (в версии 8 уже существует возможность 3D интерполяции) [1].

А как быть в том случае, когда необходимо построить карту распределения некоторой величины, которая является рассчитываемой, на базе математической модели (формулы)? Пусть это будет, например, карта распределения теплового потока $Q = -\lambda \cdot grad\ T$. До бурного развития информационных технологий и ГИС такого рода карты, естественно, строились учеными вручную. В настоящее время появилась возможность практически полностью автоматизировать этот процесс, что и предлагается в данной работе.

Постановка задачи. Под картой распределения величины будем понимать графическое представление пространственного распределения некоторого рассчитанного параметра Q (например, геофизического, экологического, энергетического и др.), т.е. функции $f(x, y)$ с раскраской ареалов в псевдоцвета в соответствии со значением искомого параметра. Исходные данные для построения такой карты могут быть разного рода. Например, точечные или полигональные данные пространственного распределения некоторых параметров. Для каждого параметра исходные данные могут быть заданы в виде: 1) набор точечных значений; 2) набор массивов значений (полилиний). Разнородность данных по какому-либо исходному параметру заключается в том, что эти данные (по одному и тому же параметру) могут быть заданы по разному. Например, пусть в качестве параметра исходных данных имеется распределение температурного поля по глубине. Здесь в качестве исходных данных могут выступать как данные распределения температуры на одной определенной глубине или на поверхности, так и геоизотермы. В первом случае данные задаются в виде *(X, Y, Температура),* при этом глубина постоянна, во втором – *(X, Y, Глубина)*, при этом постоянна температура.

Разработанная технологическая цепочка построения карты заключается в следующей последовательности действий: 1) задание исходной функциональной

зависимости: $Q = f(P_1, P_2, ...,P_n)$; 2) сбор данных и их пространственное позиционирование (векторизация): для каждого P_i – генерация набора данных D_i; 3) трансформация данных в единую проекцию; 4) определение параметров регулярной сетки; 5) 2D интерполяция на регулярной сетке для каждого набора данных; 6) ввод формулы функциональной зависимости; 7) расчет результирующей регулярной сетки: каждый узел результирующей регулярной сетки вычисляется на основе заданной формулы и соответствующих узлов сеток GR_i; 8) определение диапазонов величин для псевдоцветов; 9) генерация растрового изображения распределяемой величины; 10) накладка картографических объектов, легенды и т.п.

Рассмотрим приведенные пункты подробнее.

Задание функциональной зависимости и ввод исходных данных. Исходная функциональная зависимость (формула) $Q = f(P_1, P_2, ...,P_N)$ определяет количество переменных, участвующих в расчете. В свою очередь, значение каждой переменной P_i является функцией от координат x и y: $P_i = f(x, y)$. Таким образом, цель ввода исходных данных состоит в том, чтобы для каждой переменной P_i определить массив ее известных значений в двумерном пространстве $[P_{i1}, x_1, y_1], [P_{i2}, x_2, y_2], ..., [P_{ik}, x_k, y_k]$.

Данные могут быть получены (выбраны) из баз данных, шейп-файлов, открытого векторного формата *dxf* и т.д. Классический вариант получения данных – векторизация их с бумажных носителей (рис.1).

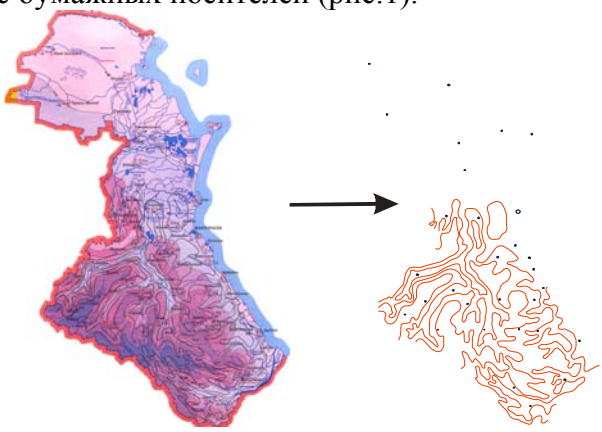


Рис.1. Векторизация исходных данных.

Трансформация данных в единую проекцию и определение параметров регулярной сетки. Когда ведется работа с пространственными объектами, подразумевается, что мы уже определились с проекцией и системой координат. Это могут быть как абсолютные координаты в виде широты и долготы, так и относительные в виде смещений относительно некоторой контрольной точки. Поскольку мы берем исходные данные из различных источников с различной привязкой, то необходимо трансформировать их в единую проекцию.

Один из самых распространенных способов трансформации данных из одной системы координат в другую заключается в следующем [2]. Вводятся опорные точки в старой и новой системах координат, покрывающие, желательно, все пространство объектов, с которыми предстоит работать. Чем больше опорных точек, тем точнее привязка. По опорным точкам строится триангуляция Делоне [3]. А далее все сводится к трансформации треугольника из одной системы координат в соответствующий ему треугольник другой системы координат.

Регулярная сеть (*grid*) является наиболее удобной структурой данной для решения задачи, рассматриваемой в данной работе. К ее недостаткам можно

отнести большой объем данных и иногда большое время, затрачиваемое на генерацию такой структуры. Но эти недостатки компенсируются ростом аппаратных возможностей вычислительной техники.

Параметры регулярной сетки задают границы (по горизонтали и вертикали) выполнения расчета узлов и уровень генерализации результата (разрешение получаемой картинки или расстояние на 1 узел регулярной сетки).

2D интерполяция на регулярной сетке для всех наборов данных. Определившись с параметрами регулярной сетки, необходимо выполнить ее генерацию для всех переменных, указанных в расчете. Задача двумерной интерполяции на регулярной сетке достаточно хорошо проработана в современных ГИС-системах. Уже упомянутый пакет *Surfer* [1] ориентирован в основном на решение этой задачи. Наиболее популярные методы интерполяции: Кригинга и инверсных расстояний.

При больших объемах входных данных и большом количестве узлов регулярной сетки процесс интерполяции может занимать довольно большое количество времени. Как один из вариантов частичного решения такой проблемы автором данной работы предложена методика, ускоряющая процесс интерполяции [4].

Ввод математической формулы и расчет результирующей сетки. Сгенерированные структуры данных в рамках каждой переменной, участвующей в математической формуле, позволяют нам выполнить расчет результирующей регулярной сетки. Расчет по формуле выполняется для каждого узла регулярной сетки.

Для автоматизации такого процесса должен быть разработан программный модуль (компонент), который обеспечивает ввод математической формулы, задание переменных и констант и выполнение расчета. Такой программный компонент, названный редактором математической формулы для поточных вычислений уже разработан нами в среде *Delphi*. Его внешний вид показан на рис.2.

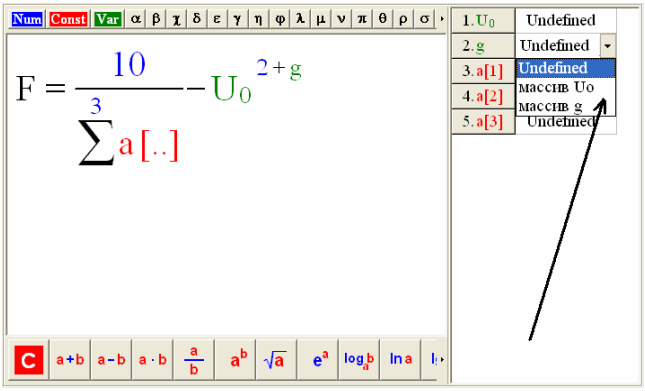


Рис.2. Визуальный компонент – редактор математической формулы для поточных вычислений.

Компонент разбит на две части. Левая часть предназначена для редактирования формулы, правая – для обозначения констант и переменных. Редактируемая формула отображается в привычном для пользователя виде. Верхняя инструментальная панель левой части содержит набор греческих символов, которые могут быть добавлены в формулу. Нижняя инструментальная панель левой части содержит набор операций, которые могут быть включены в формулу.

В соответствии с введенной формулой в правой части компонента появляются имеющиеся в ней константы и переменные (рис.2). Первоначально им присваивается неопределенный статус *«Undefined»*. Константа задается прямым

редактированием в отведенной для нее ячейке. Что касается переменной, то она определяется через всплывающий список выбора переменных. Этот список формируется следующим образом. В компоненте имеется метод (процедура) для добавления элемента в так называемый *массив данных о переменных*. Элемент массива представляет собой запись с полями: 1 – *Name* (условное имя переменной), 2 – *Address* (адрес блока оперативной памяти, в котором хранятся значения переменной). Размер вычисляемого потока данных задается через соответствующее свойство компонента.

Таким образом, разработанный компонент позволяет задавать формулу, задавать константы и переменные и получать массив-результат.

Оформление результата. Основываясь на рассчитанной регулярной сетке, задаются псевдоцвета для всех возможных диапазонов значений в ее узлах. Далее генерируется растровое изображение карты распределяемой величины. Это изображение используется как подложка для окончательного оформления карты с возможным нанесением некоторых картографических объектов и легенды.

Заключение и выводы. Основные составные части программной реализации автоматизированного построения карты распределения величины, заданной функциональной зависимостью следующие:

1) Модуль преобразования данных (конвертация данных, трансформация систем координат).
2) Модуль работы с регулярной сеткой (формирование, чтение, запись, двумерная интерполяция).
3) Модуль редактирования формулы и выполнения расчета по формуле.
4) Модуль, отвечающий за оформление карты (раскраска в псевдоцвета, накладка объектов, добавление легенды и т.д).

Приведенная технология может быть реализована как: а) самостоятельная ГИС-система, б) подсистема двумерной ГИС-системы, в) подсистема трехмерной ГИС-системы (полученный растр может быть преобразован в текстуру и совмещен с цифровой моделью рельефа). Причем, для определенного круга задач она может развиваться как система общего назначения. А в тех задачах, где это необходимо, иметь специализированный уклон в предметной области. В любом случае наличие такой подсистемы с одной стороны повысит функциональность программной среды ГИС, с другой – обеспечит возможность саморасширяемости (автоматическая генерация новых данных) имеющейся пространственной информации.

Приведенная технология в данный момент находится на стадии активной разработки ГИС-приложения.

Литература:

1. http://www.goldensoftware.com/
2. *Демиденко А.Г., Карась С.И., Григорьев О.В.* Методика повышения точности трансформирования растра // Информационный бюллетень ГИС-ассоциации, №1(33)-2(34), 2002, С.24-26.
3. *Скворцов А.В.* Обзор алгоритмов построения триангуляции Делоне // Вычислительные методы и программирование, Т.3, 2002, С.14-39.
4. *Кобзаренко Д.Н., Аскеров С.Я.* 2D интерполяция на регулярной сетке методом инверсных расстояний на основе ускоренного поиска ближайших узлов при большом объеме исходных и результирующих данных // Естественные и технические науки, №1, 2008, С.246-253.
5. *Богуславский Э.И.* Тепловые ресурсы недр России // «Теплоэнергетика», №6, 2004, С.25-32.

К ВОПРОСУ О ПОСТРОЕНИИ ИНФОРМАЦИОННО-РЕШАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ИПГ ДНЦ РАН

Кобзаренко Д.Н.[1], Гаджимурадов Р.Н.[2], Аскеров С.Я.[1], Камилова А.М.[2]

[1] - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а; e-mail: kobzarenko_dm@mail.ru

[2] - Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

Введение. С развитием возможностей и доступности вычислительной техники во второй половине прошлого века, де-факто, проходил процесс компьютеризации множества видов человеческой деятельности практически во всех ее сферах. В сфере науки этот процесс начался с появлением первой вычислительной машины (1945г.). Собственно, первые вычислительные машины и разрабатывались с целью решения только научных проблем. А уже дальнейшее их бурное развитие было поставлено на коммерческую основу. В России персональные компьютеры стали доступными в 90-е годы XX века, а начало XXI – ознаменовано повсеместной компьютеризацией.

Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН на сегодняшний день достаточно хорошо укомплектован персональной вычислительной техникой и периферийными устройствами. Можно даже смело говорить, что на одного научного сотрудника имеется по персональному компьютеру. Имеются также локальная сеть с сервером и выход в Интернет.

Как и для чего используется имеющаяся вычислительная техника научными сотрудниками? Перечислим основные моменты использования персонального компьютера в порядке популярности:

1. Набор и печать текстовой информации на базе приложения *Microsoft Word*.
2. Построение таблиц и графиков на базе приложения *Microsoft Excel*.
3. Выход в Интернет.

Безусловно, некоторые сотрудники пользуются и другими приложениями по мере надобности и знаний: *Adobe Photoshop*, *Corel Draw*, *MathCad* и т.д. Также есть случаи разработки некоторых собственных программных модулей для расчета специализированных задач, но они единичны.

По нашему мнению имеющиеся парк вычислительной техники и локальная сеть обладают гораздо большим потенциалом и возможностями поддержки научных исследований, выполняемых в институте. Этот потенциал заключается в построении и дальнейшем развитии так называемой «Сетевой информационно-решающей системы (СИРС) поддержки научных исследований ИПГ ДНЦ РАН».

Постановка задачи. В Институте проблем геотермии за 28 лет существования накоплен огромный фактический материал. Это экспедиционные данные, экспериментальные данные, расчетно-модельные данные и т.п. В публикациях сотрудников отражены основные результаты выполненных работ. Все это вместе составляет научный задел для новых разработок и исследований.

Для того чтобы воспользоваться научным заделом ученый зачастую тратит огромное время на сбор и поиск необходимого материала, а также его сортировку, фильтрацию и перевода в цифровую форму, вместо того чтобы сосредоточиться собственно на самом исследовании. Причем зачастую он не всегда быстро может провести инвентаризацию своих собственных материалов.

Решение проблемы нами видится в создании комплексного «банка данных ИПГ», способного объединить всю доступную на сегодняшний день информацию. Информацию разнородную и разнотематическую. Главная цель создания банка данных – обеспечение быстрого поиска и доступа к интересующим данным. Создание такого банка данных является составной частью СИРС и задачей №1.

Создание банка данных конечно очень важно. Но мы считаем, что на этом не нужно останавливаться. Дело в том, что использование вычислительных средств эффективно не только с позиций хранения данных, но и с позиций инструмента для решения многих задач. Если мы имеем классический вариант задачи: исходные данные → математическая модель с параметрами → результат, то ее можно запрограммировать. С помощью программы гораздо легче исследовать математическую модель и ее особенности, варьируя исходные данные, параметры и получая соответствующие результаты.

Множество задач (программ) целесообразно объединить в «банк приложений решения научных задач». Создание такого банка является составной частью СИРС и задачей №2.

Когда имеются данные, которые мы хотим интерпретировать, нам нужно представить их в удобном виде (графики, диаграммы и т.п.). Если для этого подходят широко известные программные средства, то проблем визуализации данных не будет. Но бывают случаи, когда нет стандартных программных средств, чтобы реализовать то, что хочет увидеть исследователь. Тогда появляется необходимость в разработке новых программных средств визуального представления данных. Их тоже можно объединить в «банк приложений визуализации». Создание такого банка является составной частью СИРС и задачей №3.

Таким образом, задача построения сетевой информационно-решающей системы ИПГ состоит из трех частей: построения банка данных, банка приложений решения научных задач и банка приложений визуализации (рис.1).

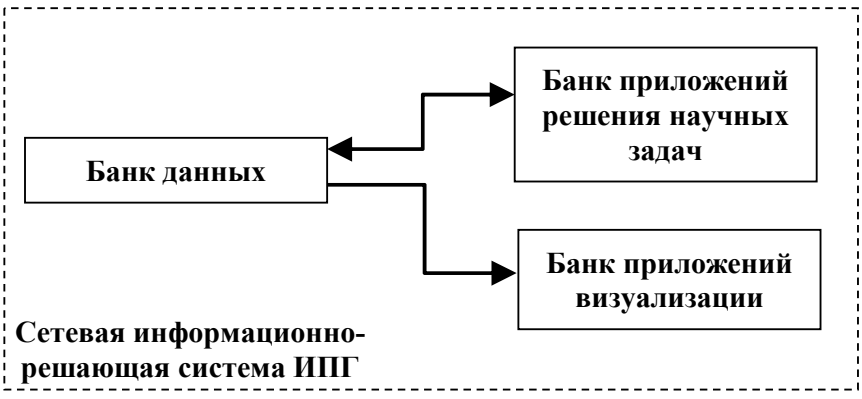


Рис.1. Компоненты СИРС ИПГ.

Основы построения СИРС. СИРС ИПГ находится на стадии предполагаемого проекта, поэтому на данный момент очень сложно выполнить ее подробное описание. Многие элементы СИРС могут меняться при непосредственной разработке, исходя из реалий. Но уже сейчас можно перечислить базовые принципы функционирования и особенности построения предполагаемой СИРС.

Базовые принципы функционирования СИРС состоят в следующем:

1. Система должна быть реализована в локальной сети ИПГ. На сервере располагаются все ее данные и приложения. На клиентских компьютерах располагается приложение, позволяющее пользоваться и управлять системой.
2. Полное управление системой возможно только в правах ее администратора, а права пользователя позволяют работать со всеми средствами без редактирования, чтобы не нарушить целостности.
3. Обеспечение пользователя максимально простым интерфейсом и справочной поддержкой.

Особенности построения СИРС заключаются в следующем:

1. Банк данных системы по-своему уникален, поскольку он призван объединять разнородные и разнотематические данные в рамках единого информационного поля. Уже сейчас данные можно классифицировать, исходя из следующих позиций: а) публикации, б) эксперименты, в) наземные измерения, г) расчеты. Поэтому при проектировании структуры банка данных следует тщательно продумывать все ее элементы.
2. Ключевое место в каждом из трех банков займут так называемые главные таблицы. Это своего рода каталог имеющихся данных с такими обязательными полями, как «Ключевое слово» и «Название». Каждая запись такой таблицы ссылается на хранимый в банке элемент.
3. В банке данных должен быть предусмотрен механизм, согласно которому можно всегда дать ответ с какими данными мы работаем и какова история их получения.
4. В СИРС данных должен быть предусмотрен механизм анализа ее текущего состояния (какие данные имеются в системе и какие задачи она может решать на данный момент).

Заключение и выводы. Предлагаемый проект разработки имеет много достоинств.

С помощью СИРС ученый может провести инвентаризацию уже выполненных работ (в том числе и своих собственных). Он может быстро определить какой задел имеется для следующих исследований и что было бы желательно добавить в систему (новые данные и решающие приложения). От этого зависит, насколько эффективно он будет решать поставленные перед ним научные проблемы или задачи

Руководство института, имея под рукой СИРС, всегда может продемонстрировать, чем институт занимался в определенный год: выдать статистику публикаций, полученных результатов, сами результаты и т.п.

Когда в институте появляется новый сотрудник или аспирант, проходит естественный процесс его адаптации, т.е. знакомство с работами, данными, задачами. Как правило, этот процесс не всегда безболезненный по причине того, что приходится много времени тратить на поиски нужных материалов. СИРС прекрасно решает эту проблему.

Естественным условием возникновения и функционирования СИРС является понимание самими учеными того, что эта система разрабатывается не во вред, а на пользу им самим. Ее существование невозможно без вклада каждого из них, их результатов и достижений.

Мы уверены, что создание и запуск СИРС должны принести свои плоды и в скором времени это даст своеобразное преимущество перед другими научными коллективами. Можно говорить о том, что разработка станет уникальным примером интеграции информационных технологий и научных исследований.

РАСЧЕТ ВЛИЯНИЯ ТОЛЩИНЫ НА ПЕРЕДАЧУ ТЕПЛА ОТ ВНУТРЕННЕГО ПОТОКА СКВАЖИННОГО ТЕПЛООБМЕННИКА К ВНЕШНЕМУ ПОТОКУ ЧЕРЕЗ ОРЕБРЕННУЮ ПОВЕРХНОСТЬ

Алхасова Д.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Введение. В работах [1, 2] было рассмотрено влияние на теплопередачу продольного оребрения цилиндрической стенки между теплоносителями. Согласно расчетам продольное оребрение увеличивает коэффициент теплообмена между потоками от нескольких десятков процентов до нескольких раз, в зависимости от числа ребер и их высоты. При выводе уравнения теплопроводности для прямоугольного ребра с постоянным по длине поперечным сечением учитывалось изменение температуры лишь вдоль ребра, в то время как по поперечному сечению температура усреднялась или принималась одинаковой. Что касается трубы, то ее толщина учитывалась, но распределение температур в радиальном направлении принималось одним и тем же для всех точек.

В данной работе рассматривается двумерная задача распределение температуры, когда она меняется как в продольном, так и в поперечном направлении ребра. Здесь же изучается вопрос о том**,** каковы будут температурные возмущения между ребрами труб.

Решение данной контактной задачи сводится к определению распределения температуры трех частей (рис.1), на которые можно разбить исследуемую область с последующим их сшиванием с целью определения неизвестных величин. Для каждой из частей задача решается отдельно, в рядах Фурье.

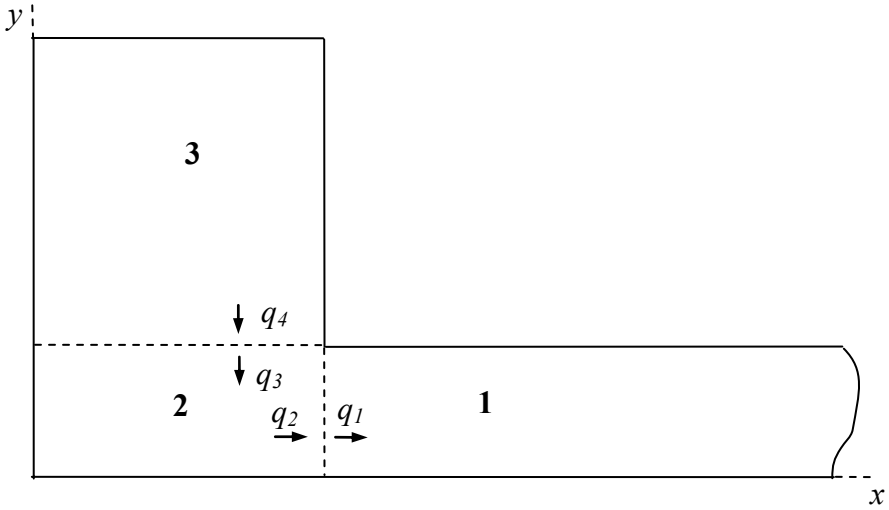


Рис.1. Элемент симметрии для оребренной трубы (1-ребро; 2-кусок трубы на стыке с ребром; 3-кусок трубы между ребрами).

Нами предлагается приближенный, но достаточно эффективный метод решения данной задачи. На стыках первой и второй, второй и третьей частей профили температуры аппроксимируем функцией с неизвестными заранее коэффициентами, решаем задачу для трех частей, неизвестные коэффициенты определяем из условий равенства суммарного потока тепла на стыках. Распределение температуры по стыку второй и третьей части берется в виде

линейной функции, а по стыку первой и второй части в виде чётной функции – параболы второй степени.

Часть 1 – решение в рядах Фурье для ребра. Ребро толщиной 2δ (рис.2) омывается турбулентным потоком воды постоянной температуры, принимаемой для упрощения расчетов T_B=0. При заданных условиях температура ребра будет меняться вдоль осей Ox и Oy ($0 < x < \infty$; $0 < y < \delta$). Так как ребро бесконечной высоты, то все тепло, подводимое к нему, будет отдано им в окружающую среду, т.е. $T(\infty, y) = 0$.

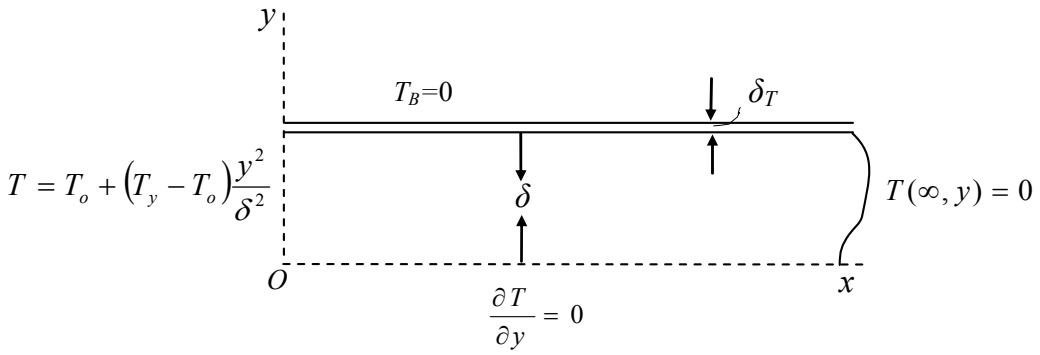


Рис. 2. Краевая задача для ребра при заданном профиле температуры на стыке с трубой.

На стыке трубы с ребром распределение температуры вдоль Oy является чётной функцией. Если температуру на верхней и нижней границах стыка обозначить T_y и T_o соответственно, то зависимость распределения температуры вдоль стыка (в начальном сечении ребра) можно принять в виде

$$T(0, \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o)\bar{y}^2;\ \bar{y} = \frac{y}{\delta}$$

Краевая задача определяется уравнением Лапласа с граничными условиями

$$T(0, \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o)\bar{y}^2;\ T(\infty, y) = 0;\ \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=0} = 0;\ -\lambda_M \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=\delta} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} T\Big|_{y=\delta} \qquad (1)$$

Будем искать решение, удовлетворяющее граничным условиям, методом разделения переменных [3], то есть в виде суммы произведения двух функций $X_n(x)$ и $Y_n(y)$

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} X_n(x) Y_n(y)$$

После несложных математических выкладок получим

$$T(x,y) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-\nu_n x} \cos \nu_n y \qquad (2)$$

Для определения неизвестных частот ν_n потребуем от каждого члена суммы ряда (2) выполнения четвертого из условий (1)

$$T\Big|_{y=\delta} = e^{-\nu_n x} \cos \nu_n \delta\ ;\ -\left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=\delta} = \nu e^{-\nu_n x} \sin \nu_n \delta \qquad (3)$$

Подставив (3) в (1), имеем:

$$-\lambda_M \nu_n e^{-\nu_n x} \sin \nu_n \delta = \frac{\lambda_B}{\delta_T} e^{-\nu_n x} \cos \nu_n \delta \qquad (4)$$

Введём безразмерные величины

$$\Lambda=\frac{\lambda_B\delta}{\delta_T\lambda_M}\ ;\ \ \bar{\nu}_n=\nu_n\delta \qquad (5)$$

Тогда уравнение (4) примет простой вид, графическое решение которого достаточно легко представить как точки пересечения прямой с котангенсоидой

$$\Lambda^{-1}\bar{\nu}_n=ctg\bar{\nu}_n \qquad (6)$$

Решение задачи, удовлетворяющее граничным условиям при y=0, $y=\delta$ и на бесконечности в безразмерном виде

$$T(x,y)=\sum_{n=0}^{\infty}a_n e^{-\bar{\nu}_n\frac{x}{\delta}}\cos\left(\bar{\nu}_n\frac{y}{\delta}\right) \qquad (7)$$

Графическим путем нетрудно видеть, что корни уравнения (6) удобнее представить, учитывая период котангенса π, в следующей форме

$$\bar{\nu}_n=\pi n+\alpha_n\,, \qquad (8)$$

Из (6) нетрудно для различных значений Λ, найти соответствующие частоты ν_n. Значения α_n находим в виде корней уравнения

$$y=(\pi n+\alpha_n)tg\alpha_n-\Lambda \qquad (9)$$

Коэффициенты a_n найдем при помощи первого из условий (1) с учетом ортогональности функций ряда (2) на $0<\bar{y}<1$ и полноты этой системы

$$\sum_{n=0}^{\infty}a_n\cos(\bar{\nu}_n\bar{y})=T_o+(T_y-T_o)\bar{y}^2$$

$$a_n\cdot\int_0^1\cos^2(\bar{\nu}_n\bar{y})d\bar{y}=T_o\cdot\int_0^1\cos(\bar{\nu}_n\bar{y})d\bar{y}+(T_y-T_o)\cdot\int_0^1\bar{y}^2\cos(\bar{\nu}_n\bar{y})d\bar{y}$$

Откуда

$$a_n=\left(T_y+2(T_y-T_o)\left(\frac{1}{\Lambda}-\frac{1}{\bar{\nu}_n^2}\right)\right)\frac{2\sin c(\nu_n)}{1+\sin c(2\nu_n)},\quad \sin c\ x=\frac{\sin x}{x} \qquad (10)$$

Решение более простой аналогичной задачи приводится в [4], и наше решение полностью согласуется с [4].

Часть 2 – решение в рядах Фурье для куска трубы на стыке с ребром. Вторая часть контактной задачи представляет собой прямоугольник высотой δ и шириной 2δ (рис. 3).

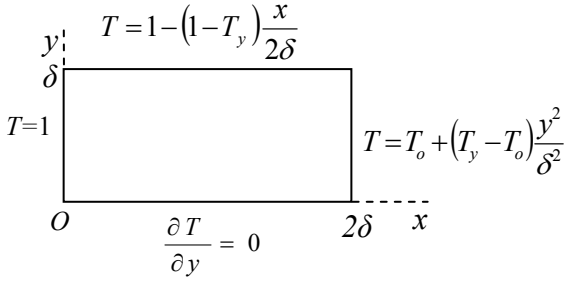


Рис.3. Краевая задача для куска трубы на стыке с ребром.

При $y=\delta$ зададимся линейным распределением температуры. Правая часть данной прямоугольной области ($x=2\delta$) представляет собой стык первой и второй части, распределение температуры вдоль которого известно. Граничные условия следующие

$$T(0,y)=1\,;\quad T(2\delta,y)=T_o+(T_y-T_o)\frac{y^2}{\delta^2}\,;\ \ \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=0}=0\,;\ \ T(x,\delta)=1-(1-T_y)\frac{x}{2\delta} \qquad (11)$$

Распределение температуры внутри области представим в виде суммы

$$T(x,y)=1-\left(1-T_y\right)\frac{x}{2\delta}+u(x,y) \qquad (12)$$

Нахождение распределения температуры внутри второй части сводится к решению краевой задачи $u(x,y)$ (рис. 4). Значения $u(x,y)$ на границах получаем посредством подстановки граничных условий (11) в (12).

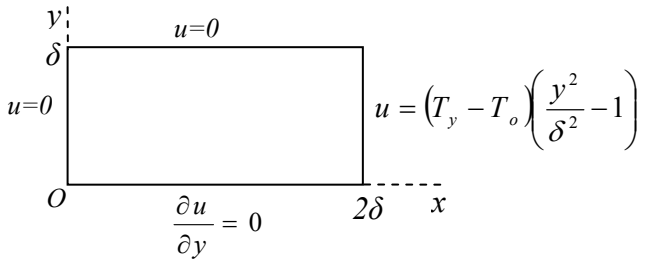


Рис.4. Краевая задача для вспомогательной функции *u*(*x*,*y*).

Решение задачи ищем снова методом разделения переменных, но уже с другими собственными функциями. Функция $u(x,y)$ удовлетворяет уравнению Лапласа. Граничные условия следующие

$$u(0,y)=0;\ \ u\left(2\delta,y\right)=\left(T_y-T_o\right)\left(\frac{y^2}{\delta^2}-1\right);\ \ \left.\frac{\partial u}{\partial y}\right|_{y=0}=0;\ \ u(x,\delta)=0 \qquad (13)$$

Решение $u(x,y)$ можно представить в виде

$$u(x,y)=\sum_{n=0}^{\infty}b_n sh\left(\bar{\mu}_n\bar{x}\right)\cos\left(\bar{\mu}_n\bar{y}\right)\ ;\ \ \bar{x}=\frac{x}{\delta} \qquad (14)$$

Для определения собственных чисел μ_n получим следующее выражение

$$\mu_n=\left(\frac{\pi}{2}+\pi n\right)/\delta;\ \ \bar{\mu}_n=\mu_n\delta \qquad (15)$$

Коэффициенты b_n находим при помощи второго из условий (13) с учетом ортогональности функций ряда (14) на $0<\bar{y}<1$ и полноты этой системы

$$b_n=-\frac{4(-1)^n\left(T_y-T_o\right)}{\bar{\mu}_n^3 sh\left(2\bar{\mu}_n\right)} \qquad (16)$$

Распределение температуры внутри области второй части определяется как

$$T(\bar{x},\bar{y})=1-\frac{\left(1-T_y\right)}{2}\bar{x}-4\left(T_y-T_o\right)\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(-1)^n sh\left(\bar{\mu}_n\bar{x}\right)\cos\left(\bar{\mu}_n\bar{y}\right)}{\bar{\mu}_n^3 sh\left(2\bar{\mu}_n\right)} \qquad (17)$$

Часть 3 – решение в рядах Фурье для куска трубы между ребрами. Третья часть контактной задачи представляет собой прямоугольную область высотой *h* и шириной 2δ (рис. 5).

Нижняя часть данной прямоугольной области ($y=0$) представляет собой стык третьей и второй части, распределение температуры вдоль которой известно. Граничные условия следующие

$$T(0,y)=1;\ \ \left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=2\delta}=-\frac{\lambda_B}{\lambda_M\delta_T}T\left(2\delta,y\right);\ \ \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=h}=0;\ T(x,0)=1-\left(1-T_y\right)\frac{x}{2\delta} \qquad (18)$$

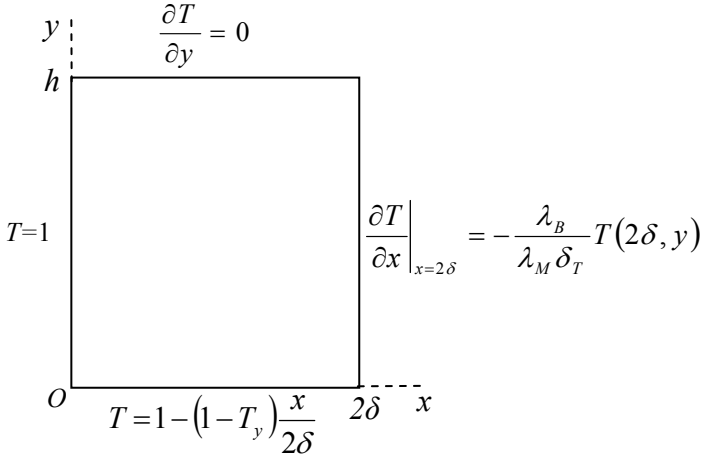


Рис.5. Краевая задача для межреберного куска трубы.

Распределение температуры внутри области представим в виде суммы

$$T(x,y) = 1 - (1 - T_y)\frac{x}{2\delta} + \vartheta(x,y) \qquad (19)$$

Нахождение распределения температуры внутри третьей части сводится к решению краевой задачи $\vartheta(x,y)$ (рис. 6). Значения $\vartheta(x,y)$ на границах получаем посредством подстановки граничных условий в (19).

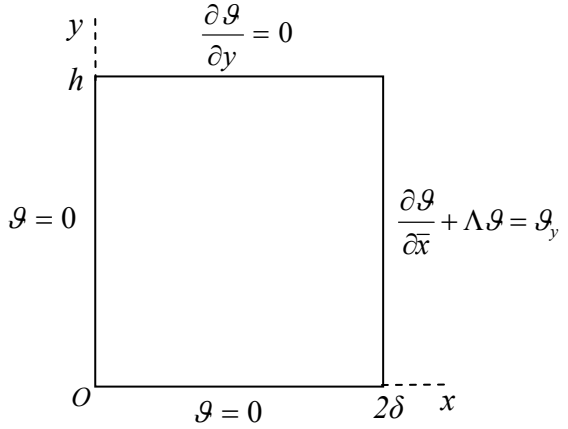


Рис.6. Краевая задача для вспомогательной функции $\vartheta(x,y)$.

Решение краевой задачи $\vartheta(x,y)$ снова ищем методом разделения переменных. Дифференциальное уравнение есть уравнение Лапласа, граничные условия есть

$$\vartheta(0,y) = 0;\ \left.\frac{\partial \vartheta}{\partial \bar{x}}\right|_{\bar{x}=2} + \Lambda\,\vartheta(2,\bar{y}) = \vartheta_y;\ \ \vartheta(x,0) = 0;\ \ \left.\frac{\partial \vartheta}{\partial y}\right|_{y=h} = 0 \qquad (20)$$

Решение $\vartheta(x,y)$ можно представить в виде

$$\vartheta(\bar{x},\bar{y}) = \sum_{n=0}^{\infty} c_n sh(\bar{\chi}_n \bar{x}) \sin(\bar{\chi}_n \bar{y}); \qquad (21)$$

Для определения собственных чисел χ_n получено следующее выражение

$$\chi_n = \frac{\pi(2n+1)}{2h}\ ; \qquad \bar{\chi}_n = \chi_n \delta = \frac{\pi(2n+1)}{2h}\delta \qquad (22)$$

Для нахождения неизвестных коэффициентов c_n воспользуемся вторым из условий (20), преобразовав его, учитывая (21). После некоторых

математических выкладок получим выражение для нахождения коэффициентов c_n

$$c_n = \frac{4\vartheta_y}{\pi(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))}, \quad (23)$$

где $\vartheta_y = \frac{1}{2}(1-(1+2\Lambda)T_y)$ (24)

Решение $\vartheta(x,y)$ представится теперь в виде

$$\vartheta(\bar{x},\bar{y}) = \frac{2(1-(1+2\Lambda)T_y)}{\pi}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{sh(\bar{\chi}_n\bar{x})\sin(\bar{\chi}_n\bar{y})}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \quad (25)$$

Распределение температуры внутри области третьей части определяется как

$$T(\bar{x},\bar{y}) = 1-(1-T_y)\frac{\bar{x}}{2}+\frac{2(1-(1+2\Lambda)T_y)}{\pi}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{sh(\bar{\chi}_n\bar{x})\sin(\bar{\chi}_n\bar{y})}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \quad (26)$$

Сшивание решений. Выражение для определения угловой температуры на стыке трех частей определяем из условий равенства суммарного потока тепла на стыках. Суммарный поток тепла q_1 , уходящий от стыка ребра с трубой (рис. 1) составит

$$q_1 = \int_0^{\delta} -\lambda_M \left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=0} dy = \int_0^{\delta}\lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}\frac{\bar{\nu}_n}{\delta}a_n\cos\left(\bar{\nu}_n\frac{y}{\delta}\right)dy = \lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}a_n\sin\left(\bar{\nu}_n\frac{y}{\delta}\right)\Bigg|_0^{\delta} = \lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}a_n\sin\bar{\nu}_n \quad (27)$$

Суммарный тепловой поток q_2 на стыке ребра с трубой

$$q_2 = \int_0^{\delta} -\lambda_M \left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=2\delta} dy = \lambda_M\frac{(1-T_y)}{2} - \lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}(-1)^n b_n ch(2\bar{\mu}_n) \quad (28)$$

Учитывая то, что q_2 это тот же поток, что и поток q_1, приравняем (27) и (28)

$$\lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}a_n\sin\bar{\nu}_n = \lambda_M\frac{(1-T_y)}{2} - \lambda_M\sum_{n=0}^{\infty}(-1)^n b_n ch(2\bar{\mu}_n)$$

Откуда

$$\sum_{n=0}^{\infty}\frac{2\sin c\,\bar{\nu}_n\sin\bar{\nu}_n}{(1+\sin c(2\bar{\nu}_n))}\left(T_y+2(T_y-T_o)\left(\frac{1}{\Lambda}-\frac{1}{\bar{\nu}_n^2}\right)\right)+\sum_{n=0}^{\infty}-\frac{4(-1)^n(T_y-T_o)}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)}(-1)^n ch(2\bar{\mu}_n) = \frac{1-T_y}{2} \quad (29)$$

Для удобства введем следующие обозначения сумм рядов

$$R1 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{\sin c\,\bar{\nu}_n\sin\bar{\nu}_n}{(1+\sin c(2\bar{\nu}_n))};\ R2 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{1}{\bar{\nu}_n^2}\frac{\sin c\,\bar{\nu}_n\sin\bar{\nu}_n}{(1+\sin c(2\bar{\nu}_n))};\ R3 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{\coth(2\bar{\mu}_n)}{\bar{\mu}_n^3} \quad (30)$$

Тогда для нахождения разности температур $(T_y - T_o)$ получим следующее выражение

$$T_y - T_o = \frac{1-T_y(1+4R1)}{8(\Lambda^{-1}R1-R2-R3)} \quad (31)$$

Таким же образом приравняем выражения для суммарных потоков q_3 и q_4 на стыке второй и третьей части (рис.1).

$$q_3 = \int_0^{2\delta} -\lambda_M \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=\delta} dx = -\lambda_M 4(T_y-T_o)\sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\mu}_n)-1}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)} \quad (32)$$

$$q_4 = \int_0^{2\delta} -\lambda_M \left.\frac{\partial T}{\partial y}\right|_{y=0} dx = -\lambda_M\frac{2(1-(1+2\Lambda)T_y)}{\pi}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\chi}_n)-1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \quad (33)$$

$$-\lambda_M \frac{4\vartheta_y}{\pi}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\chi}_n)-1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} = -\lambda_M 4(T_y - T_o)\sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\mu}_n)-1}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)}$$

Введем следующие обозначения сумм рядов

$$R4 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\mu}_n)-1}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)}; \qquad R5 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{ch(2\bar{\chi}_n)-1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n)+\Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \tag{34}$$

Преобразуем (34) в форму, более удобную для счета в программе Mathcad 14 при больших количествах членов ряда. После несложных математических выкладок имеем

$$R4 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{th\bar{\mu}_n}{\bar{\mu}_n^3}; \quad R5 = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{\left(1-e^{-2\bar{\chi}_n}\right)^2}{(2n+1)\left(\bar{\chi}_n+\Lambda+(\bar{\chi}_n+\Lambda)e^{-4\bar{\chi}_n}\right)} \tag{34a}$$

Для нахождения разности температур $(T_y - T_o)$ получим

$$T_y - T_o = \frac{\vartheta_y}{\pi}\frac{R5}{R4} = \frac{1}{2\pi}(1-(1+2\Lambda)T_y)\frac{R5}{R4} = \frac{R5-(1+2\Lambda)R5T_y}{2\pi R4} \tag{35}$$

Приравняв выражения (31) и (35) , получим выражения для определения угловой температуры на стыке трех частей

$$T_y = \frac{4(\Lambda^{-1}R1 - R2 - R3)R5 - \pi R4}{4(1+2\Lambda)(\Lambda^{-1}R1 - R2 - R3)R5 - \pi(1+4R1)R4} \tag{36}$$

Ниже (рис. 7) представлена картина распределения температуры в трех областях контактной задачи.

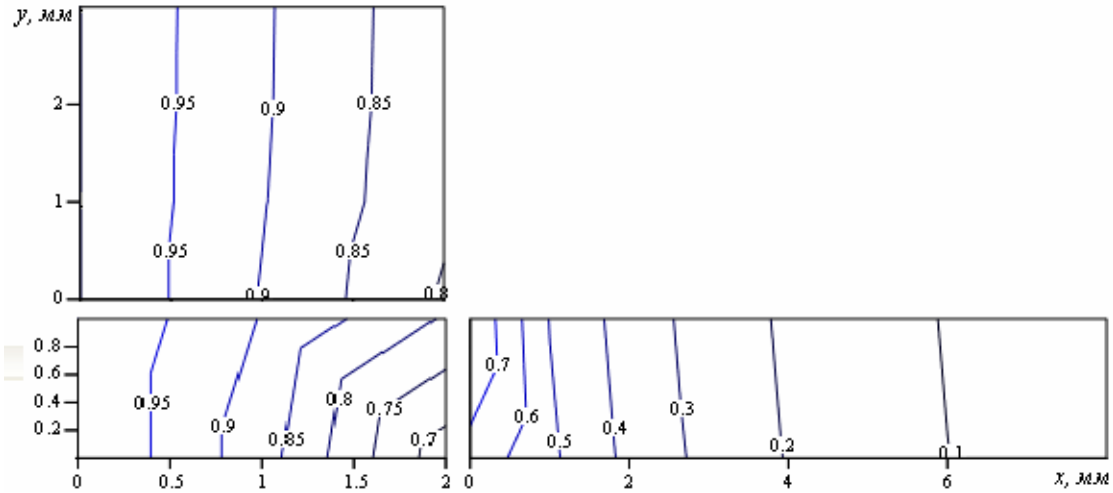


Рис. 7. Распределение температуры в областях контактной задачи (λ_M=45 Вт/м·°С; 2δ=2 мм; h=3 мм; δ_T =0,125 мм).

Для расчетов примем следующие данные: толщина ребра и трубы 2δ =2 мм, высота межреберного участка трубы h =3 мм, коэффициенты теплопроводности воды и металла λ_B=0,63 и λ_M=45;170 Вт/м·°С, толщина пристеночного температурного слоя δ_T =0,125 мм.

а) **λ_M=45 Вт/м·°С**
Λ=0,112; T_y=0,795
$T_y - T_o$ =0,123, откуда T_o =0,672

б) **λ_M=170 Вт/м·°С**
Λ=0,03; T_y=0,923
$T_y - T_o$ =0,100, откуда T_o =0,823

Как показывают расчеты, разница температур $(T_y - T_o)$ на верхней и нижней границе стыка контактной задачи невелика, следовательно, осреднение температуры поперек ребра, имевшее место в предыдущих работах вполне надежно при миллиметровых толщинах оребренной теплопередающей поверхности.

Литература:

1. *Мамаев Н.И., Алхасова Д.А.* Повышение эффективности теплообменных аппаратов путем интенсификации процесса теплообмена // Труды Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Т. 1. Махачкала. 2005. С. 326—330.
2. *Алхасова Д.А.* Увеличение теплообмена между потоками оребрением перегородки// Труды Межд. конф. «Мухтаровские чтения». Современные проблемы математики и смежные вопросы. Махачкала. 2008. С. 31—34.
3. *Тихонов А.Н., Самарский А.А.* Уравнения математичкской физики. М.: «Наука», 1972.
4. *Бицадзе А.В., Калиниченко Д.Ф.* Сборник задач по уравнениям математической физики. М.: «Наука», 1977.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЗАКАЧИВАЕМОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Азизов А.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: azizov_amir@mail.ru

Проведено исследование динамики изменения энергии полной мощности и энергии обратной закачки в зависимости от температуры закачиваемого теплоносителя T_2 на примере термальных вод г. Кизляр. Были проведены расчеты параметров энергетической установки при заданном дебите и различных значениях T_2. Приведенные расчеты показывают, что с понижением температуры T_2 мощность полной энергии растет значительно быстрее чем энергия, необходимая для обратной закачки. Также видно, что в зависимости от дебита ГЦС существует критическая температура $T_{кр}$ такая, что при температуре закачиваемой воды $T_2 > T_{кр}$ эксплуатация такой системы экономически неэффективна.

В процессе эксплуатации геотермальных месторождений и практического использования тепловой энергии теплоносителя актуальной становится проблема правильного выбора технологических параметров соответствующих геотермальных систем, обеспечивающих их эффективное функционирование.

При эксплуатации геотермальной циркуляционной системы (ГЦС) значительны энергетические расходы системы на обратную, принудительную закачку отработанного теплоносителя в пласт. От доли полезной мощности в полной мощности, вырабатываемой ГЦС, зависит энергетическая эффективность системы. Поэтому для оценки энергетической эффективности геотермальных систем в работе [4] вводится коэффициент:

$$\theta = \frac{W_П}{W_{ПОЛ}},$$

где $W_П$ - полезная мощность ГЦС, $W_{ПОЛ}$ - полная мощность, вырабатываемая ГЦС.

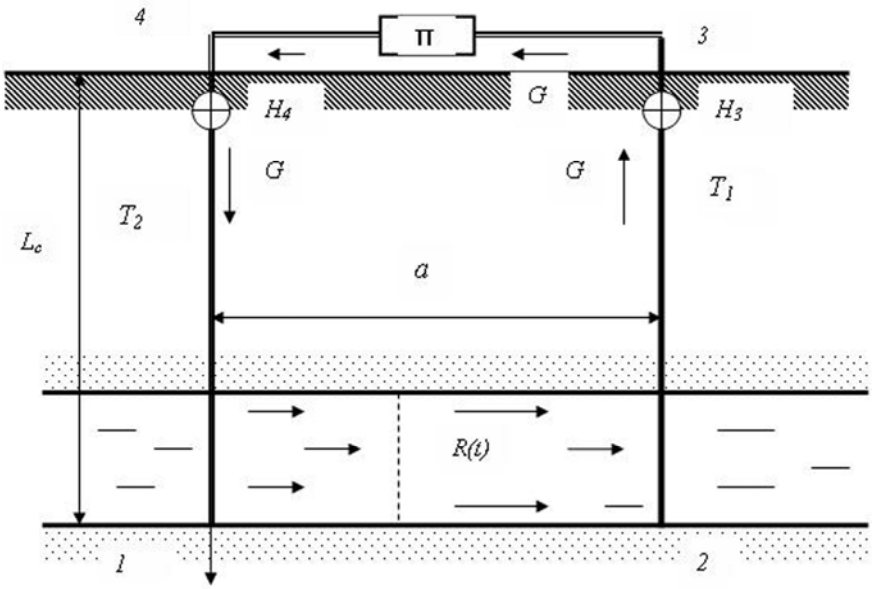


Рис.1. Технологическая схема ГЦС.

Общая схема ГЦС (рис.1) содержит: нагнетательную (4→1)и добычную (2→3) скважины, наземный комплекс технологического оборудования для отбора тепла, сеть трубопроводов для транспортировки теплоносителя от добычной скважины до потребителя, и от потребителя до нагнетательной скважины, подземный коллектор.

Отработанный теплоноситель с дебитом G и температурой T_1 поступает по нагнетательной скважине в подземный коллектор (1→2), где он нагревается и двигаясь под действием сил конвекции и давления нагнетания попадает в добычную скважину с температурой T_2, по которой с дебитом G выводится на поверхность. При недостаточном давлении на устье добычных скважин дополнительная депрессия может создаваться погруженными насосами *(H_3, H_4)*. Добытый теплоноситель направляется в теплообменник *(П),* а из него через устройство водоочистки и водоподготовки с помощью насосных установок в нагнетательную скважину.

Такой метод извлечения геотермальной энергии из пласта резко повышает роль ресурсов глубинного тепла Земли в топливно-энергетическом балансе, так как извлекается практически все тепло, аккумулированное подземными водами, а также часть тепла, аккумулированного скелетом водовмещающих пород.

Основным недостатком ГЦС является принудительный характер закачки. Это связано с большими капитальными вложениями в строительство нагнетательной скважины и эксплуатационными затратами, связанными с принудительной закачкой отработанного теплоносителя обратно в пласт.

Полезная мощность ГЦС определяется по следующей формуле [1]:

$$W_{П} = W_{ПОЛ} - W_{НАГ}, \qquad (1)$$

где $W_{НАГ}$ - мощность, потребляемая насосом на нагнетание термальной воды обратно в пласт.

Мощность полной тепловой энергии ГЦС определяется по формуле:

$$W_{ПОЛ} = Gc(T_1 - T_2), \qquad (2)$$

где G – массовый дебит одной добычной скважины, кг/с; c – удельная теплоемкость термальной воды, Дж/кг·^{0}С; T_1 – температура добываемой термальной воды, ^{0}С; T_2 – температура нагнетаемой в пласт воды, ^{0}С.

$W_{НАГ}$ вычисляется по формуле [1]:

$$W_{НАГ} = G(\Delta P_{Н} / \rho_{Н}), \qquad (3)$$

где $\Delta P_н$ – перепад давления, который необходимо обеспечить между добычной и нагнетательной скважинами, Па, который рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{Н} = (\rho_{Д} - \rho_{Н}) g L_{С} + \Delta P_{Г} + \Delta P_{Ф}, \qquad (4)$$

где $\rho_{Н}, \rho_{Д}$ – плотность воды при температурах нагнетания и добычи, кг/м^3; L_c – глубина скважины; $\Delta P_г$ – гидравлические потери давления в скважинах и наземной теплотрассе, Па; $\Delta P_ф$ – фильтрационные потери давления в пласте, Па; g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с^2.

Гидравлические потери давления определяются по формуле [1]:

$$\Delta P_{Г} = \frac{8\lambda_{Н} G^2 L_{С}}{\pi^2 d_{Н}^5 \rho_{Н}} + \frac{8\lambda_{Д} G^2 L_{С}}{\pi^2 d_{Д}^5 \rho_{Д}} + \frac{8\lambda_{К} G^2 L_{К}}{\pi^2 d_{К}^5 \rho_{Д}}, \qquad (5)$$

где $\lambda_г$, $\lambda_н$, $\lambda_д$ – коэффициенты гидравлических потерь, соответственно, наземного трубопровода, нагнетательной и добычной скважин; $d_г$, $d_н$, $d_д$ – диаметры трубопровода и скважин, м.

Фильтрационные потери давления определяются по формуле [1]:

$$\Delta P_{\Phi} = \frac{G\mu}{2\pi kh\rho}\left[\ln\frac{R^2}{r_H r_Д}\right], \qquad (6)$$

где k – проницаемость пласта, м^2; h – мощность пласта; μ – динамическая вязкость воды, Пуаз; $r_н$ и $r_д$ – радиусы нагнетательной и добычной скважин, м; R – радиус кругового контура питания, м.

Подставляя выражения (5) и (6) в формулу (4) получаем функциональную зависимость для перепада давления, который необходимо обеспечить между добычной и нагнетательной скважинами:

$$\Delta P_H = (\rho_Д - \rho_H)gL_c + \frac{8G^2L_c}{\pi^2}\left(\frac{\lambda_H}{d_H^5\rho_H} + \frac{\lambda_Д}{d_Д^5\rho_Д} + \frac{\lambda_K}{d_K^5\rho_Д}\right) + \frac{G\mu}{2\pi kh\rho}\ln\left(\frac{R^2}{r_H r_Д}\right), \qquad (7)$$

Подставляя последнее выражение в формулу (3) получаем окончательную формулу для расчета мощности нагнетательного насоса.

Из формулы (7) следует, что с увеличением вязкости теплоносителя μ растет фильтрационное сопротивление. А это в свою очередь увеличивает эксплуатационные расходы на обратную закачку (см. 3).

С другой стороны, чем выше КПД такой системы:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1},$$

тем ниже должна быть T_2 - температура закачиваемой воды, а с уменьшением T_2 растет вязкость закачиваемого обратно в пласт теплоносителя, температурную зависимость которой можно определить по следующей формуле [3]:

$$\mu\ (T, M) = \frac{35 + 0{,}7 * C + 0{,}0227 * C^2}{T_2 + 15{,}7} * 10^{-3}, \qquad (8)$$

где C – концентрация солей в воде, %, для расчета которой можно воспользоваться следующей формулой:

$$C = 100 * \frac{M}{\rho_H},$$

где M – минерализация пластовой воды, г/л.

Таким образом, фильтрационное сопротивление $\Delta P_ф$ является функцией динамической вязкости - μ, с формулой зависимости (8) или же температуры закачиваемой воды - T_2.

На основе исследования образцов геотермальной воды природного происхождения, отобранных из трёх естественных скважин Тернаирского месторождения г. Махачкала: 36; 22Т; 28Т, с минерализацией соответственно: 6,3; 12,23 и 22,1 г/л, в интервале температур от 20 до 205°С, были получены соответствующие функциональные зависимости теплоемкости и плотности геотермального теплоносителя от его температуры [4]:

$$c(T) = T^2 \cdot 10^{-5} - 0{,}0014 \cdot T + 4{,}2 \qquad (R^2 = 0{,}9968),$$

$$\rho(T) = -2 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 - 0{,}0004 \cdot T + 1{,}0121 \qquad (R^2 = 0{,}9995).$$

С учетом температурной зависимости теплоемкости теплоносителя от его температуры уточняем формулу (2) для мощности полной тепловой энергии ГЦС следующим образом:

$$W_{ПОЛ} = G(c(T_1)T_1 - c(T_2)T_2)$$

Из формулы (2) видно, что чем меньше температура закачиваемой термальной воды (T_2), тем больше мощность полной энергии ГЦС. Однако, из

формулы (7) следует, что понижая температуру закачиваемой воды (T_2), мы увеличиваем её вязкость μ, а увеличение вязкости приводит к увеличению энергии на закачку отработанной термальной воды ((3)-(7)), т.е. $W_{наг}$ является функцией вязкости μ ($W_{наг} = f(\mu)$), в то время как μ является функцией T_2 ($\mu = f(T_2)$), следовательно, $W_{наг} = f(\mu) = f_1(T_2)$.

Таким образом, возникает необходимость исследования динамики изменения энергии полной мощности и энергии обратной закачки в зависимости от температуры закачиваемого теплоносителя T_2.

Таблица 1. Динамика изменения основных технологических параметров ГЦС (минерализация 20г/л; T1=111 ˚C; G=25 кг/с) при различных значениях температуры теплоносителя T_2.

ΔPн, МПа	***Wн, МВт***	***Wпол, МВт***	***Wп, МВт***	***Θ, %***	***КПД, %***	***μ, Па*с***	***T2,˚C***
5,51	0,136	9,45	9,31	0,98	0,9	0,00141	10
3,8	0,095	7,72	7,62	0,98	0,82	0,00102	20
2,92	0,073	6,16	6,09	0,98	0,72	0,00079	30
2,41	0,06	4,77	4,71	0,98	0,63	0,00065	40
2,12	0,053	3,54	3,49	0,98	0,54	0,00055	50
1,96	0,05	2,5	2,45	0,97	0,45	0,00048	60
1,89	0,048	1,61	1,58	0,97	0,36	0,00042	70
1,89	0,049	0,94	0,89	0,95	0,28	0,00038	80
1,94	0,05	0,43	0,38	0,88	0,19	0,00034	90
2,03	0,053	0,12	0,067	0,56	0,1	0,00031	100
2,09	0,055	0,036	-0,019	-0,53	0,05	0,0003	105

В табл.1 приведены расчеты, проведенные для месторождения термальных вод Кизляр, которые убедительно показали, что с понижением температуры T_2 мощность полной энергии растет значительно быстрее чем энергия, необходимая для обратной закачки. Причем существует такое критическое значение температуры закачиваемой воды ($T_{кр}$), при котором $W_{наг}(T_{кр}) = W_{пол}(T_{кр})$, что при температуре закачиваемого теплоносителя $T_2 \geq T_{кр}$ обратная закачка является экономически неэффективной, а значит и эксплуатация самой ГЦС становится нецелесообразной.

Значит, необходимо изучить поведение основных технологических параметров ГЦС в зависимости от изменения температуры закачиваемой воды.

В табл. 2 приведены расчеты параметров энергетической установки при заданном дебите и различных значениях температуры T_2.

Таблица 2. Расчетные параметры энергетической установки при различных значениях массового дебита (G) и температуры теплоносителя T_2.

Wп, МВт	***Wн, МВт***	***Wпол, МВт***	***η, %***	***T2, ^{0}C***	***ΔPн, МПа***
А) **G=26**					
-0,03	0,158	0,125	0,055	90	5,76
0,1	0,163	0,273	0,081	80	5,97
0,3	0,17	0,477	0,107	70	6,23
0,5	0,179	0,738	0,133	60	6,56
0,8	0,191	0,106	0,159	50	6,98
1,22	0,207	0,143	0,185	40	7,56
1,63	0,230	0,186	0,211	30	8,40
2,08	0,265	0,235	0,237	20	9,70
2,57	0,329	0,289	0,263	10	1,20
Wп, МВт	***Wн, МВт***	***Wпол, МВт***	***η, %***	***T2, ^{0}C***	***ΔPн, МПа***

Б) **G=50**					
-0,69	0,934	0,241	0,055	90	17,7
-0,43	0,955	0,524	0,081	80	18,1
-0,63	0,981	0,917	0,107	70	18,6
0,4	1,01	1,42	0,133	60	19,3
0,97	1,06	2,03	0,159	50	20,1
1,6	1,12	2,75	0,185	40	21,2
2,3	1,20	3,58	0,211	30	22,8
3,1	1,33	4,52	0,237	20	25,3
4,0	1,57	5,57	0,263	10	29,8
Wn, МВт	***Wн, МВт***	***Wпол, МВт***	***η, %***	***T2, ^{0}C***	***ΔPн, МПа***
В) **G=80**					
-3,1	3,51	0,385	0,055	90	41,7
-2,7	3,57	0,839	0,081	80	42,3
-2,1	3,63	1,47	0,107	70	43,1
-1,4	3,72	2,27	0,133	60	44,2
-0,58	3,83	3,25	0,159	50	45,5
0,42	3,98	4,40	0,185	40	47,2
1,5	4,19	5,73	0,211	30	49,8
2,7	4,53	7,23	0,237	20	53,8
3,7	5,13	8,90	0,263	10	60,9
Wn, МВт	***Wн, МВт***	***Wпол, МВт***	***η, %***	***T2, ^{0}C***	***ΔPн, МПа***
Г) **G=100**					
-6,1	6,66	0,481	0,055	90	63,2
-5,6	6,74	1,05	0,081	80	64,0
-5,0	6,85	1,83	0,107	70	65,0
-4,1	6,98	2,84	0,133	60	66,3
-3,0	7,15	4,06	0,159	50	67,9
-1,8	7,39	5,50	0,185	40	70,2
-5,6	7,72	7,16	0,211	30	73,4
7,8	8,25	9,04	0,237	20	78,4
1,9	9,19	11,1	0,263	10	87,3

Значения температуры закачиваемой воды (T_2), при которых $W_{наг} \geq W_{пол}$, являются экономически неэффективными, а использование ГЦС становится нецелесообразным. Так как полная мощность, вырабатываемая энергоустановкой ($W_{пол}$) и мощность, потребляемая насосом на нагнетание термальной воды ($W_{наг}$) зависят от массового дебита (G), это следует из формул (2) и (3), то необходимо уметь определять критическую температуру $T_2 = T_{кр}$ при заданном дебите G при которой $W_{наг} = W_{пол}$.

Эту температуру можно определить из уравнения:

$$W_{наг}(T_{кр}) - W_{пол}(T_{кр}) = 0$$

На рис.2 представлены графики зависимости полезной мощности ГеоТЭС от температуры закачиваемой геотермальной воды при заданном дебите скважины.

Таким образом, показано, что в зависимости от дебита ГЦС существует критическая температура $T_{кр}$ такая, что при температуре закачиваемой воды $T_2 > T_{кр}$ эксплуатация такой системы экономически неэффективно.

Работа подготовлена под руководством Джаватова Д.К.

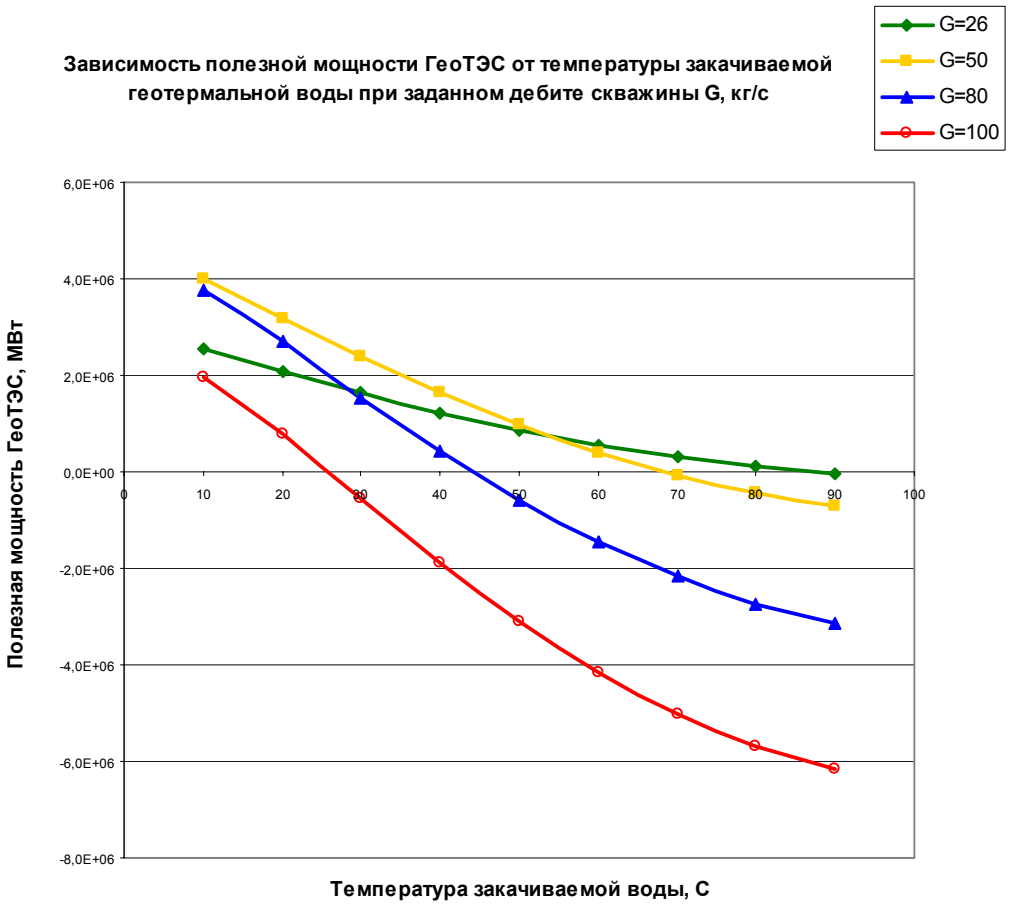


Рис.2. Графики зависимости полезной мощности ГеоТЭС от температуры закачиваемой геотермальной воды при заданном дебите скважины.

Литература:

1. *Алхасов А.Б., Магомедбеков Х.Г.* Перспективы строительства ГеоТЭС на базе среднепотенциальных термальных вод // Геотермия. Геотермальная энергетика: Сб. науч. тр., отв. редактор Магомедов К.М. Махачкала, 1994, С.17-34.
2. *Магомедов К.М.* Теоретические основы расчета геотермальных циркуляционных систем // Геотермия: Сб.науч.тр., отв. редактор Магомедов К.М. М.: Наука, 1991, 143с.
3. *Гайдаров Г.М., Мавраева З.З., Рамазанов Ю.М.* Влияние геофизических условий на плотность и вязкость глубокозалегающих флюидов // Геофизические методы в геотермии: Сб. науч. тр., 1986, вып.6, С.141-147.
4. *Джаватов Д.К., Дворянчиков В.И.* Температурная зависимость термодинамических параметров геотермальных флюидов в задачах оптимизации геотермальных систем // Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. Технические науки, 2006, Пр.3, С.69-73.

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОТЕРЬ ЖИДКОСТИ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ОТ ЗАБОЯ ДО УСТЬЯ

Азизов Г.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: gsgms@mail.ru

Изменение температуры при добыче нефти или газа в скважинах представляет интерес при изучении вопросов нефтепромыслового дела и проблем геотермии. Важно знать температуру добываемой жидкости по стволу и на устье скважины, поскольку эта температура оказывает влияние на ход различных промысловых процессов – выделение газа из нефти, выпадение парафина и солей, их отложение на стенке скважины, сепарацию конденсата и т.п. Условия движения нефти в скважине зависят от вязкости нефти, растворимости газа, удельного объема газонефтяной смеси и т.п. Аналогичные обстоятельства имеют место и при добыче термальной воды и её утилизации.

Для анализа теплового режима скважины необходимо оценить в основном роль следующих факторов: 1) передачи тепла от протекающей в скважине жидкости к окружающим горным породам; 2) охлаждения нефти, вызванного выделением газа и его расширением. При малых дебитах преобладает первый эффект, при больших дебитах - второй. Для малодебитных скважин (менее 100 т/сут) температура на устье близка к температуре нейтральной поверхности (около 30°С). Для высокодебитных скважин (1000 т/сут) температурные потери составляют: для термальной воды без газа – около 2 ^{0}С; для нефти с растворенным газом порядка 200 м^3/т – около 15 ^{0}С.

Ниже ставится задача определения температурных потерь от забоя до устья в зависимости от дебита, количества растворенного газа, теплопроводности окружающих пород для простых конструкций скважин. Обсуждаются процессы: 1) выделения газа; 2) выпадения парафина; 3) кристаллизации солей; 4) поглощения и выделения тепла. Делаются попытки дать их математическое описание в скважине дифференциальными уравнениями.

Закон сохранения энергии. Обобщенное уравнение Бернулли, описывающее движение однородной невязкой жидкости в вертикальных трубах в условиях пренебрежения тепловыми потерями в горную породу можно представить в виде [1]

$$\frac{P}{\rho} + gh + \frac{u^2}{2} + U = const \qquad (1)$$

здесь P – давление в жидкости; ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения; h – высота подъема жидкости; u – её скорость; U - внутренняя энергия.

На практике, даже при высоких дебитах порядка 1000 м^3/сутки, кинетическая энергия мала. Для радиуса НКТ 70 мм площадь сечения составит 0,0154 м^2 и средняя по сечению скорость будет равна 0,752 м/сек. При движении по стволу скважины скорость почти сохраняется и изменение кинетической энергии от забоя до устья пренебрежимо мало по сравнению с изменением члена gh, пробегающего значения от нуля до десятков тысяч. В дальнейшем член с квадратом скорости условимся опускать. Введем энтальпию (или теплосодержание) согласно формуле $U+P/\rho=U+PV=H$, где V – объём единицы

массы. Закон сохранения энергии без учета вязкости и тепловых потерь примет теперь простой вид

$$H + gh = const \qquad (2)$$

В работе А.Ю. Намиота [1] вводится величина теплосодержания в гравитационном поле $\widetilde{H} = H(P,T) + gh$, и закон сохранения энергии пишется в виде $\widetilde{H} = const$ по всей колонне скважины. Мы не будем пользоваться этим непривычным понятием и сохраним для полной энергии вид (2). По стволу скважины производную полной энергии представляем как производную сложной функции и приравниваем 0.

$$\frac{dH}{dh} + g = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P \cdot \frac{dT}{dh} + \left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T \cdot \frac{dP}{dh} + g = 0 \qquad (3)$$

Из уравнения (3) для градиента температуры по стволу скважины получаем

$$\frac{dT}{dh} = \frac{-\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T \cdot \frac{dP}{\partial h} - g}{\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P} \qquad (4)$$

Воспользуемся приближённым представлением для градиента давления по стволу и определением удельной теплоёмкости флюида при постоянном давлении [2, 3]

$$-\frac{dP}{dh} = \rho g + \delta \qquad C_P = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P \qquad (5)$$

где ρ - плотность движущейся по трубе жидкости, δ - потери давления на трение. Подставляя (5) в (4), получаем

$$\frac{dT}{dh} = \frac{\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T (\rho g + \delta) - g}{C_P}. \qquad (6)$$

Эта формула в принципе позволяет оценить температурные потери по стволу скважины при отсутствии потерь тепла в горную породу и выделения тепла из-за наличия вязкости. Энтальпия и удельная теплоемкость зависят от свойств добываемой жидкости.

Может возникнуть вопрос, как влияет диссипация энергии и связанное с этим выделение тепла на градиент температуры по стволу скважины? В работе [4] приводится удельная энергия, выделяющаяся при ламинарном течении со средней скоростью течения жидкости $\bar{u}$. Эта энергия составляет $8\pi\mu\bar{u}^2$, где μ - вязкость жидкости. Оценим вклад в температурный градиент от такого выделения тепла.

Уравнение баланса тепла в теплоизолированной трубе при ламинарном течении запишется в виде

$$\pi R^2 C_{ж} \bar{u} \frac{dT}{dh} = 8\pi\mu\bar{u}^2. \qquad (7)$$

Выражая среднюю скорость через расход, получаем

$$\frac{dT}{dh} = \frac{8\mu Q}{\pi C_{ж} R^4}, \qquad (8)$$

где Q – расход жидкости по трубе, R – радиус трубы.

Произведем экстремальную оценку для максимального дебита при μ=0,5 мПа·с, Q=2000 м^3/сутки, $C_ж$=4,19 МДж/(м^3·°С). Для радиуса трубы R=0,07м имеем для градиента генерируемой температуры значение $0{,}29 \cdot 10^{-6}$ °С/м. Даже при

радиусе НКТ R=0,03м для градиента генерируемой температуры получилось бы $8{,}68\cdot10^{-6}$ °С/м. Ясно, что таким малым ростом температуры можно пренебречь.

Аналогичные расчеты для турбулентного движения показали, что генерируемым теплом из-за наличия вязкости можно пренебречь и пользоваться формулой (6). Как указывается в работе [4] генерация тепла становится существенной при средних скоростях порядка 30 м/с и более. В задачах геотермии, а также в нефтепромысловом деле, реализуемые в скважинах скорости достигают лишь нескольких метров в секунду.

Движение жидкости. Согласно определению энтальпия жидкости есть $H(P,T)=U(T)+PV$. Коэффициент термического расширения жидкости определяем, как $\alpha = \frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P$. При постоянной температуре и переменном давлении имеем

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = -T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P + V = V\left(1-\alpha T\right) \qquad (9)$$

Принимая типичные для нефти значения: $\alpha=10^{-3}$ 1/°С; V=1,4 см^3/г; T=400К

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = V\left(1-\alpha T\right) = +0{,}586\frac{Дж\cdot м^2}{кг^2} \qquad (10)$$

Из (6) учитывая, что $\rho=1/V$, получаем

$$\frac{dT}{dh} = \frac{\delta V\left(1-\alpha T\right)-\alpha T g}{C_P} \qquad (11)$$

При отсутствии трения, когда δ=0, имеем для T'_h= - 0,14°С/100м, а при потерях на трение δ=4 атм/км получим T'_h = - 0,12 °С/100м. Эти температурные потери незначительны, они составят менее 5°С на всю колонну скважины длиной 3-4 км. Для нефти в отсутствии газа основные температурные потери обусловлены оттоком тепла в горную породу.

Движение газов. При добыче газа происходит его расширение, связанное с тем, что давление в газе при его подъёме к устью снижается. Если не учитывать теплообмен с горной породой, процесс расширения газа носит адиабатический характер и связь давления с плотностью можно выразить в виде

$$\frac{P}{\rho^{\gamma}} = \frac{P_{пл}}{\rho_{пл}^{\gamma}} \qquad (12)$$

К этому соотношению присоединим ещё и закон Бойля Мариотта

$$P = R\rho T, \quad P_{пл} = R\rho_{пл}T_{пл}, \qquad (13)$$

Чтобы получить связь давления с температурой, исключаем из этих двух соотношений плотность газа универсальную газовую постоянную. Тогда получим [5]

$$\frac{T}{T_{пл}} = \left(\frac{P}{P_{пл}}\right)^{1-1/\gamma} \qquad (14)$$

Примем типичные для природного газа значения на глубине порядка 3000 м : $T_{пл}$=400 К, $P_{пл}$=10 МПа. При давлении на устье $P_у$ =5 МПа получим температуру $T_у$ =325 К. Потери составляют 75 К. Они обусловлены адиабатическим расширением газа.

Движение газожидкостных смесей. При движении смеси жидкости с не растворяющимся в ней газом можно полагать их температуру единой, так как пузырьки газа имеют размер менее 1 мм и уменьшение температуры пузырька в

связи с его расширением компенсируется притоком тепла из жидкости в течение менее одной секунды.

Пусть весовая доля природного газа на забое составляет 20% и весь газ из нефти выделился в пласте. По стволу скважины нефть охлаждается за счет расширения газа. При отмеченных выше обстоятельствах газ охладился бы на 75 К, но большую часть этого охлаждения примет на себя нефть. Очевидно, новую температуру смеси на устье можно оценить по среднему значению теплосодержания смеси и потерям температур нефти и газа из-за их расширения

$$(0{,}8c_н + 0{,}2c_г)T_у = 0{,}8c_н(T_{пл} - 5) + 0{,}2c_г(T_{пл} - 75) \qquad (15)$$

Приняв ориентировочные значения теплоёмкостей нефти и газа на устье 2,8 и 3 кДж/кг·К, получим для температуры на устье 380,2 К. Температурные потери составят менее 20°С. Конечно, постановка задачи рассмотрена примитивная. По стволу скважины газ выделяется постепенно, примерно пропорционально снижению давления. Кроме того, газ имеет большую вертикальную скорость, чем нефть, и это опережение доходит для пузырькового режима до 1 м/с. То есть выделяющийся из нефти газ движется быстрее нефти. Подъём жидкости по стволу скважины может сопровождаться выпадением парафин из нефти, отложением солей на стенках, фазовыми переходами и другими подобными явлениями.

Приведённые рассуждения, несмотря на их оценочный характер, дают согласующиеся с промысловыми наблюдениями результаты. Они также свидетельствуют о необходимости создания более строгой методики расчета температурных профилей по стволу скважины с привлечением точных термодинамических соотношений и учётом относительного движения газа в жидкости.

Литература:

1. *Намиот А.Ю.* К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной или газовой скважины. Труды ВНИИ. Выпуск 8. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
2. *Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е.* Техническая термодинамика. –М.: Энергия, 1968, 472 с.
3. *Альтшуль А.Д.* Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1982, С.224.
4. *Шлихтинг Г.* Теория пограничного слоя. – М.: ИИЛ, 1956, 528с.
5. *Матвеев А.Н.* Молекулярная физика. – М.: Высшая школа, 1981, 400с.
6. *Просёлков Ю.М.* Теплопередача в скважинах. – М.: Недра, 1986, 252с.
7. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965, 238с.
8. *Азизов Г.А., Алишаев М.Г.* Нестационарный режим нагрева закачиваемой воды по колонне нагнетательной скважины // Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов. Материалы конференции, посвященной 70-летию со дня рождения Магомедова К.М. – Махачкала, 2006, С.219-225.

ВЛИЯНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА НА КОНВЕКТИВНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ БИНАРНОЙ СМЕСИ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПОЛОСТИ ПРИ МОДУЛЯЦИИ ГРАНИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

Булгакова Н.С.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр. И.Шамиля, 39а; e-mail: ran_ipg@iwt.ru

Естественная конвекция жидкости играет большую роль при формировании геотермальных месторождений конвекционного типа. Особенно важное значение имеют исследования по естественной конвекции в насыщенных жидкостью пористых средах. В [3,5] рассмотрена задача об устойчивости смеси, когда разность температур или концентраций на границах периодически модулируются, было изучено влияние термоконцентрационного скин-слоя. При этом в качестве уравнения движения рассматривалось уравнение Дарси, следовательно влияние силы инерции и вязкого трения не учитывалось Известно, что если проницаемость относительно велика, то становится существенным вклад, вносимый силой инерции и трением в самой жидкости (поправка Бринкмана). Для изучения влияния на устойчивость смеси силы инерции и трения в самой жидкости была исследована конвективная устойчивость горизонтального слоя бинарной смеси при условии медленной частоты модуляции градиента температуры [6].

При определенных соотношениях между амплитудой и частотой модуляции появляются резонансные области динамической неустойчивости, связанные с параметрическим возбуждением. При колебаниях температуры на границах градиент температуры зависит не только от времени, но и от координат. Модуляции градиента в основном сосредоточены в приграничном слое, толщина которого уменьшается с увеличением частоты (температурный скин-эффект). Явление скин-эффекта в однокомпонентной жидкости изучено в [1]. При рассмотрении бинарной смеси плотностная неоднородность, обуславливается кроме температурной неоднородности еще и концентрационной.

В [6] не было учтено влияние скин-эффекта. Поэтому путем сравнения решения задачи при медленной модуляции и решения в более точной постановке изучается влияние скин-эффекта на устойчивость смеси в горизонтальной полости, на одной из границ которой температура меняется по синусоидальному закону с амплитудой T_0 и частотой w.

Постановка задачи. Рассматривается горизонтальная полость, заполненная бинарной смесью. Разность температур на границах, а вместе с ней и ее градиент модулируется с частотой ω. Концентрация легкого компонента на границах постоянна.

Система уравнений конвекции бинарной смеси в безразмерном виде:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial t}\Delta v_z = \Delta\Delta v_{\mathbf{z}} + R\Delta_{xy}T + R_d\Delta_{xy}C \\ P\dfrac{\partial T}{\partial t} - \left(1+\eta\dfrac{\partial Q_s}{\partial t}\right)v_{\mathbf{z}} = \Delta T \\ P_d\dfrac{\partial C}{\partial t} - v_z = \Delta C \end{cases}, \qquad (1)$$

$R = \frac{g\beta_1 A_0 L^4}{\chi\nu}$, $R_d = \frac{g\beta_2 B_0 L^4}{D\nu}$, $\mathrm{P} = \frac{\nu}{\chi}$, $\mathrm{P_d} = \frac{\nu}{\mathrm{D}}$, $\Omega = \omega\frac{L^2}{\nu}$, $\eta = \frac{T_0}{LA}$

характерные масштабы: L- длины, $A_0 L$ - температуры, χ/L - скорости, L^2/ν - времени, $B_0 \chi L/D$ - концентрации, $\frac{\rho_0 \chi \nu}{L^2}$ -давления**.**

Q_s – функция от вертикальной координаты и времени, определенная аналитически при нахождении установившегося решения при механическом равновесии.

$Q_s(t,z) = Q_1(z)\sin\Omega t + Q_2(z)\cos\Omega t$.

$Q_1(z) = T_0\left[q_1 sh\alpha z\cos\alpha z + q_2 ch\alpha z\sin\alpha z\right]$, $Q_2(z) = T_0\left[q_1 ch\alpha z\sin\alpha z + q_2 sh\alpha z\cos\alpha z\right]$,

$q_1 = \frac{sh\alpha z\cos\alpha z}{S}$, $q_2 = \frac{ch\alpha z\sin\alpha z}{S}$, $S = sh^2\alpha L\cos^2\alpha L + ch^2\alpha L\sin^2\alpha L$, $\alpha = L\sqrt{\frac{\omega}{2\chi}}$

v_z – проекция скорости на ось z, A_0, B_0 – средние по периоду градиенты температуры и концентрации при механическом равновесии, T – температура смеси, C – концентрация легкого компонента, ν- кинематическая вязкость, χ - температуропроводность, D – коэффициент диффузии, β_1, β_2 - коэффициенты температурного и концентрационного расширения.

Используя для решения системы (1) метод Галеркина-Бубнова, представим решение в виде:

$$v_z = e^{ikr}\sum_{m=1}^{\infty} W_m(t)\sin\pi m z \qquad \mathrm{T} = e^{ikr}\sum_{m=1}^{\infty} f_m(t)\sin\pi m z$$
$$C = e^{ikr}\sum_{m=1}^{\infty} g_m(t)\sin\pi m z \qquad kr = k_1 x + k_2 y \tag{2}$$

Подставляя (2) в (1), получим:

$$\begin{cases} -W_n'(t) - \left(k^2 + (\pi n)^2\right)W_n(t) + \frac{k^2}{k^2 + (\pi n)^2}\left(Rf_n(t) + Rdg_n(t)\right) = 0 \\ \mathrm{P}\cdot f_n'(t) - W_n(t) - \eta\sum_{m=1}^{\infty} W_m(t)\cdot G_{mn} = -\left(k^2 + \pi^2 n^2\right)f_n(t) \\ \mathrm{P}dg_n'(t) - W_n(t) = -\left(k^2 + \pi^2 n^2\right)g_n(t) \end{cases} \tag{3}$$

где P, Pd – числа Прандтля, η- безразмерная амплитуда модуляции, k – волновое число, R,Rd- числа Рэлея, f_n, W_n, g_n- соответственно амплитуды температуры, скорости и концентрации.

$G_{mn} = 2\int_0^1 \sin\pi m z\sin\pi n z\cdot\frac{\partial Q_s(z,t)}{\partial z}\partial z$.

$G_{mn} = 2\alpha\left[\left((q_1+q_2)I_{mn} + (q_2-q_1)J_{mn}\right)\sin\Omega\tau + \left((q_1+q_2)J_{mn} + (q_1-q_2)I_{mn}\right)\cos\Omega\tau\right]$

$I_{mn} = I_{mn}^1 + I_{mn}^2 - I_{mn}^3 - I_{mn}^4$

$J_{mn} = J_{mn}^1 + J_{mn}^2 - J_{mn}^3 - J_{mn}^4$

$I_{mn}^i = \frac{\alpha}{4(\alpha^2+\gamma_i^2)}\left[sh\alpha\cos\gamma_i + \frac{\gamma_i}{\alpha}ch\alpha\sin\gamma_i\right]$

$$J_{mn}^{i}=\frac{\alpha}{4(\alpha^2+\gamma_i^2)}\left[ch\alpha\sin\gamma_i-\frac{\gamma_i}{\alpha}sh\alpha\cos\gamma_i\right],\ \text{i=1,2,3,4}$$

$$\gamma_1=\alpha-\pi(m-n),\gamma_2=\alpha+\pi(m-n),\gamma_3=\alpha-\pi(m+n),\gamma_4=\alpha+\pi(m+n)$$

$$\Omega=\omega\frac{L^2}{\nu},\alpha=L\sqrt{\frac{\omega}{2\chi}},\ \alpha=\sqrt{\Omega\frac{P}{2}}$$

Чтобы выявить критерий устойчивости, следуя теории Ляпунова-Флоке, необходимо найти периодические и (или) квазипериодические решения системы (3), которые разделяют растущие и затухающие возмущения равновесия. В системе (3) ограничимся 3N уравнениями с 3N неизвестными.

Число уравнений 3N определяем из малости поправки к решению при переходе к 3(N+1) уравнению.

Из условий периодичности получим систему 3N линейных, однородных алгебраических уравнений относительно неизвестных коэффициентов, из условия разрешимости которой, при фиксированных R,Rd,P,Pd находим нейтральные кривые r=r(w), на которых решения системы (3) периодичны. Выше нейтральных кривых возмущения нарастают, ниже – затухают. При вещественном $\rho=1$ получаем целые решения (период которых совпадает с периодом модуляции), $\rho=-1$- полуцелые решения (период вдвое больше периода модуляции). Когда ρ - комплексное и по модулю равно единице получаем квазипериодические нейтральные решения. Задача решена с помощью приложения Mathcad.

Для удобства сравнения результатов со случаем учета малых частот при расчетах в случае высокочастотной модуляции сохранены обозначения

$$w=\frac{\Omega}{k^2+\pi^2},\qquad r=\eta R',\qquad \varepsilon=\frac{1}{2}+\frac{1}{2P}+\frac{1}{2Pd},\qquad \mathrm{a}=\frac{1-\mathrm{R}'}{\mathrm{P}}+\frac{1-\mathrm{R}'_{\mathrm{d}}}{\mathrm{P_d}}+\frac{1}{\mathrm{PP_d}},$$

$$\mathrm{b}=\frac{1-\mathrm{R}'-\mathrm{R}'_{\mathrm{d}}}{\mathrm{PPd}},\ \mathrm{R}'=\frac{\mathrm{R}\cdot\mathrm{k}^2}{(\mathrm{k}^2+\pi^2)^3},\ \mathrm{R}'_{\mathrm{d}}=\frac{\mathrm{R_d}\cdot\mathrm{k}^2}{(\mathrm{k}^2+\pi^2)^3}$$

Обсуждение результатов. Расчеты проводились при числах Прандтля p=5,pd=10. Ломанная ABC является границей устойчивости бинарной смеси при отсутствии модуляции. Причем при пересечении луча BA имеет место колебательная неустойчивость, а при пересечении луча BC– монотонная. Конвективная устойчивость горизонтального слоя бинарной смеси при низкочастотной модуляции градиента температуры подробно описана в [6].

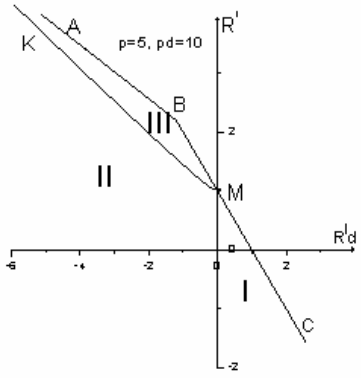


Рис.1. Карта устойчивости в плоскости (R' , Rd').

Расчеты показали, что независимо от закона модуляции выше луча BA имеет место неустойчивость для всех частот и амплитуд. При этом на плоскости $(r,1/w)$ существуют кривые, на которых решение для однопараметрического

семейства начальных условий является периодической функцией. Для всех других начальных условий решения неограниченно растут. Над лучом ВС, независимо от закона модуляции, на плоскости $(r,1/w)$ имеются области, внутри которых возмущения убывают, а вне – растут (рис.2). Т.е. имеются области параметрической стабилизации в плоскости $(r,1/w)$.

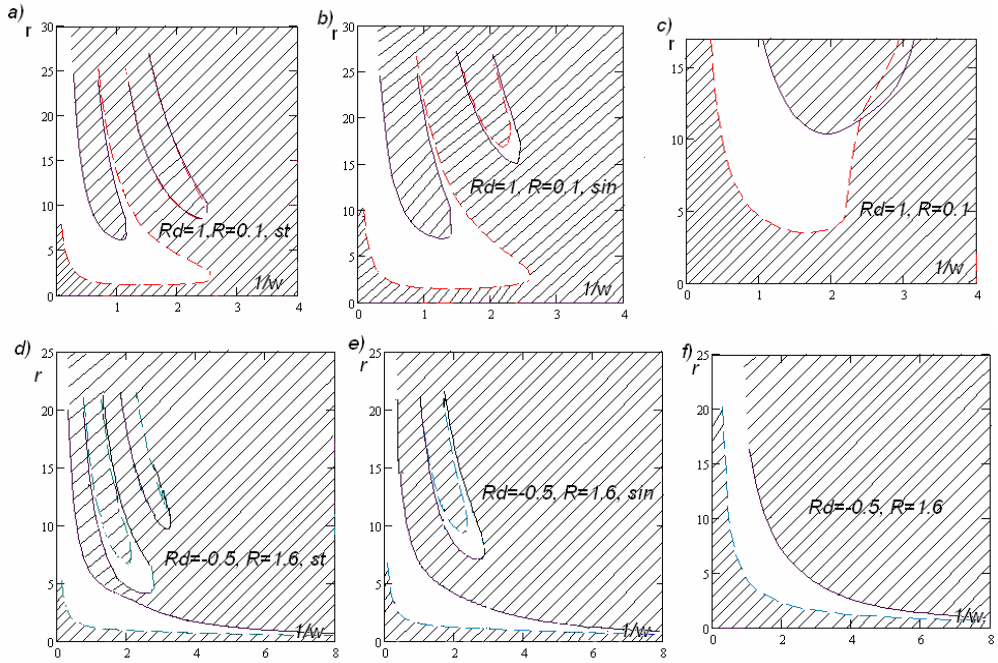


Рис.2. Области параметрической стабилизации в плоскости $(r,1/w)$ выше границы устойчивости ВС (рис.1). a , b и c – области стабилизации над МС, d, e и f – области стабилизации над ВМ (рис.1) (a, d- в случае ступенчатой модуляции, b, e- в сл. синусоидальной модуляции, c, f - в случае учета скин-эффекта).

Здесь пунктирные линии соответствуют «целым» нейтральным кривым, сплошные – «полуцелым». Области неустойчивости заштрихованы.

Над отрезком ВМ и лучом МС картины в плоскости $(r,1/w)$ несколько отличаются. Над лучом МС параметрическая стабилизация возможна лишь, когда частота превосходит фиксированное значение, зависящее от параметров (рис. 2a,b,c). Ранее расчеты были выполнены для случаев ступенчатой и синусоидальной модуляции при учете условия малости частоты модуляции [6], которые показали, что параметрическая стабилизация наступает в области больших частот. В случае учета скин-эффекта подтвердилось наличие области параметрической стабилизации, причем эта область расширилась и произошло ее смещение вверх по оси амплитуд, т.е. стабилизация наступит при большей амплитуде, чем в случае учета малости частоты модуляции.

Над отрезком ВМ основная область параметрической стабилизации существует для всех частот, однако с уменьшением частоты эта область быстро сужается, т.е. в этом случае нет определенной критической частоты (рис.2d,e,f). В этом случае также, учет скин-эффекта приводит к смещению области параметрической стабилизации выше по оси амплитуд, к увеличению критической амплитуды возникновения стабилизации (рис.2f).

Область ниже АВС разбита в пределе низких частот на три подобласти, которым соответствуют нейтральнее кривые одинакового типа.

Независимо от закона модуляции каждой точке в области ниже АВС (рис.1) на плоскости $(r,1/w)$ соответствует нейтральная кривая, выше которой

возмущения растут, ниже – убывают. На самих нейтральных кривых движение периодично, имеются нейтральные кривые: «целого» типа, которым соответствуют «целые» решения, «полуцелого» типа, которым соответствуют «полуцелые» решения и «смешанного» типа, которые состоят из чередующихся участков «целого» и «полуцелого» типа. Для целых решений ($\rho = 1$) период колебаний равен периоду модуляции, а для полуцелых вдвое больше периода модуляции.

Численные расчеты показали, что при больших частотах квазипериодические возмущения возникают (ρ - комплексное), но они затухающие $|\rho| < 1$, поэтому квазипериодических нейтральных кривых нет.

С целью выявления влияния скин-эффекта на конвективную устойчивость смеси найдены периодические решения системы (6), которые разделяют растущие и затухающие возмущения равновесия. В системе (6) ограничимся 3N уравнениями с 3N неизвестными. Вычисления показали, что нейтральные кривые, полученные с помощью 9-ти и 12-ти уравнений системы (6) практически не различаются, т.е. поправка к решению мала. Таким образом, достаточно взять N=3.

В случае учета скин-эффекта, область, описываемая нейтральной кривой полуцелого типа, соответствующей области I становится шире, что говорит о преобладании возмущений полуцелого типа. Также увеличиваются области устойчивости, описываемые нейтральными кривыми на плоскости $(r, 1/w)$ со стороны больших частот и для областей II, III. Т.е. возникновение конвекции при высоких частотах модуляции затрудняется.

Для удобства сравнения ниже приведены графики огибающих нейтральных кривых с учетом скин-эффекта и при условии малости частоты, а также графики поправок критической амплитуды на скин-эффект в зависимости от 1/w для областей, соответствующих нейтральным кривым «целого», «полуцелого» и «смешанного» типа.

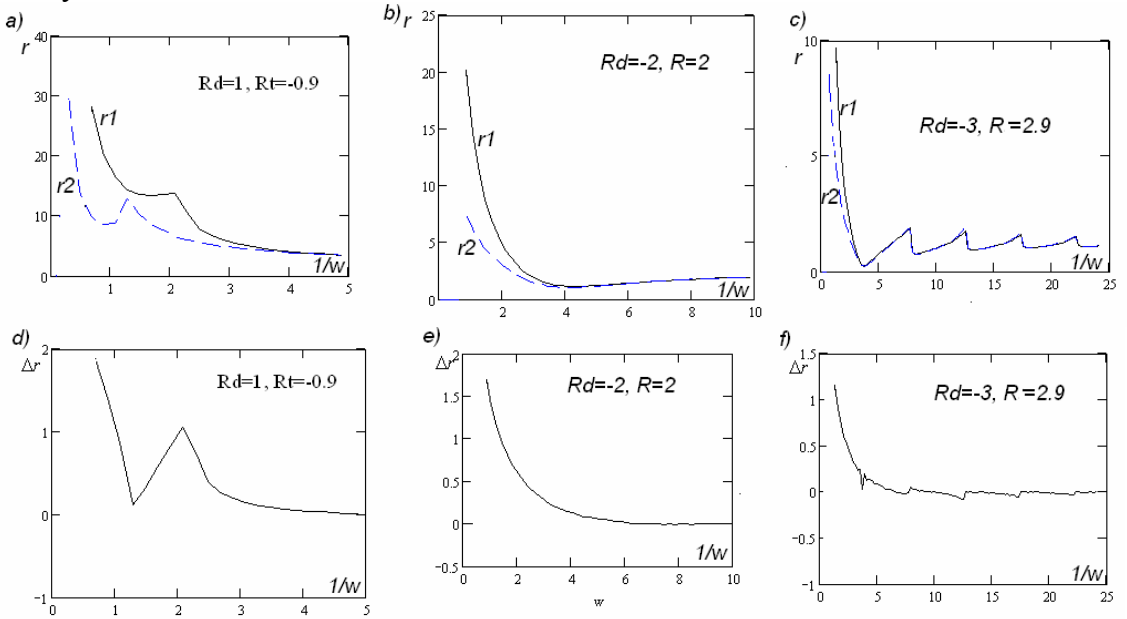


Рис.3. Огибающие нейтральных кривых с учетом скин-эффекта и при условии малости частоты, а также графики поправок критической амплитуды на скин-эффект.

На рис.3а изображены нейтральные кривые «целого» типа, 3b – нейтральные кривые «полуцелого» типа, 3c - нейтральные кривые «смешанного»

типа. (r1- с учетом скин-эффекта, r2 – при условии малости частоты модуляции). На рис.3d),e),f) – соответствующие поправки критической амплитуды на скин-эффект в зависимости от частоты модуляции. $\Delta r = \frac{r2 - r1}{r1}$.Как видно из приведенных рисунков, учет скин-эффекта изменяет нейтральную кривую в области больших частот. Область устойчивости увеличивается, т.е скин-эффект в отличие от случая с пористой средой, рассмотренного в [5], играет только стабилизирующую роль. Нейтральные кривые в области малых частот в приведенном на рисунках масштабе полностью совпадают, т.е влияние скин-эффекта при малых частотах мало.

Заключение. Исследовано влияние скин-эффекта на конвективную устойчивость бинарной смеси в горизонтальной полости при модуляции граничной температуры. Скин-эффект приводит к стабилизации равновесия в области ниже ломанной MNK при больших частотах модуляции и не является дестабилизирующим фактором с уменьшением частоты, как это было в случае с пористой средой [5]. При достаточно малых частотах влияние скин-эффекта не сказывается. Наличие областей параметрической стабилизации над лучом NK подтвердилось, скин-эффект в этом случае несколько затрудняет стабилизацию. Квазипериодические возмущения существуют, но являются затухающими, поэтому квазипериодических нейтральных кривых не существует.

Автор выражает благодарность Рамазанову М.М. за постановку задачи и помощь в обсуждении результатов.

Литература:

1. *Гершуни Г.З., Жуховицкий Е.М.* Конвективная устойчивость несжимаемой жидкости. М.:Наука, 1972. 392 с.
2. *Мызникова Б.И, Смородин Б.Л.* О конвективной устойчивости горизонтального слоя двухкомпонентной смеси в модулированном поле внешних сил // Изв. РАН. МЖГ. 2001. №1. С.3-13.
3. *Рамазанов М.М.* Устойчивость бинарной смеси в пористой среде при модуляции параметров // Изв. РАН. МЖГ. 1999. №5, С. 118-125.
4. *Георгиадис, Кетон*. Влияние числа Прандтля на конвекцию Бернара в пористой среде // Теплопередача. 1986. №2. С.31-38
5. *Рамазанов М.М.* Влияние скин-эффекта на конвективную устойчивость бинарной смеси в пористом слое при модуляции граничной температуры // Изв. РАН. МЖГ. 2001. №2. С.122-127.
6. *Рамазанов М.М., Булгакова Н.С.* Конвективная устойчивость горизонтального слоя бинарной смеси при низкочастотной модуляции градиента температуры.// Вестник ДНЦ РАН. 2007. №28. С. 7-13.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ УСТЬЕВЫХ ЗАМЕРОВ (В ПОРЯДКЕ ПОСТАНОВКИ ПРОБЛЕМЫ)

Зарипилова М.М.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Гидродинамические исследования ставят своей целью определение фильтрационных и упругих свойств пласта в термобарических условиях его залегания. Полученный таким образом материал в последующем широко используется при подсчете эксплуатационных запасов геофлюидов, изучении призабойной зоны скважин и установлении оптимальных режимов их эксплуатации, математическом моделировании процессов протекающих в залежи при их разработке, на нем же базируется и составление главного документа по извлечению геотермальной энергии или углеводородных ресурсов – проекта разработки месторождения.

Гидродинамические исследования основаны на измерении глубинных давлений и температур с применением специальной глубинной аппаратуры спускаемой на забой с помощью стальной проволоки или кабеля. Параллельно с выполнением глубинных измерений, на устье скважины фиксируются буферные и затрубные давления и температуры, а также измеряется дебит скважины соответствующий всем перечисленным забойным и устьевым параметрам скважины. После завершения измерений забойных давлений (и устьевых параметров) на нескольких заранее предусмотренных режимах, скважину закрывают, выдерживают время для повышения давления до пластового и замеряют установившееся на забое текущее пластовое давление. Контроль за изменением пластового давления путем сравнения их с предыдущими, выполненными за год, полгода, квартал до этого, является важным фактором в разработке месторождения. В результате обработки всех этих полученных данных с применением методики специально разработанной для этих целей, получают коэффициент продуктивности скважины и ряд очень важных параметров пласта, таких как гидропроводность kh/μ, подвижность k/μ, проницаемость k, пьезопроводность χ.

Однако, в силу существенных различий между геотермальными месторождениями и природными залежами нефти и газа, возникают значительные отличия в вопросах связанных с из разработкой и в том числе гидродинамических исследований.

Так например, для подсчета запасов нефтяного и газового месторождения критерий проницаемости является второстепенным фактором – на первом месте стоит пористость. В случае же подсчета запасов геотермального месторождения параметр пористости почти не играет роли (он косвенно входит в основное уравнение упругого режима фильтрации, почти под логарифмом, по которому рассчитывается значение эксплуатационного запаса месторождения), а величина проницаемости или газопроводности является определяющей. Поэтому в случае геотермальных месторождений гидродинамические исследования и их результаты определяют точность прогнозирования не только процесса разработки, но и подсчета эксплуатационных запасов, с утверждения которых начинается опытно – промышленная и промышленная разработка термоводозабора.

Вопросам исследования скважин и определения параметров пласта, посвящен материал публикуемый в течение нескольких десятилетий, как в нашей стране, так и за рубежом. Такое внимание к вопросам исследования скважин вполне закономерно если учесть, что итоговые экономические показатели комплекса работ связанных с разработкой месторождения (разведка, эксплуатация и др.) непосредственно зависят от величин гидродинамических параметров пластов. Методы исследования делятся на стационарные и нестационарные. Оба эти метода, особенно последний, хорошо разработаны и всесторонне апробированы. Для случая разработки и исследования термоводоносных пластов, уравнения протекания процессов и определения параметров, в принципе остаются такие же, но методы получения отдельных элементов и коэффициентов в этих уравнениях, с одной стороны могут быть несколько упрощены, с другой стороны появляется необходимость обязательного учета температурного фактора, что соответственно приводит к осложнению проблемы. Поэтому в последующем главный упор делается на получении составных элементов уравнений, а сам ход вычислений параметров пласта остается таким же как и в случае нефтегазовых скважин. Общепризнанным недостатком исследования скважин с применением глубинных измерительных приборов, является недостаточно высокий класс точности последних и искажение результатов измерений, вызваны уменьшением живого сечения потока и возникновением дополнительных гидравлических сопротивлений, при их пуске в насосно – компрессорные трубы (НКТ) (в газонефтяных скважинах) и эксплуатационную колонку (в термальных скважинах). Действительно, ошибки глубинных манометров типа МГ, МП, согласно их технической характеристике находились совсем недавно – 15 лет назад, в пределах 1,5 атм на каждые 1000м., а сегодня они уже не превышают 0,5 атм., что в ряде случаев все таки оказывается недостаточным. Дифференциальный глубинный манометр ДГМ-4 с достаточной точностью регистрирует только перепад давления (что в большинстве случаев приемлемо для определения параметров пласта), сложен в работе и не нашел массового применения. Искажения за счет изменения живого сечения, в отличие от газо- нефтяных скважин, играет большую роль в случае термальных скважин, так как здесь, как правило, имеют большие дебиты и высокие скорости потока в скважинах. Нам представляется, что в случае исследования геотермальных и многодебитных нефтегазовых скважин этот фактор необходимо учитывать. Наблюдающиеся на практике меньшие значения депрессий на термальные пласты, чем на нефтяные приводят к большей важности учета этого фактора для геотермальных скважин пластов. Получается и в целом, что при исследовании термальных скважин, вопрос точности измерений забойного и пластового давления стоит острее, чем в нефтяных и газовых скважинах.

Особо следует остановиться на вопросе определения теплофизических свойств горных пород. Метод определения теплофизических свойств горных пород по результатам исследования скважин, был впервые разработан дагестанскими учеными. До разработки этого метода теплофизические свойства горных пород определялись только путем лабораторного анализа образцов керна, отобранного в процессе бурения скважин. Полученные лабораторным путем величины коэффициентов теплопроводности и температуропроводности, несмотря на хорошую теоретическую обоснованность и совершенство методики, отклонялись от фактических значений этих величин, ввиду нарушения естественного состояния керна и невозможности полного воспроизведения в лабораториях естественных условий. С другой стороны, для определения

теплопотерь в процессе движения жидкости в скважине представляют наибольший интерес средние по всему разрезу значения теплофизических свойств, которые по существу и определяются по результатам исследования скважин. Величины же полученные лабораторным путем, являются точечными, причем каждая точка соответствует одному интервалу из которого отобран образец керна. Вполне понятно, что при таких условиях, получение большого количества точек по всему разрезу скважин, сопряжено с ростом затрат, уменьшение же точек (отбора керна) приводит к увеличению ошибки при определении значений средних теплофизических параметров по всему стволу скважины. Таким образом, новый метод одновременно с возможностью получения средних теплофизических параметров с большей точностью, является эффективным средством снижения затрат на освоение глубинного тепла Земли. Более того, средние по разрезу значения теплофизических параметров пласта, могут быть получены на основе результатов замеров произведенных исключительно на устье скважины, что еще более упрощает задачу.

Полученные значения теплофизических свойств пород, определенные по разрезу, наибольшим образом отвечают задачам решаемым с целью определения тепловых потерь в скважине и теплопередаче коаксоидельных цилиндрических слоев образующих тело скважины. Расчет значений тепловых потерь представляет важность в связи с определением извлекаемых энергетических запасов месторождения, оптимального режима работы скважины, создания выбора конструкции гидротермальной скважин, где в отличие от нефтяной и газовой скважины, приобретает важность степени теплоизолированности и термического совершенства скважины.

В случае проведения расчетов связанных с тепломассопереносом в процессе разработки геотермального месторождения, теплофизические параметры пласта лучше определять с помощью глубинных замеров, изменяя температуры в продуктивном интервале или в лабораторных условиях, с максимальной имитацией пластовых условий для образцов керна.

Погрешности особенно велики, если скважины образованы лифтовыми колоннами НКТ или малым диаметром эксплуатационной колоны при существенных значениях дебитов. В случае работы термальной скважины по эксплуатационной колонне этот эффект в малодебитных скважинах будет незначительным, но при высоких дебитах, которые как правило характерны для термальных скважин, он может оказаться существенным.

Анализ работы гидротермальной скважины и особенностей потока жидкости при ее эксплуатации позволяет выявить существенные различия этих характеристик, по сравнению с нефтяной скважиной. Эти различия приводят к некоторому упрощению физики вертикального потока и обуславливает более благоприятные условия и возможности его математического моделирования.

Однако, как показывает практика нефтедобычи и эксплуатации термоводозаборов последних десятилетий, выполнение глубинных замеров становится все более сложным, трудоемким, затратным и рискованным для производственников отвечающих за эксплуатацию скважин и разработку нефтяных месторождений. Сложность этой операции объясняется закономерным ростом глубин залегания нефтегазовых залежей и пластов с соответствующим ростом давлений, температур, минерализации вод и разнообразий свойств нефтей. Весь этот комплекс вместе и его компоненты в отдельности приводят к различным отрицательным эффектам при проведении глубинных замеров. Глубина приводит к повышению собственного веса мерной проволоки, рост

минерализации воды к ускорению ее коррозии, температура – увеличению этого ускорения. В результате возрастает риск обрыва проволоки (прогнозировать разрыв невозможно), оставления в скважине измерительного прибора и проволоки, что требует проведения ловильных работ для извлечения проволоки и прибора. Такие аварии связаны с необходимостью остановки скважины, а иногда и глушения с закачкой глинистого раствора т.е. с потерей продукции. Все это в конечном итоге способствует значительному росту затрат со стороны добывающей продукцию организации.

Необходимо отметить помимо этого, что и сама технология глубинных замеров характеризуется высокими стоимостными параметрами, так как она связана с приобретением дорогостоящих специализированных передвижных лабораторий и глубинной измерительной аппаратуры, часовыми механизмами к ним и комплексом тарировочного оборудования имитирующего пластовые условия. Здесь же следует добавить выезды на продолжительное время на удаленные объекты исследования, содержание ремонтных мастерских и тарировочных лабораторий, привлечение к этим работам высококвалифицированного персонала. Следует также учесть, что любые дополнительные затраты более чувствительны для геотермального производства чем для высокоприбыльной нефтегазовой отрасли.

Совершенно очевидна и несомненна разрушительная роль высоких минерализаций, температур воды при их одновременном воздействии (например, на мерную проволоку длиной в несколько тысяч метров). Таковы условия, например, на месторождения Северного Дагестана, где минерализация, как известно достигает в среднем 100г/л, при температуре на забое 150-180^{0}С. Использование геотермальной энергии таких месторождений для теплоснабжения, горячего водоснабжения, и других аналогичных целей по ряду причин выдвигает новые трудности и проблемы даже с учетом применения двухконтурных систем.

Однако в перспективе мы имеем серьезное направление, где нам придется работать с высокими минерализациями и температурами – это проблема извлечения полезных ископаемых из подземных промышленных вод, часто с одновременным получением геотермальной энергии. Это направление, безусловно, имеет огромное будущее и сегодня оно уже выходит из лабораторий на широкие производственные просторы. Это будет совмещенное производство с получением геотермальной энергии и целого букета различных полезных ископаемых, но здесь в плане гидродинамических исследований будут стоять те же задачи и те же функции. Таким образом, востребованность выполнения гидродинамических исследований распространяется гораздо дальше, чем геотермальная энергетика и нефтегазодобыча.

С другой стороны контролирующие органы достаточно строго относятся к выполнению предписанных объемов промысловых замеров, в том числе и глубинных. Так, например, имеются случаи, когда Государственная комиссия запасов РФ не утверждает выполненный подсчет запасов термальных вод, только по причине отсутствия глубинных замеров, что может служить препятствием для выдачи лицензий на разработку термоводозаборов (или месторождений).

Мы специально несколько подробно остановились на этих вопросах, чтобы подчеркнуть актуальность и важность решения задачи гидродинамических и теплофизических исследований скважин.

В этих условиях идея проведения гидродинамических исследований и получения требуемых результатов без глубинных спусков приборов путем

проведения только устьевых замеров, становится достаточно привлекательной, если не сказать актуальной. При этом по нашему мнению неправильно полностью отказываться от глубинных замеров, за ними должна оставаться роль контрольных, которые проводятся на 1-2 скважинах, 1-2 раза в году с целью подтверждения правомочности методики устьевых замеров. По крайней мере на первое время, пока не убедимся в идентичности результатов обеих методов измерения. Особенно в плане определения теплофизических параметров, которые вообще не присутствовали в гидродинамических исследованиях.

Таким образом, нами поставлена задача разработки методики проведения полного комплекса гидродинамических исследований геотермальных скважин с обеспечением требуемой точности, на основе только устьевых замеров. В этом плане дагестанскими учеными выполнена значительная работа. Но ввиду недостаточности учета некоторых факторов и роста глубин, как мы считаем, расчетные значения параметров все еще не сходятся с замеренными, с достаточной точностью.

Мы считаем также необходимым отметить, что в научных целях мы намерены попытаться в последующем оценить и освоение потенциально больших глубин до 10-15 км, где предполагаются большие запасы пароводяной смеси. Предварительные оценки показывают, что по целому ряду геотермальных месторождений с сравнительно меньшими глубинами такие методики могут быть разработаны без больших усилий, на основе уже выполненных исследований и их результатов. Есть сложные решения, но поставленная цель может быть достигнута.

Геофизические работы с пуском электрокабелей осложняются термобарическими условиями на больших глубинах, и стоимость таких работ стремительно растет. В настоящее время наиболее доступные кабели чешского производства рассчитаны на стабильную работу при температурах не более 120^0С. Приборы для гидродинамических исследований спускаемые на проволоке, в силу особенностей механизма регистрации и записи, также снижают качество своей работы на больших глубинах. А дагестанской геотермальной энергетике еще предстоят большие работы на площадях Северного Дагестана по совместному извлечению геотермальной энергии и ценных полезных ископаемых высокотемпературных рассолов. Геотермальную энергетику впереди неизбежно ждут значительно большие глубины, чем достигнуты сегодня и к этому необходимо готовиться заранее. Пересчетные методы, постановка разработки которых рассмотрена выше, являются одним из фрагментов такой подготовки.

Литература:

1. *Гайдаров Г.М.* Особенности методов гидродинамических исследований геотермальных скважин. Проблемы геотермальной энергетики Дагестана. Под рук. Чл.-кор. АН СССР Х.И.Амирханова.- М.: Недра, 1980. 105с.
2. *Гайдаров Г.М., Ниналалов А.И., Матаев Г.А.* Определение теплофизических характеристик горных пород по промысловым исследованиям. Уч. зап. Дагестанского гос.пед.института, 1966, 5.
3. *Ниналалов А.И., Гайдаров Г.М.* Оценка теплофизических параметров горных пород по результатам исследований скважин на квазистационарном тепловом режиме. Под рук. Чл.-кор. АН СССР Х.И.Амирханова.- Махачкала, 1970. 51с.

РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ СО СКАЧКОМ ВСЛЕДСТВИЕ ФАЗОВОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ В ПОДЗЕМНОМ РЕЗЕРВУАРЕ

Руднева М.В., Руднев В.П.

Астраханский Государственный Технический Университет;
Астрахань, Россия; 414025, ул.Татищева 16; e-mail: mvrudneva@yandex.ru , akilyin@newmail.ru

В скважине подземного геотермального источника обычно движутся по насосно-компрессорному трубопроводу и межтрубью встречные потоки холодного конденсата и горячей пластовой смеси. В зависимости от того, по какому трубопроводу будет подаваться холодный конденсат, имеем два варианта теплового режима скважины. В подстилающем пласте закачиваемый конденсат изменяет свои параметры. Поступающая в скважину горячая пластовая смесь частично может претерпеть фазовое превращение. Фазовое превращение в расчете температуры потоков учитывается отдельно перепадом температуры ΔT непосредственно у башмака колонны.

Вариант "А". Если закачка холодного конденсата осуществляется по насосно-компрессорному трубопроводу, а отбирается горячая смесь по межтрубному пространству или имеем обратную схему (вариант "В") движения потоков в любом варианте, распределение температуры встречных потоков описывается следующими формулами:

$$T_1 = R_1 e^{r_1 l} + R_2 e^{r_2 l} + \varphi_1(l);$$

$$T_2 = R_3 e^{r_1 l} + R_4 e^{r_2 l} + \varphi_2(l);$$

где произвольные постоянные величины R_1, R_2, R_3, R_4 комплексные величины a, b, c, г, ж, r_1, r_2 и функции $\varphi_1(l)$, $\varphi_2(l)$ выражены параметрами, учитывающими технологические, теплофизические свойства конденсата, пластовой смеси, породы и конструкцию скважины:

$$a = \frac{k_2 \pi d_2}{M_2 C_2}; \quad b = \frac{k_1 \pi d_1}{M_2 C_2}; \quad c = \frac{k_1 \pi d_1}{M_1 C_1}; \quad г = \frac{8\lambda_1 M_1^2 v_1^2}{\pi_1^2 d_1^2 C_1}; \quad ж = \frac{8\lambda_2 M_2^2 v_2^2}{\pi^2 \left(d_2^2 - d_{1*}^2\right)\left(d_2 - d_{1*}\right) C_2};$$

$$r_{1,2} = \frac{(a+b+c)}{2} \pm \sqrt{\frac{(a+b+c)^2}{4} - ac};$$

$$\varphi_1(l) = \left[\frac{ac\beta\alpha - r_1\left(acT_0 + cж + aг + bг\right)}{r_1^2\left(r_2 - r_1\right)}\right]\left(e^{r_1 l} - 1\right) - \frac{ac\beta\alpha}{r_2 r} l -$$

$$- \left[\frac{ac\beta\alpha - r_2\left(acT_0 + cж + aг + bг\right)}{r_2^2\left(r_2 - r_1\right)}\right]\left(e^{r_2 l} - 1\right),$$

$$\varphi_2(l) = \left[\frac{ac\beta\alpha - r_1\left(acT_0 + cж + bг - a\alpha\beta\right)}{r_1^2\left(r_2 - r_1\right)}\right]\left(e^{r_1 l} - 1\right) -$$

$$- \left[\frac{ac\beta\alpha - r_2\left(acT_0 + cж + bг - a\alpha\beta\right)}{r_2^2\left(r_2 - r_1\right)}\right]\left(e^{r_2 l} - 1\right) - \frac{ac\beta\alpha}{r_2 r_1}.$$

Для варианта "А" когда холодный конденсат закачивается по НКТ, а горячая смесь отбирается по межтрубью в величинах *a, b, c,* массовый расход M_1 имеет отрицательный знак, а массовый расход M_2 - положительный. Затем, с

учетом полученных знаков для величин *a, b, c,* r_1, r_2 рассчитываются функции $\varphi_1(l), \varphi_2(l)$ или постоянные значения $\varphi_1(L), \varphi_2(L)$. Для вычисления произвольных постоянных R_1, R_2, R_3, R_4 величины *a, b, c* подставляются в их абсолютном значении, тогда как величины $r_1, r_2,$ подстанавливаются с их знаками:

$$R_1 = \frac{c\Delta T + г}{r_1} - \frac{\left[T_{1L} - \frac{c\Delta T + г}{r_1} e^{r_1 L} - \varphi_1(L)\right]}{\left(e^{r_2 L} - \frac{r_2}{r_1} e^{r_1 L}\right)} \cdot \frac{r_1}{r_2};$$

$$R_2 = \frac{T_{1L} - \frac{c\Delta T + г}{r_1} e^{r_1 L} - \varphi_1(L)}{\left(e^{r_2 L} - \frac{r_2}{r_1} e^{r_1 L}\right)};$$

$$R_3 = \left[г - R_1(r_1 - c) - R_2(r_2 - c)\right] \cdot \frac{(r_2 + a)}{c(r_2 - r_1)} - \frac{(aT_0 + b\Delta T + ж)}{(r_2 - r_1)};$$

$$R_4 = R_1 + R_2 - R_3 - \Delta T.$$

Величина *г* выше имеет знак минус, а величина *ж* - знак плюс. Обе они учитывают теплоты трения в потоках.

Для **варианта "В"**, когда холодный конденсат закачивается по межтрубью, а горячая смесь отбирается по НКТ в величинах *a, b, c,* $r_1, r_2,$ массовый расход M_1 имеет положительный знак, а массовый расход M_2 - отрицательный. Затем, с учетом полученных знаков для величин *a, b, c,* $r_1, r_2,$ могут рассчитываться функции $\varphi_1(l), \varphi_2(l)$ или постоянные $\varphi_1(L), \varphi_2(L)$.

Для вычисления произвольных постоянных R_1, R_2, R_3, R_4 величины *a, b, c* подстанавливаются в их абсолютном значении, тогда как величины $r_1, r_2,$ подстанавливаются с их знаками:

$$R_1 = \frac{\Delta T + \frac{c\Delta T + г}{r_2} - R_3 - R_4}{\left(\frac{r_1}{r_2} - 1\right)};$$

$$R_2 = R_3 + R_4 - R_1 - \Delta T;$$

$$R_3 = -\frac{(r_2 - a)(T_{2L} - \varphi_2(l))}{(r_1 - a)e^{r_2 L} - (r_2 - a)e^{r_1 L}} - \frac{(aT_0 - b\Delta T - ж)e^{r_2 L}}{(r_1 - a)e^{r_2 L} - (r_2 - a)e^{r_1 L}};$$

$$R_4 = -R_3 \frac{e^{r_1 L}}{e^{r_2 L}} + \frac{(T_{2L} - \varphi_2(L))e^{r_2 L}}{e^{r_2 L}};$$

Величина *г* в данном варианте имеет знак плюс, величина *ж* знак минус.

Выше в формулах применяются следующие обозначения параметров:

T_1, T_2 – текущая температура потоков, соответственно в НКТ и межтрубном пространстве;

T_{10}, T_{1L}, T_{20}, T_{2L} – температура потоков, соответственно в НКТ и межтрубном пространстве у башмака и на устье скважины, К.

K_1, K_2 – коэффициенты теплопередачи соответственно из НКТ в межтрубное пространство и из межтрубья в окружающие пласты породы через стенку технической колонны, вт/м^2 К.

C_1, C_2 – средние по длине теплоемкости рабочих сред потоков в НКТ и межтрубье, дж/кгК;
T_0 – температура порода у башмака в НКТ, К;
v_1, v_2 – удельные объемы рабочих сред потоков в НКТ и межтрубье, $м^3$/кг;
d_1, d_{1*}, d_2 – диаметры НКТ (внутренний и внешний) и внутренний технической колонны, образующей межтрубье, м;
λ_1, λ_2 – коэффициенты гидравлического сопротивления потоков рабочих сред в НКТ и межтрубье, безразм;
M_1, M_2 – массовые расходы потоков рабочих сред в НКТ и межтрубье, кг/с.

$\beta = \left|\frac{\Delta Z}{L}\right|$ - отношение перепада высот устья (конца) и забоя (начала) скважины (трубопровода) к полной длине колонны (трубопровода).

За начало координат выберем забой скважины, положительное направление оси Z вверх.

Закономерность распределения температуры породы по глубине с учетом геотермического градиента α считаем линейной функцией $\theta = T_0 r - \alpha\beta l$, где T_0 – температура породы на забое.

Решение позволяет вычислить распределение температуры по длине ствола скважины встречных потоков с разными массовыми расходами и с учетом скачков температуры у башмака эксплуатационной колонны скважины. Скачок температуры (понижение или повышение при передаче теплоты от потока конденсата к пластовой смеси) обуславливается фазовым превращением в потоках и технологическими условиями. Величина скачка рассчитывается отдельным решением.

Выполнены примеры вычислений температуры потоков конденсата, закачиваемого по НКТ (вариант А) и закачиваемого по межтрубью (вариант В). Соответственно в первом варианте пластовая смесь отбирается по межтрубью, а во втором по НКТ. Конденсат подается с массовым расходом 6 кг/с и смесь отбирается с массовым сходом 4,4 кг/с. Внутренние диаметры НКТ 0,1003 м и технической колонны 0,1638 м. Разницей отметок башмака НКТ и низа технической колонны пренебрегаем. Начало вертикальной оси скважины расположено у башмака НКТ на глубине 1000 м. Конденсат закачивается с температурой 318 К. Температура пластов породы у башмака колонны равна 320 К. Коэффициенты теплопередачи K_1 и K_2 соответственно принимаем от 150 до 350 вт/$м^2$К и от 10 до 14 вт/$м^2$К. Вычисления сделаны на персональном компьютере по специально подготовленной программе для каждого варианта.

Расчетный эксперимент (см. таблицу 1) по формуле теплообмена встречных потоков смеси и газа позволяет:

- учесть скачок температуры ΔT у башмака колонны за счет фазового превращения в потоках конденсата и смеси;
- указывает на преимущество схемы (конденсат закачивается по межтрубью, а смесь отбирается по НКТ) по сравнению со схемой (конденсат закачивается по НКТ, а смесь отбирается по межтрубью), обеспечивающей меньшие потери тепла, но создающие конструктивные и технологические затруднения при разделении конденсата и смеси у башмака колонны;
- в результате теплообмена в стволе скважины могут происходить потери тепла или подвод тепла к потоку пластовой смеси.

Результаты вычислений позволяют проследить изменение температуры потоков с различными массовыми расходами по длине скважины (см. таблицу 2).

Решение имеет практическое значение при проектировании и эксплуатации скважин в различных отраслях промышленности.

Таблица 1. Температуры встречных потоков скважины в узловых точках.

Коэффициенты теплопередачи, вт/м^2·К		Температуры в узловых точках, К			
K_1	K_2	T_{1L}	T_{10}	T_{20}	T_{2L}
Вариант А					
150	14	318	314,8	313,3	309,6
200	14	318	313,8	312,8	309,8
300	14	318	313,3	312,1	309,9
350	14	318	312,9	311,9	309,9
150	10	318	315,5	314,5	311,3
200	10	318	315,1	314,1	311,4
Вариант В					
150	14	313,3	307,2	308,2	318
200	14	313,7	306,7	307,7	318
300	14	314,4	306,1	307,1	318
350	14	314,9	307,9	308,4	318
150	10	314,7	309,5	310,5	318
200	10	315,1	39,1	310,1	318

Таблица 2. Температуры встречных потоков скважины с учетом и без трения в потоках.

Длина, м	Коэффициенты теплопередачи, вт/м^{2}К		Температуры, К			
	K_1	K_2	с учетом трения		без учета трения	
			T_1	T_2	T_1	T_2
1000	200	14	318	309,8	318	309,6
800	200	14	314,2	308,6	313,9	308,2
600	200	14	312,3	308,8	311,8	308,2
400	200	14	311,9	310,0	311,3	309,3
200	200	14	312,6	311,7	311,8	310,8
0	200	14	313,8	312,8	312,9	311,9

Литература:

1. *Руднев В.П.* Частные случаи температурного режима скважины подземного хранилища // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья: науч.-техн. сб. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1974. Вып. 5. С.6-9.
2. *Руднев В.П., Бобровский С.А.* Распределение температуры сжиженного газа и рассола, движущихся в скважине подземного хранилища // Газовое дело: науч.-техн. сб. - М., 1968. – №1. С.25-27.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОГО НАСОСА В БИВАЛЕНТНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ

Мезенцева Н.Н.

Институт теплофизики СО РАН;
Новосибирск, Россия; пр.Лаврентьева 1; e-mail: mezn@itp.nsc.ru

В работе рассмотрены различные режимы работы парокомпрессионного теплового насоса и котельной установки. Были проведены расчеты озонобезопасных смесей хладагентов R32/R152a и R32/R134a с различной концентрацией входящих компонентов. Результаты сопоставлены с чистыми хладагентами, составляющими исходную смесь. Показана эффективность использования энергоресурсов при работе теплового насоса и котельной установки в различных режимах работы.

Введение. Применение в энергетике более эффективных и экологически чистых технологий на сегодняшний день является одной из важнейших задач. Это связано как с необходимостью экономии энергоресурсов, так и с защитой окружающей среды. И проблема защиты окружающей среды еще более обострится в связи с ожидаемым возрастанием потребления угля.

Одной из эффективных энергосберегающих технологий, дающих возможность экономить органическое топливо, снизить до минимума загрязнение окружающей среды, а так же удовлетворить нужды потребителей в высокопотенциальном тепле, является применение тепловых насосов. Тепловой насос представляет собой компактную установку, преобразующую низкопотенциальное тепло в энергию более высокого потенциала, пригодную для практического использования. В качестве источников низкопотенциальной теплоты может быть использована не только вода технологических циклов, но и тепло грунтовых, артезианских, термальных вод, промышленных стоков, воды рек, озер, морей и любое бросовое тепло. Следует отметить, что за рубежом выгодно использовать низкопотенциальное тепло, а в России, в стране холода, проще построить котельную, чем использовать сбросные низкопотениальные источники теплоты.

Однако даже зимой когда температура наружного воздуха выше - 15 ^{o}C, нагрузку котельной может взять на себя тепловой насос. При понижении температуры наружного воздуха появляется возможность использования различных схем подключения котельной установки (КУ) и теплового насоса (ТН).

Целью данного исследования был анализ различных режимов работы парокомпрессионного теплового насоса с котельной установкой. Рассмотрены как раздельный, так и бивалентный режимы работы котельной установки и парокомпрессионного теплового насоса.

Режимы работы теплового насоса с котельной установкой.

Раздельный режим работы котельной установки и теплового насоса. При таком режиме работы ТН с котельной установкой подача прямой сетевой воды осуществляется в соответствии с графиком 95/70 ^{o}C. Тепловой насос включается с началом отопительного периода и обеспечивает подачу тепловой энергии до достижения среднесуточной наружной температуры -10°C. Дальнейшее применение теплового насоса нецелесообразно из-за невозможности подачи прямой сетевой воды в соответствии с температурным графиком. Далее тепловой насос останавливается и в работу включается котельная установка. Выше описанная схема приведена на рис.1.

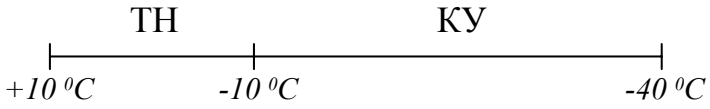


Рис.1. Схема раздельного режима работы ТН и КУ.

Результаты расчетов для раздельного режима работы котельной установки и теплового насоса сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Результаты расчетов для раздельного и бивалентного режимов работы парокомпрессионного теплового насоса и котельной установки.

Хладагент	Доля теплоты, вырабатываемая		Стоимость тепловой энергии, вырабатываемой		Суммарная стоимость тепловой энергии, руб	Эффективность использования энергоресурсов %
	ТН, %	КУ, %	ТН, руб/Гкал	КУ, руб/Гкал		
Раздельный режим работы КУ и ТН						
R32	*35,8*	*64,2*	*73,25*	*320,91*	*394,16*	*21,17*
R152a			*65,19*	*320,91*	*386,10*	*22,78*
R134a			*67,98*	*320,91*	*388,89*	*22,22*
R32/R152a			*69,00*	*320,91*	*389,91*	*22,02*
R32/R134a			*69,48*	*320,91*	*390,39*	*21,91*
Бивалентный режим работы КУ и ТН						
R32	*62,8*	*37,2*	*142,19*	*185,95*	*328,14*	*34,37*
R152a			*125,37*	*185,95*	*311,32*	*37,74*
R134a			*131,31*	*185,95*	*317,26*	*36,55*
R32/R152a			*133,26*	*185,95*	*319,21*	*36,16*
R32/R134a			*134,46*	*185,95*	*320,41*	*35,92*

Бивалентный режим работы котельной установки и теплового насоса. Так же был рассмотрен бивалентный режим работы ТН и КУ. В данном режиме работы при достижении среднесуточной наружной температуры +10 ^{o}C в работу включается тепловой насос. Подача прямой сетевой воды осуществляется в соответствии с графиком отопления 95/70°C. Тепловой насос обеспечивает подачу тепловой энергии до достижения среднесуточной наружной температуры -10 ^{o}C. Далее тепловой насос не обеспечивает подачу прямой сетевой воды в соответствии с температурным графиком и в работу включается котельная установка. При достижении среднесуточной температуры -20 ^{o}C тепловой насос отключается и далее работает одна котельная установка. Выше описанная схема приведена на рис.2.

Результаты расчетов для бивалентного режима работы котельной установки и теплового насоса сведены в таблицу 1.

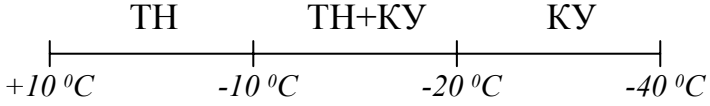


Рис.2. Схема бивалентного режима работы ТН и КУ.

Эффективность парокомпрессионных тепловых насосов. Для оценки эффективности термодинамического цикла принято использовать коэффициент преобразования. На рис. 3 представлены зависимости коэффициента преобразования энергии в тепловом насосе в зависимости от перепада температур между процессами испарения и конденсации для озонобезопасных хладагентов и их смесей. Уменьшение перепада между температурами кипения и конденсации в теплонасосном цикле вызывает сокращение работы сжатия из-за увеличения количества теплоты, подведенной от низкопотенциального источника. И, как следствие, влечет возрастание коэффициента преобразования энергии.

Наиболее высокие значения коэффициента преобразования показывает смесь озонобезопасных хладагентов R32/R152a (50/50%).

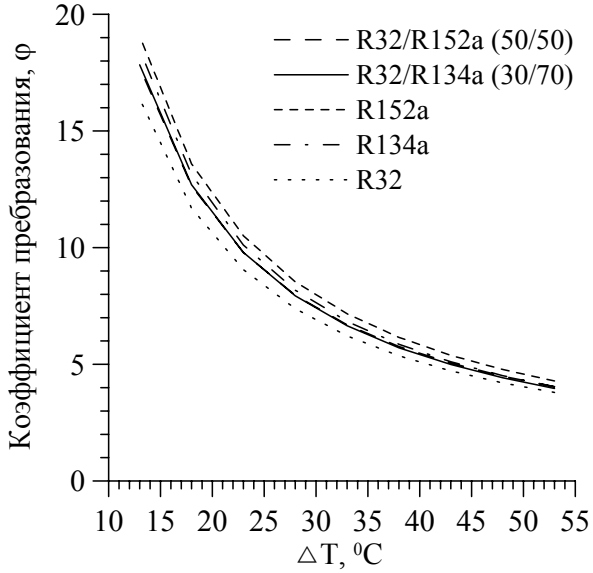


Рис.3. Зависимость коэффициента преобразования от разности температур конденсации и кипения ΔT для хладагентов и их смесей.

Заключение

1. На сегодняшний день в России ситуация такова, что от работающих котельных установок отказаться нельзя. Поэтому предлагается часть тепловой нагрузки снять с котельной и производить тепловым насосом, который в свою очередь является экологически чистым энергосберегающим устройством.
2. При выработке тепловой энергии в раздельном режиме работы котельной установки (64,2%) и теплового насоса (35,8%) эффективность использования энергоресурсов составляет порядка 22 % как при использовании чистых хладонов, так и при использовании смесей.
3. Результаты исследований показывают, что при бивалентном режиме работы теплового насоса (62,8%) и котельной установки (37,2%) эффективность использования энергоресурсов достаточно высока и составляет порядка 36 %. Что значительно выше, чем при раздельном режиме работы КУ и ТН.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТОВ

Ильин Р.А., Дорохин И.А., Ильин А.К.

Лаборатория нетрадиционной энергетики ОЭП СНЦ РАН (при АГТУ);
Астрахань, Россия; 414025, ул.Татищева 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

Изложены некоторые особенности использования тепловых насосов и рекомендации по их выбору для потребителей тепловой энергии различных типов и мощностей.

Использование тепловых насосов (ТН) связано с определенными ограничениями термодинамического и технико-экономического характера [1-8].

Удельная стоимость тепловых насосов (на 1 кВт номинальной тепловой мощности) также достаточно стабильна и зависит от мощности. В диапазоне тепловых мощностей 100 - 1000 кВт удельная стоимость составляет 200 – 100 долл США/кВт, уменьшаясь далее до 70 - 50.

1. Часто тепловые насосы используются, в том числе, при высоких разностях температур $T_г$ - $T_х$, при которых действительный коэффициент преобразования энергии $\mu_д$ имеет экономически недопустимые величины, т.е. меньше 4-х и во многих случаях – меньше 3-х. При таких величинах $\mu_д$ использование ТН термодинамически и экономически неприемлемо, т.к. в этом случае поток тепловой энергии от ТН меньше, чем тепловая энергия, затраченная при получении электрической энергии на привод теплового насоса. Это не позволяет говорить о сроке окупаемости ТН, т.к. их использование в таких условиях является существенно убыточным (кроме определенных частных случаев).

2. Очевидно, существует минимальное значение величины $\mu_{д(мин)}$, ниже которой использование ТН просто неприемлемо. Для оценки этой величины можно использовать следующее условие, предлагаемое авторами:

$$\mu_{д(мин)} \cdot \eta_{тн} \cdot f = f_{эл} + [1/(C \cdot \tau)] \cdot \kappa_0 \cdot \mu_{д(мин)} \cdot \eta_{тн}, \qquad (1)$$

где $f_{эл}$, $f_{тепл}$ – тарифы соответственно на электрическую и тепловую энергию, руб/(кВт·ч); C – срок окупаемости ТН, лет; τ – число часов работы ТН в год, ч/год; κ_0 – удельная стоимость ТН на 1 кВт номинальный тепловой мощности, руб/кВт.

Анализ по (1) показывает, что тарифы на электрическую и тепловую энергию достаточно существенно влияют на величину $\mu_{д(мин)}$. Информация по минимальным величинам μ при различных условиях приведена в таблице 1.

Таблица 1. Минимальные теоретические и действительные величины коэффициентов преобразования энергии в тепловых насосах.

Условия определения	μ
1. Минимальный коэффициент преобразования энергии ТН с учетом КПД электростанции (0,4), без учета каких-либо потерь, без учета капиталовложений	2,5
2. То же, но с учетом КПД $\eta_{тн} = 0,6$	4,0
3. Величина $\mu_{д(мин)}$ по (1) при условиях: $\eta_{тн} = 0,6$, стоимость ТН = 6000 руб/кВт, $C = 2$ года	4,2-4,5

Очевидно, что приемлемый в настоящее время срок окупаемости ТН может быть достигнут при коэффициентах преобразования более 4,5…5.

3. Весьма важна информация о режимах работы ТН на частичных нагрузках при условиях полного или частичного поддержания основных потребительских

параметров – тепловой производительности и температуры горячего теплоносителя (или обоих, или одного из них). Возмущающим фактором являлось изменение температуры T_x холодного теплоносителя, используемого в ТН. Были проанализированы следующие варианты работы ТН [3]: 1 – при сохранении постоянной тепловой производительности и температуры горячего теплоносителя, 2 – при сохранении температуры горячего теплоносителя и мощности привода ТН.

При анализе использовалась система уравнений, описывающих работу ТН. Она учитывает тепловые балансы в теплообменниках, энергетические преобразования, потери в цикле и компрессоре, начальные условия.

Получены следующие выводы, в частности, – по варианту 1. Коэффициент преобразования энергии имеет высокие значения при $T_x > T_{x.ном}$; при $T_x < T_{x.ном}$ он не ниже минимального (4…5) до T_x = 315 К. Для практики важно с точки зрения энергосбережения, что при повышении T_x постоянная тепловая производительность ТН может быть достигнута при снижении потребляемой мощности за счет регулируемого (по T_x) электропривода насоса. При параметрах ТН, используемых при анализе, закон регулирования мощности привода имеет линейный характер, что вполне удобно при введении регулирования электропривода, и может быть выражен в рассмотренном варианте формулой:

$$N / N_{ном} = 1 – 0{,}02 \cdot (T_x - 323), \quad (2)$$

где $N / N_{ном}$ – отношение мощности привода ТН при текущей величине T_x к номинальной мощности.

4. Авторами разработаны рекомендации по подбору тепловых насосов различных марок отечественного и зарубежного производства для различных типов потребителей, а также для различных требуемых тепловых мощностей (табл.2).

Таблица 2. Тепловые насосы, рекомендуемые для использования в системах теплоснабжения для различных групп потребителей при тепловой производительности 10…100 кВт.

Тип объекта	Тепловая мощность, кВт		
	До 10	От 10 до 100	Более 100
Частный дом, коттедж			
Напольная водяная система отопления	Thermia Comfort 55 Thermia Comfort 75 Thermia Comfort 105 Thermia Diplomat 10 Thermia Eko 55 Vector 8-22 Vector 12-22 Vector 17-22 ТХУ6-4-0 ТХУ-14	Viessman Vitocal 300 BW 113 Viessman Vitocal 300 BW 116 Viessman Vitocal 300 BW 212 Viessman Vitocal 300 BW 216 Viessman Vitocal 300 BW 220 IS-48 (OCTOPUS) ТХУ24-4-0	
Воздушное отопление	FHP CW 009 FHP CW 015 FHP GT 010 FHP GT 030 FHP GT 012	FHP CW 018 FHP GT 036 FHP GT 042 FHP GT 048 FHP GT 062	
Многоквартирный жилой дом			

Напольная водяная система отопления		Thermia Robust 28 U/M Thermia Robust 38 U/M Thermia Robust 48 U/M Viessman Vitocal 300 BW 232 ТН-45(Тритон Лтд) Vector 330-38 Vector 800-38 НКТ10-4-9 НКВ60-2-8	FHP WP 120 FHP WP 180 FHP WP 210 FHP WP 240 FHP WP 360 FHP WP 420 ТН-600 (Тритон Лтд) НТ-110 ЗАО «Энергия» НТ-300 ЗАО «Энергия»
Воздушное отопление		FHP GT 062 FHP GT 070 FHP EM 041 FHP EM 060	FHP MB 360 FHP MB 480 FHP MB 600 FHP MB 720
Офисное здание, производственное предприятие			
Напольная водяная система отопления		Thermia Villa 105 Viessman Vitocal 300 AW 113 Viessman Vitocal 300 AW 116 Viessman Vitocal 350 AWO 110 Viessman Vitocal 350 AWO 114 Viessman Vitocal 350 AWO 120 Vector 460-38	Viessman Vitocal 300 BW 232 Viessman Vitocal 300 WW 240 Viessman Vitocal 300 WW 254 Viessman Vitocal 300 WW 280 НТ-280 ЗАО «Энергия» НТ-500 ЗАО «Энергия» Vector 900-38
Воздушное отопление	FHP CW 009 FHP GT 010 FHP EM 009 FHP EM 012	Viessman Vitocal 300 WW 280 FHP GT 048 FHP GT 042 FHP GT 054	FHP MB 360 FHP MB 480 Thermia Robust 48 U/M Viessman Vitocal 300 BW 232 Viessman Vitocal 300 WW 240
Обогрев бассейнов			
	Thermia Comfort 55 Thermia Diplomat 12 FHP ME 009 FHP ME 012 FHP ME 015 FHP ME 018 Vector 17-38 Vector 17-22 ТХУ6-4-0	Thermia Diplomat 16 Thermia Eko 105 Thermia Eko 155 Thermia Eko 180 ТН-24(Тритон Лтд) IS-61 (OCTOPUS) IS-81 (OCTOPUS) Vector 20-38 НКВ60-2-8 НКТ5-4-9	FHP MB 360 Thermia Robust 38 U/M Thermia Robust 48 U/M Viessman Vitocal 300 BW 232 Viessman Vitocal 300 BW 238 НТ-1000 ЗАО «Энергия» НТ-3000 ЗАО «Энергия»

В работе использовалась информация по тепловым насосам, производимым фирмами: ЗАО "Научно-производственная фирма Тритон Лтд"(Россия), Viessmann (Германия), FHP (США), Thermia (Швеция), OCTOPUS (Эстония), ЗАО «Энергия» (Россия), Economic Energy (Украина), ОАО «РЕФМА» Мелитопольский завод холодильного машиностроения (Украина).

При разработке учтены условия, характерные для Астраханской области. При выборе конкретного варианта теплоснабжения на основе ТН учитываются также: свойства источников низкопотенциальной теплоты, возможности

сочетания с действующей системой теплоснабжения, наличие электросети необходимой мощности и др.

Литература:

1. *Амерханов Р.А.* Тепловые насосы. М.: Энергоатомиздат, 2005. 160 с.
2. *Ильин А.К., Дуванов С.А.* Характеристики и свойства современных тепловых насосов / Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып.3. Саратов: Изд-во Саратовского госуниверситета, 2004. С.80-91.
3. *Ильин А.К., Дуванов С.А.* Анализ переменных режимов работы тепловых насосов // Вестник Саратовского ГТУ. 2004. №4(5). С.51-58.
4. *Ильин Р.А.* Некоторые особенности обратных термодинамических циклов тепловых насосов // Вестник АГТУ. 2006. №6(35). С.120-125.
5. *Ильин Р.А., Ильин А.К.* Эксергетическая оценка эффективности использования тепловых насосов // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. Приложение №8. 2006. С.43-46.
6. *Ковалев О.П., Ильин А.К., Волков А.В. и др.* Использование тепловых насосов в Приморском крае // Труды Дальневосточного ГТУ. 2003. Вып.133. С.205-211.
7. *Рей Д., Макмайкл Д.* Тепловые насосы. Пер. с англ. М.: Энергоиздат, 1982. 224с.
8. *Хайнрих Г., Найорк Х., Нестлер В.* Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения. Пер. с нем. М.: Стройиздат, 1985. 351 с.

О МЕТОДАХ РАСЧЕТА ПРОЦЕССА АДИАБАТНОГО ИСПАРЕНИЯ С ПОВЕРХНОСТИ

Ильина С.А.

Астраханский государственный технический университет;
Астрахань, Россия, 414025, ул.Татищева, 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

Выполнены расчеты и сравниваются результаты по процессам адиабатного испарения с поверхности воды и некоторых других жидкостей. За основу для сравнения принята известная формула Нестеренко А.В.

Процессы испарения воды имеют место как в природных условиях (водоемы различного назначения, солнечные пруды и др.), так и в технических устройствах и технологических процессах (теплообменные аппараты, градирни, хранилища, сушильные установки в химической и пищевой промышленности и др.).

При конвективной сушке овощных и других продуктов в потоке воздуха, как отмечается в литературе [1…9 и др.], в первом периоде – периоде постоянной скорости сушки испарение влаги с поверхности объекта соответствует законам испарения воды при аналогичных параметрах. Поэтому целесообразно оценить возможности использования в расчетах существующих теоретических и экспериментальных зависимостей, описывающих процессы тепло- и массообмена при сушке продуктов в первом периоде. Продолжительность этого периода составляет до 20…50 % от общего времени сушки. В некоторых случаях второй период (падающей скорости сушки) может быть аппроксимирован линейной зависимостью $w = f(\tau)$, что позволяет использовать, при определенной трансформации, эти же зависимости и упростить функцию $dw/d\tau = f(\tau)$ для этого периода.

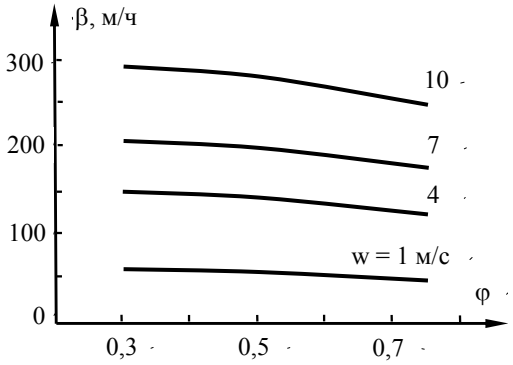


Рис.1. Зависимость коэффициента конвективного массообмена β от относительной влажности φ и скорости потока воздуха w при адиабатном испарении воды с плоской поверхности: $t_в$ = 22 °С, l = 0,06 м.

Автором использовались для анализа: экспериментальные зависимости Нестеренко А. (1954г.) для широкого диапазона параметров процесса тепло- и массообмена при испарении воды с горизонтальной плоской поверхности; известные расчетные формулы для процесса тепло- и массообмена на поверхности горизонтальной плоской пластины, основанные на точном решении Польгаузена (1921г.); расчетные формулы Исаченко В. и Взорова В. (1961 г.), полученные при экспериментальном исследовании процессов тепло- и массообмена пористой пластины в потоке воздуха при испарении с ее

поверхности. Использовались также обобщения Фокина А. и Муштаева В. (1966г.), своих опытов и данных других исследователей (Нестеренко, Фресслинг, Ранц, Кришер) по тепломассообмену в системах анилин-воздух, нитробензол-воздух, бензол-воздух, бензол (капли-воздух), вода-воздух, вода (капли)-воздух, обобщения Джиллиленда Е. и Шервуда Т. (1934г.) по девяти жидкостям при испарении в турбулентный поток воздуха с вертикальной поверхности (стекание).

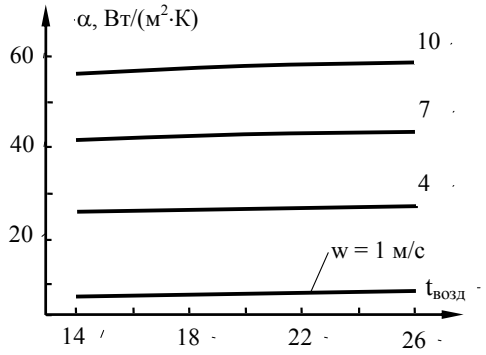


Рис.2. Зависимость коэффициента конвективного теплообмена α «воздух-вода» от температуры $t_в$ и скорости воздуха w при адиабатном испарении воды: φ = 0,45 , l = 0,5м.

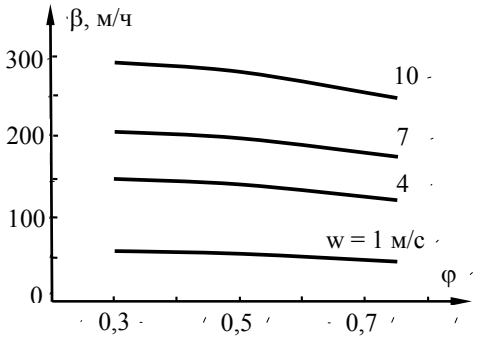


Рис.3. Зависимость коэффициента конвективного массообмена β от относительной влажности φ и скорости потока воздуха w при адиабатном испарении воды с плоской поверхности: $t_в$ = 22 °С, l = 0,06 м.

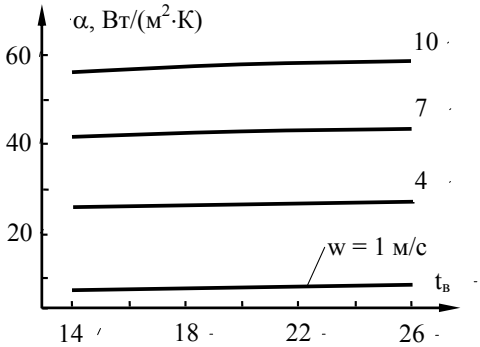


Рис.4. Зависимость коэффициента конвективного теплообмена α «воздух-вода» от температуры $t_в$ и скорости воздуха w при адиабатном испарении воды: φ = 0,45 , l = 0,5 м.

По зависимостям Нестеренко А., Польгаузена Е., Исаченко В. выполнены расчеты для определения коэффициентов теплообмена α, массообмена β и интенсивности испарения кг/(м^2·с) для одинаковых (для сравнения) условий процесса по относительной влажности φ, температуре $t_в$ и скорости w воздуха и по размерам l поверхности по направлению потока воздуха. Эти параметры в расчетах принимались в пределах: l = 0,01…0,5 м, $t_в$ = 14…26 ^{0}С (условия адиабатной низкопотециальной сушки), φ = 0,3…0,75, w = 1…10 м/с.

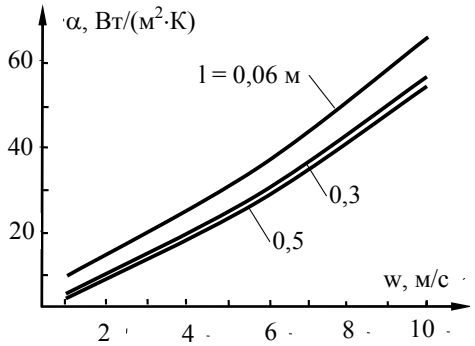


Рис.5. Зависимость коэффициента конвективного теплообмена α «воздух-вода» от скорости воздуха w при адиабатном испарении при различной протяженности поверхности испарения l: $t_в = 26$ °C, $\varphi = 0,6$.

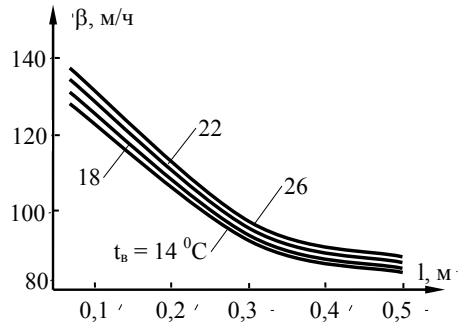


Рис.6. Зависимость коэффициента массообмена β от протяженности поверхности испарения при различных температурах воздуха (14, 18, 22, 26 °C): w = 4 м/с, φ = 0,6.

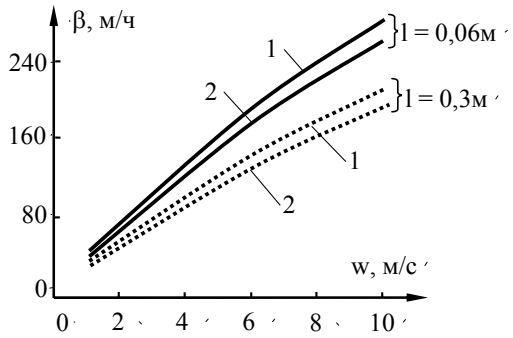


Рис.7. Зависимость коэффициента конвективного массообмена β от скорости потока воздуха w при температуре воздуха 26 ^{0}C при l = 0,06 м и 0,3 м и влажности φ = 0,3 (линия 1) и 0,45 (линия 2). Сплошные линии – по формуле Нестеренко, прерывистые – по формуле Исаченко для пористой пластины.

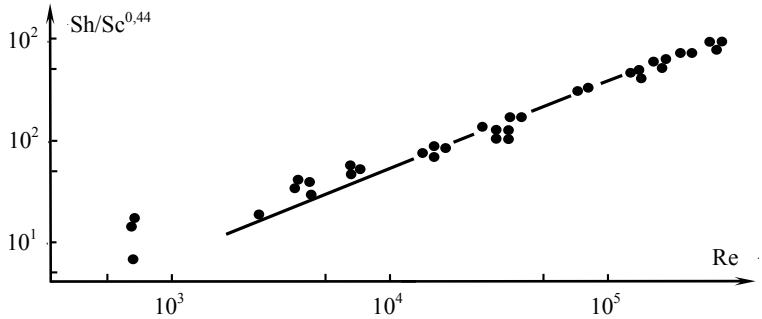


Рис.8. Обобщающая зависимость Джиллиленда Е и Шервуда Т. для определения коэффициента массообмена на поверхности различных жидкостей, стекающих в виде пленки по вертикальной поверхности (линия). Точки – наши расчеты по формуле Нестеренко А. для массообмена на горизонтальной поверхности воды в потоке воздуха.

Часть полученных результатов по формулам Нестеренко А. при различных сочетаниях параметров процесса тепло- и массообмена представлена

на рис.1…7, по которым можно оценить влияние на процесс различных параметров. Сравнение результатов по этой формуле с результатами расчетов по другим формулам показывает их сходимость при скоростях воздуха до 4 м/с с погрешностью ±10…15 %. На рис.8 показано в логарифмических координатах упомянутое выше обобщение Джиллиленда Е. и Шервуда Т. по массообмену в координатах $Sh/Sc^{0,44}$ – Re (Sh – критерий Шервуда, Sc – критерий Шмидта, Re – критерий Рейнольдса) в виде сплошной линии. Точки – по результатам наших расчетов при различных сочетаниях параметров процесса. Очевидна хорошая сходимость результатов.

Выводы. В литературе имеются расчетные формулы, по которым можно оценить прямые параметры интенсивности тепло- и массообмена при сушке, однако необходимы дополнительные экспериментальные данные для уточнения возможностей применимости этих формул.

Литература:

1. *Гинзбург А.С.* Основы теории и техники сушки пищевых продуктов. М.: Пищевая промышленность, 1973. 528 с.
2. *Крейт Ф., Блэк У.* Основы теплопередачи. Пер. с англ. М.: Мир, 1983. 512 с.
3. *Лыков А.В.* Теория сушки. Изд. 2-е. М.: Энергия, 1968. 472 с.
4. *Лыков М.В.* Сушка в химической промышленности. М.: Химия, 1970. 432 с.
5. *Романков П.Г., Рашковская Н.Б.* Сушка во взвешенном состоянии. Изд. 3-е. Ленинград: Химия, 1979. 272 с.
6. *Сажин Б.С.* Основы техники сушки. М.: Химия, 1984. 320 с.
7. Теория тепломассообмена / С.И. Исаев, И.А. Кожинов, В.И. Кофанов и др. Под ред. А.И. Леонтьева. М.: Высшая школа, 1979. 496 с.
8. *Уонг Х.* Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров. Справочник. Пер. с англ. М.: Атомиздат, 1979. 216 с.
9. *Филоненко Г.К., Гришин М.А., Гольденберг Я.М., Коссен В.К.* Сушка пищевых растительных материалов и субстратов. М.: Пищевая промышленность, 1998. 440 с.

РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Курганова Е.А.

Астраханский государственный технический университет;
Астрахань, Россия, 414025, ул.Татищева 16, e-mail: akilyin@newmail.ru

В работе приводятся основные положения и обсуждаются экспресс-методы тепловых расчетов процесса горения органических топлив.

Методы расчета теплотехнических характеристик процесса горения топлив развивались в основном советскими и российскими учеными [1-6 и др.]. В том числе, некоторые уточнения сделаны в работах автора [7-10]. В настоящее время развиты два экспресс-метода расчета, оптимальных по соотношению трудоемкости и точности расчетов:

1. Благодаря вкладу Корницкого С.Я., Пеккера Я.Л., Егорова В.Е. [1, 3] и др. разработана методика расчетов по приведенным характеристикам топлива (1931-1973 гг.);
2. Метод расчета по обобщенным константам топлива профессора Равича М.Б. [5, 6] (1953-1971 гг.), который после доработки находит все большее практическое применение.

Существуют и другие обобщенные и упрощенные способы расчетов, позволяющие производить отдельные определения просто и с достаточно высокой точностью. Так, обобщенная I, t - диаграмма Андрианова В.Н. [2] для определения энтальпии продуктов сгорания топлива дает сравнительно небольшую погрешность (0,5-1,6 %) и проста в использовании.

Сагадеев В.В. и др. [4] предлагают метод расчета теплоты сгорания углеводородных топлив по аддитивной схеме.

Корницким С.Я. (40-е годы 20 века) впервые все обобщенные константы отнесены к теплоте сгорания топлива, а не к его массе как в классическом методе, основанном на знании элементного (или химического) состава топлива. Константы вытекают из закономерности природы (правила Вельтера-Бертье), линейно связывающей физическую сторону рабочих процессов (расходы и скорости воздуха и продуктов сгорания) с химической – с количеством тепла, выделенным при сгорании и производными величинами (энтальпиями, тепловосприятиями и др.)

$V^0_в = a(Q^p_н /1000)$.

Количество кислорода, которое расходуется при полном сгорании сухого топлива, прямо пропорционально количеству выделенного тепла.

Коэффициент a практически является постоянной величиной, мало зависящей от состава горючей массы топлива. Для большинства энергетических топлив $a \approx 1{,}1$. Для водорода $a \approx 1{,}08$. Для углерода $a \approx 1{,}10$.

Таким образом, для расчетов по приведенным характеристикам топлива сохраняется количество исходных данных по топливу (достаточны лишь сведения о сорте (виде) и приведенной влажности топлива.

Обычно обобщенные зависимости в соответствии с правилом Вельтера-Бертье имеют простой, линейный характер. Например, приведенные объемы находятся по линейным уравнениям вида:

$V^{П} = a + kW^{П}$,

где коэффициенты *a* и *k* мало колеблются и находятся в зависимости от вида и сорта топлива. Стабильность всех констант практически исключает существенные ошибки в расчетах.

Пеккером Я.Л. [1] в 1966 году разработаны обобщенные *I*, *t* - диаграммы по числу опорных топлив (всего представлено 6 диаграмм), которые основаны на приведенных характеристиках (энтальпии отнесены не к массе топлива, а к теплоте его сгорания), что позволило резко сократить количество диаграмм. Например, одна такая универсальная диаграмма угля заменяет 30 диаграмму Флаксермана Ю.Н.

1. Донецкий АШ представляет все антрациты, полуантрациты, тощие угли и коксик;
2. Экибастузский каменный уголь представляет все каменные угли;
3. Назаровский бурый уголь – все бурые угли;
4. Торф – все торфы;
5. Высокосернистый мазут – все мазуты и нефть;
6. Природный газ – все природные и попутные газы.

Методика определения теоретической температуры горения по обобщенной *I*, *t* - диаграмме основана на равенстве энтальпий продуктов сгорания при этой температуре и суммы теплоты сгорания топлива и энтальпии, вводимого в топку:

$I_a = Q_н^р + \alpha I_В^0 = Q_н^р + I_В$, *кДж/кг*, или *ккал/кг*,

в приведенных величинах (при делении на $Q_н^р \cdot 10^{-3}$) -

$I_a = 1000 + \alpha I_В^{П,0} = 1000 + I_В^П$.

Следовательно, при $I_В^П = 0$ приведенная энтальпия продуктов сгорания при теоретической температуре $I_a^П = 1000$.

Поэтому на *I*, *t* - диаграммах вертикальная линия, соответствующая $I_Г^П = 1000$, в местах ее пересечения с кривыми $I_Г^П = f(\vartheta)$ дает теоретические температуры горения при различных избытках воздуха.

По обобщенной *I*, *t* - диаграмме Пеккера Я.Л. для природного газа можно определять энтальпии воздуха и продуктов сгорания, а также теоретическую температуру горения для любого природного газа без поправок на изменение состава при различных значениях избытка и температуры воздуха.

По диаграммам Пеккера Я.Л. можно определять энтальпии воздуха и продуктов сгорания топлив, а также теоретическую температуру горения при различных значениях избытка и температуры воздуха. Пеккером Я.Л. показана стабильность приведенных характеристик топлив. Например, для природных газов:

$V_В^{П,0} = 1{,}11$, $V_Г^{П,0} = 1{,}25$, $\vartheta_a \approx 2000^0 C$ ($\alpha = 1{,}1$, $t_В = 200^0 C$),

а, следовательно, большое преимущество приведенных характеристик в части исключения крупных ошибок и достижения более высокой точности расчета в случаях, когда отсутствует гарантия правильности анализов топлива и полного соответствия между составом и теплотой сгорания топлива.

Егоров В.Е. (1973г.) предлагает аналитический метод расчета теоретической температуры горения, основанный на использовании приведенных характеристик и выявленной зависимости:

$m = f(W^Г; \alpha; âèä\_òîïëèâà)$, где

$m = C_B V_B^{П} / \left(C_Г V_Г^{П}\right)$ - отношение водяных эквивалентов воздуха и продуктов сгорания.

$\vartheta_a = m I_a^{П} t_{возд} / \left(Э_{ТЛ} \alpha_T I_B^{П,0}\right)$,

где $I_a^{П} = 1000 + \alpha_T I_B^{П,0}$ – приведенная энтальпия продуктов сгорания при теоретической температуре горения; для α =1,0 – приведенная теоретическая энтальпия воздуха, поступающего в топку; α_T – коэффициент избытка воздуха в топке; $t_{возд}$ – температура воздуха, поступающего в топку, ℃; $Э_{ТЛ} \approx 1{,}0$ – поправочный коэффициент на состав горючей массы (для газов); m – отношение водяных эквивалентов воздуха, поступающего в топку, и продуктов сгорания при температуре ϑ_a:

$m = \alpha_T m^0 / 1 + (\alpha_T - 1) m^0$,

$m^0 = m^0_{w=0} 1 + 0{,}006 W^{П} / \left[1 + 0{,}0175 W^{П} a_t (t_{возд} - 100)\right]$.

Погрешность для природных газов составляет 0,1-0,6 %. Метод впервые позволяет определить теоретической температуре горения просто и с минимальными сведениями о топливе. Недостатком метода является то, что он не учитывает зольность и диссоциацию продуктов сгорания топлива.

Равичем М.Б.(60-е годы 20 века) установлено, что с увеличением теплоты сгорания природного газа (и других топлив) практически в той же степени возрастают объемы сухих и влажных продуктов горения, образующихся при сжигании газа в теоретически необходимом объеме воздуха. Поэтому теплота сгорания различных природных газов, отнесенная к 1 нм^3 продуктов горения, остается постоянной величиной, даже при существенном изменении теплоты сгорания газа. На этом положении основана методика теплотехнических расчетов по обобщенным константам продуктов горения [5].

К обобщенным характеристикам газообразного топлива относятся:

- жаропроизводительность топлива $t_{макс}$ и $t^{/}_{макс}$;
- максимальное содержание двуокиси углерода в сухих продуктах сгорания $CO_{2макс}$ в процентах по объему;
- максимальное содержание водяного пара в продуктах сгорания $H_2O_{макс}$ и $^{/}H_2O_{макс}$;
- низшая теплота сгорания газа отнесенная к 1 нм^3 влажных продуктов сгорания (ккал/нм^3): $R = Q_н^p / V_\Sigma^0$;
- отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания: $B = V_{С.Г.}^0 / V_\Sigma^0$;
- низшая теплота сгорания газа, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов сгорания (ккал/нм^3): $P = Q_н^p / V_{С.Г.}$

Для газообразного топлива значения обобщенных теплотехнических характеристик следующие: P = 1000 ккал/ нм^3 *;* B = 0,81*;* R = 810 ккал/ нм^3.

К обобщенным характеристикам относятся также:

- коэффициент отклонения реального объема сухих продуктов горения от теоретического объема сухих газов, при полном сгорании топлива при α =1,0;
- $h = \tilde{N}O_{2\,ìàêñ} / (\tilde{N}O_2 + CO + CH_4)$ или $h = CO_{2макс} / CO_2$;
- $C^{/}$ – отношение теплоемкостей продуктов полного сгорания при α = 1,0 в интервале температур от 0 °С до $t_{ух}$ к их теплоемкости в интервале температур от 0 °С до $t_{макс}$;

- K – отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 °С до $t_{ух}$ к объемной теплоемкости продуктов сгорания при α = 1,0 в интервале температур от 0 до $t_{макс}$;

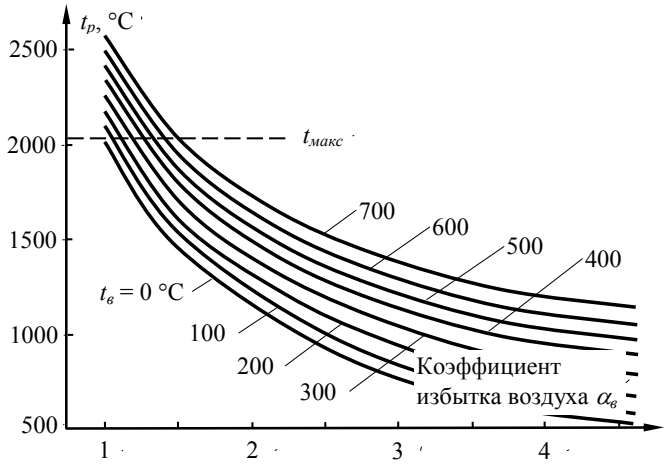


Рис.1. Расчетная температура горения природного газа t_p в зависимости от коэффициента избытка воздуха $\alpha_в$ при различной температуре подогрева воздуха $t_в$

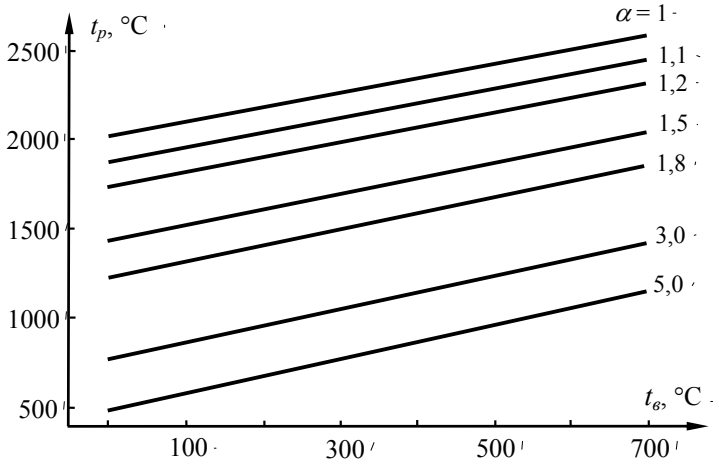


Рис.2. Расчетная температура горения природного газа t_p в зависимости от температуре подогрева воздуха $t_в$ при различных коэффициентах избытка воздуха α.

$C^{/} = 0{,}82 \div 1{,}00$ для топлив с $t_{макс} \geq 2000^0 C$;

$C^{/} = 0{,}83 \div 0{,}9$ для топлив с пониженной $t_{макс}$.

$K = 0{,}77 \div 0{,}9$ для топлив с $t_{макс} \geq 2000^0 C$;

$K = 0{,}79 \div 0{,}89$ для топлив с пониженной $t_{макс}$.

Пользуясь $C^{/}$ и K, можно подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания, потери тепла с уходящими газами и выполнить ряд других теплотехнических расчетов, не прибегая к определению состава топлива, объема продуктов сгорания и их средневзвешенной теплоемкости.

Равич М.Б. предлагает оценивать:

а) потери с уходящими газам, как:

$q_2 = 100(t_{ух} - t_B)(C^{/} + (h-1)BK)/t^{/}_{макс}$,

б) потери от химической неполноты сгорания топлива, как:

$q_3 = 100(30{,}2CO + 25{,}8H_2 + 85{,}5CH_4)h/P$

в) КПД котла по методу обратного баланса как разность между принятой за 100 % израсходованной теплотой и суммой тепловых потерь, %,

$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5)$.

Таким образом, применение расчетной методики Равича М.Б. по обобщенным константам для оценки эффективности использования топлива, не требует полного анализа топлива и определения его теплоты сгорания, что значительно упрощает расчеты.

По приведенным выше методам можно определить жаропроизводительность топлива, но интерес представляет температура горения при реальных условиях:

$\alpha = 1{,}0\text{-}5{,}0$; $t_B = 0 - 700^0 C$; $t_{макс} = 2040^0 C$.

Реальная температура t_P рассчитывается по формуле:

$t_P = t_{макс} + 0{,}8 t_B \alpha / 1 + 0{,}8(\alpha - 1)$.

На рис.1-2, по нашим расчетам (в качестве примера) видно, что реальная температура t существенно отличается от жаропроизводительности $t_{макс}$ из-за влияния подогрева воздуха $t_в$ и коэффициента избытка воздуха α.

Литература:

1. *Пеккер Я.Л.* Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива (обобщенные методы). М.: Энергия, 1977. 256 с.
2. *Андрианов В.Н.* Универсальная энтальпийная диаграмма для продуктов сгорания различных топлив // Теплоэнергетика, 1959. №3. С.70-72.
3. *Егоров В.Е.* Упрощенная методика расчета теоретической температуры сгорания» // Теплоэнергетика, 1973. №1.
4. *Сагадеев В.В., Сагадеев Е.В., Кафиатуллин Р.А., Сагадеев В.И.* Расчет теплоты сгорания углеводородных топлив. // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2001. №1-2. С.3-15.
5. *Равич М.Б.* Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Изд. 4-е. М.: Наука, 1966. 407 с.
6. *Равич М.Б.* Газ и эффективность его использования в народном хозяйстве. М.: Недра, 1987. 237 с.
7. *Ильин Р.А., Ильин А.К., Курганова Е.А.* О максимальной температуре горения природных газов / Малая энергетика – 2005. Материалы международн. конф. М.: Минэнерго РФ, 2005. С.123-124.
8. *Ильин Р.А., Курганова Е.А.* О критерии оценки эффективности теплоэнергетических установок / Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Материалы всеросс. конф. Екатеринбург: “Энергопресс”, 2005. С.74-76.
9. *Курганова Е.А.* Обобщенные характеристики процесса горения газообразного топлива / Материалы 5-ой Росс. научно-практич. конф. Ульяновск: УлГТУ, 2006. С.253-256.
10. *Ильин А.К., Курганова Е.А.* Обобщенные характеристики природных газов и водорода. Вестник АГТУ, 2006. №3(32). С.257-260.

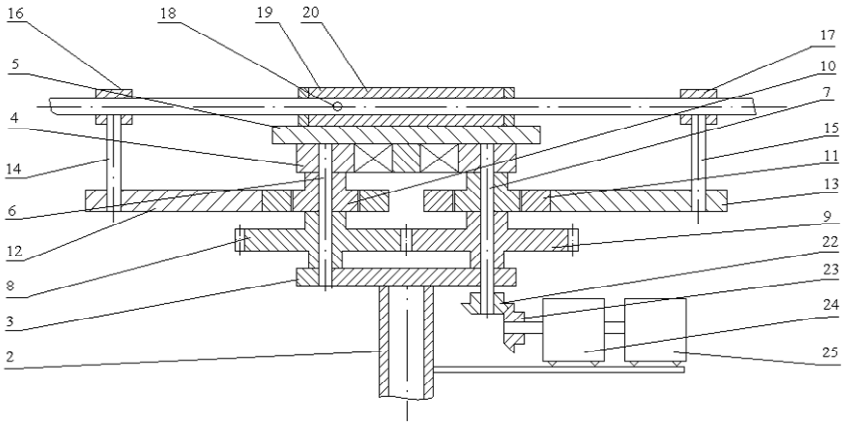
КОЛЕБЛЮЩИЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЭНЕРГИИ

Амадзиев А.М.[1], Алиев Р.А.[2]

[1] - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.
[2] – Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

Разработана принципиально новая конструкция преобразователя энергии ветра в электрическую энергию. Преобразователь позволяет существенно повысить КПД и уменьшить материалоемкость ветроэнергетической установки.

На рис.1 представлен вид В-В по рис.2 колеблющего преобразователя энергии.



1-стойка вертикальная;
2-каркас;
3,4-нижняя и верхняя пластины;
5- платформа поворотная;
6,7- первый, второй (выходной) валы;
8,9- первая и вторая шестерни;
10,11- первый и второй обгонные муфты;
12,13- первый и второй рычаги;
14,15-первый и второй пальцы;
16,17-первый и второй ползуны;
18-штанга;
19-отверстие фиксирующее;
20-втулка вторая;
21-кольца неподвижные;
22,23-ведущая и ведомая конические шестерни;
24-мультипликатор;
25-электрогенератор;
26-флюгер конический;
27-блочок;
28-трос;
29-палец третий;
30-втулка с наклонными пазами.

Рис.1

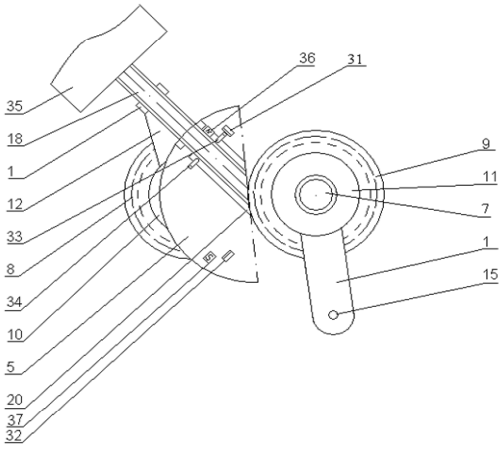
На рис.2 представлен вид А-А по фиг.1 колеблющего преобразователя энергии, где позиции 5-26 те же, что на рис.1.

На рис.3 представлена конструкция узла фиксаторов ориентации лопастей (вид С-С по рис.2), где позиции 5-35 те же, что на рис.1 и рис.2:

Принцип работы колеблющего преобразователя энергии заключается в следующем. Преобразователь энергии устанавливается на вертикальной стойке 1 с возможностью свободного поворота. Втулка первая с наклонным пазом 26 меняет ориентацию штанги 18 относительно направления ветра. Нижняя пластина 3 неподвижно связана с торцом первой втулки 2 и с помощью стоек (на рис.1 не указаны) параллельно нижней 3 устанавливается верхняя пластина 4, формирующие каркас преобразователя. Между указанными пластинами шарнирно установлены первый 6 и второй (выходной) 7 валы.

На первом и втором валах неподвижно установлены соответствующие шестерни 8, 9 и ступицы обгонных муфт 10, 11. Обоймы указанных муфт

неподвижно связаны с соответствующими радиальными рычагами 12 и 13. Концы указанных рычагов имеют отверстия, которые взаимодействуют с наконечниками шарнирно связанных с ними пальцев 14 и 15. Верхние концы указанных пальцев неподвижно связаны с ползунами 16 и 17. Ползуны установлены на штанг 18 с возможностью свободного продольного перемещения.



31,32- первый и второй упоры;
33,34-первый и второй фиксаторы ориентации лопастей;
35- лопасть первая;
36,37-первая и вторая пара магнитов.

Рис.2

Рычаги 12 и 13передают вращение на первую 10 и вторую 11 обгонные муфты при отклонении штанги 18 по часовой или против часовой стрелки.

На штанге 18 установлена вторая втулка 20 с возможностью относительно свободного поворота в пределах 90°. С двух концов второй втулки на штанге закреплены неподвижные кольца 21 для предотвращения её продольного смещения.

Вторая втулка имеет два радиальные отверстия, расположенные с верхней стороны через 90°, симметрично от вертикальной плоскости. Указанные отверстия взаимодействую с первым 33 и вторым 34 фиксаторами ориентации лопастей по очереди.

Штанга 18 имеет одно фиксирующее отверстие 19, которое совпадает по очереди то с первым, то со вторым отверстиями второй втулки 20 и взаимодействует с наконечниками 39 фиксаторов. Первый 33 и второй 34 фиксаторы ориентации лопастей установлены на поворотной платформе симметрично втулке 20 с двух противоположных сторон.

На двух концах штанги 18 установлены плоские лопасти, площади которых асимметричны относительно штанги, а плоскости их перпендикулярны друг другу. Причем асимметрия такая, что если под воздействием ветра на первую лопасть штанга вращается по часовой стрелке, а под воздействием на вторую лопасть – в противоположном направлении, т.е. против часовой стрелки.

При взаимодействии первой 33 и второй 34 фиксаторов ориентации лопасти со штангой 18, лопасть 35 устанавливается то перпендикулярно направлению ветра (направление флюгера 26), то вдоль указанного направления. При этом наконечники 39 фиксаторов 37, 38 входят в отверстие 19 и фиксирует то перпендикулярное, то продольное (относительно направления ветра) положение лопасти. При этом в рабочем положении находится по очереди то первая, то вторая лопасти. Переключение из одного положения в другое осуществляется в результате взаимодействия фиксаторов ориентации лопастей 33 и 34 с первым 31 и вторым 32 упорами. Упоры 31,32 установлены на верней пластине 4 так, чтобы активная область работы каждой лопасти находилась в пределах 90°, где рычаг воздействия силы ветра на валы максимален. Меняя

угловое положение упоров возможно экспериментально подобрать их оптимальное расположение.

Допустим при рабочем положении левой лопасти (ветер направлен на плоскость чертежа) штанга вращается по часовой стрелке. При этом первая обгонная муфта 10 приводит во вращение первый вал 6 по часовой стрелке. Вторая обгонная муфта 11 выходит из сцепления. Из-за сцепления шестерен 8 и 9 второй вал 7 вращается против часовой стрелке. После взаимодействия второго фиксатора ориентации лопастей 34 со вторым упором 32, вторая лопасть устанавливается в рабочее положение- перпендикулярно направлению ветра. Это происходит из-за воздействия ветра на асимметричную поверхность первой лопасти.

После поворота первой лопасти на 45°, вторая лопасть также становится под углом 45° к направления ветра. Для дальнейшего поворота лопасти используется сила взаимодействия магнитов.

После фиксации положения второй лопасти перпендикулярно направлению ветра начинается поворот штанги 18 в обратном направлении. При этом в сцепление входит вторая обгонная муфта, которая приводит во вращение второй вал 7 и установленную на нем вторую шестерню. Таким образом вторая шестерня становится ведущим и она вращается как прежде – против часовой стрелки. При этом первая обгонная муфта 10 выходит из сцепления. В результате сцепления шестерен 8 и 9 первый (ведущий) вал продолжает свое вращение по часовой стрелки.

Когда штанга доходит до первого упора 31 наконечник первого фиксатора ориентации лопасти 33 выходит из отверстия 19 и штанга 18 вращается вокруг соей оси в обратную сторону. Это происходит из-за асимметрии второй лопасти. После поворота второй лопасти на 90° фиксатор 34 удерживает перпендикулярное положение лопасти на всем протяжении рабочего участка. Первая лопасть при этом ориентируется вдоль направления ветра и не создает тормозящий момент.

Таким образом, не зависимо от направления колебания штанги на втором (выходном) валу создается положительный момент вращения.

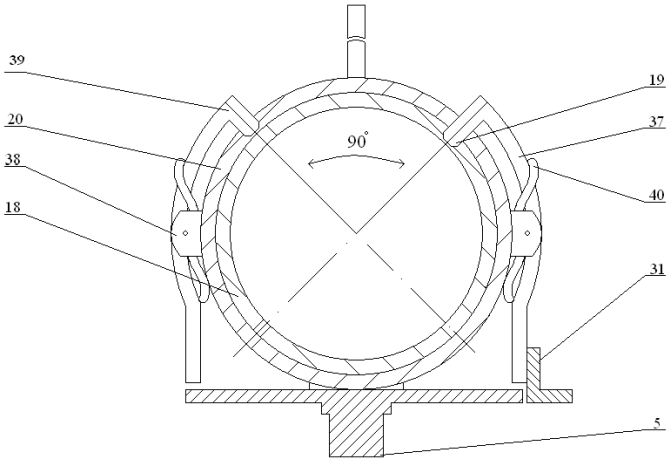
КПД преобразователя энергии ветра возрастает в результате того, что моменты вращения, создаваемые поворотом штанги по часовой и против часовой стрелке, складываются. Кроме того, колебания штанги происходит на участке траектории 90°. Рычаг, а следовательно и создаваемый им момент вращения на выходном валу максимальны. В отличии от известных ветродвигателей, где время активного воздействия ветра составляло всего Т/4, где Т-период вращения лопасти, в данном преобразователе время воздействия составляет Т, т.е. постоянное.

На втором (выходном) валу 7 установлена ведущая коническая шестерня 22, вращение от которой передается на ведомую шестерню 23. Ведомая коническая шестерня установлена на валу мультипликатора 24. Мультипликатор служит для повышения скорости вращения выходного вала до номинальной скорости вращения электрогенератора 25, подключенного к мультипликатору. Выходной вал может быть подключен к гидронасосу. Затем, масло под высоким давлением поступает в гидромотор, который приводит во вращение электрогенератор или водяной насос. В этом случае стравливая избыточное давление после гидронасоса, легко достичь синхронизацию вращения электрогенератора. Кроме того, применение гидросистемы позволяет параллельно

включать произвольное количество преобразователей энергии и получить большие суммарные мощности.

Для синхронизации работы электрогенератора при изменении скорости ветра может быть использован конический флюгер 26. При повышении скорости ветра конический флюгер 26 перемешается вдоль рычага флюгера и тянет за собою трос 28, перекинутый через блочок 27. Конец троса связан с пальцем 29. Указанный палец перемещается по вертикальному пазу стойки 1 и по наклонным пазам первой втулки 2. С помощью пружины 76 палец 29 тянется вверх и прижимает конический флюгер к ограничительному кольцу. При увеличении скорости ветра конический флюгер перемещается по горизонтальному рычагу и опускает палец 29 вниз. Это приводит к повороту первой втулки и установленной на ней всей конструкции преобразователя на угол φ относительно направления ветра. Этот угловой сдвиг приводит к уменьшению эффективной площади лопастей и уменьшению создаваемых ими моментов вращения на выходном валу, а следовательно и скорости вращения электрогенератора. Подбирая геометрические параметры конического флюгера, наклон пазов и жесткость пружины возможно синхронизировать скорость вращения электрогенератора в широком диапазоне изменения скорости ветра.

На рис.3 представлена конструкция фиксатора ориентации лопастей. Ко второй втулке 20 с двух сторон приварены кронштейны 36. С помощью указанных кронштейнов шарнирно установлены первый 37 и второй 38 фиксаторы. С помощью пружин 40 наконечники 39 фиксаторов прижимаются к поверхности штанги 18. Когда наконечник фиксатора совпадает с положением фиксирующего отверстия 19 в штанге 18, наконечник фиксатора входит в указанное отверстие и фиксирует одно из двух возможных положений плоских лопастей. Перпендикулярное (активное) или продольное (пассивное) положение лопастей сохраняется при повороте штанги 18 от первого упора 31 до второго 32 и наоборот.



38-кронштейны;
39- наконечник фиксатора;
40-пружины.

Рис.3

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА

Казимагомедов Р.Г.

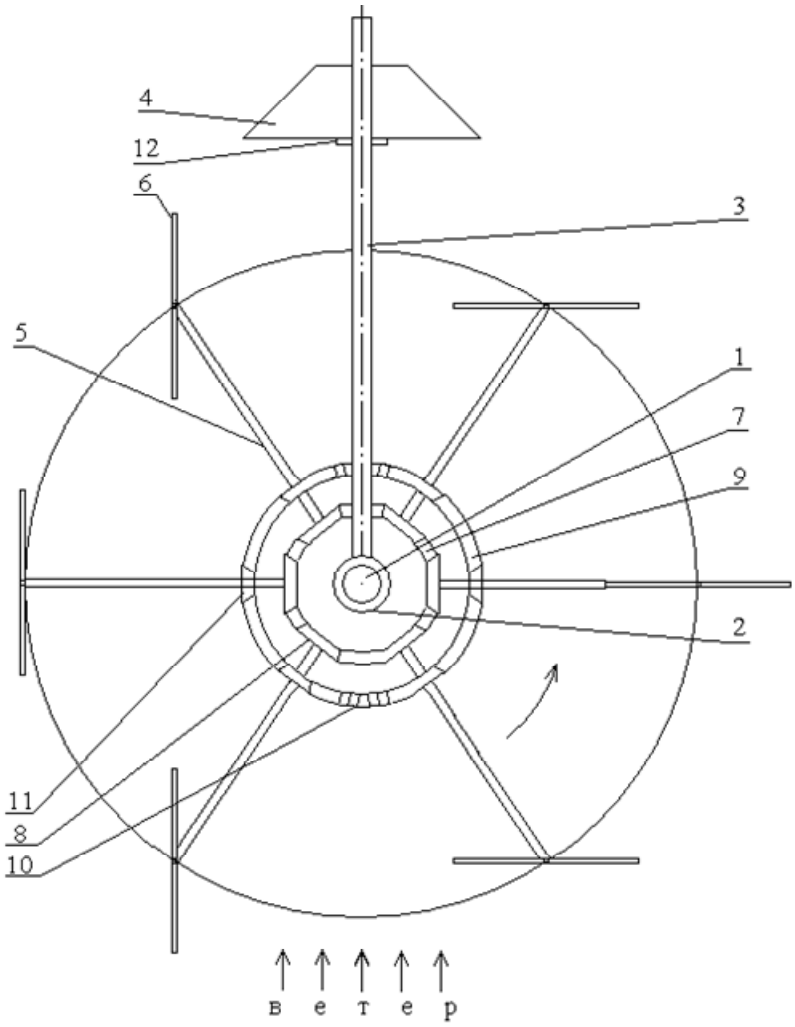
Институт проблем геотермии ДНЦ РАН
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

Разработка и создание возобновляющихся источников энергии, а именно преобразователей ветровой энергии в электрическую энергию является актуальной задачей.

К недостаткам известных ветроэнергетических установок относится сложность конструкции и высокая стоимость, что ограничивает их применение.

Разработана и запатентована конструкция ветроэнергетической установки, которая упрощенную конструкцию и низкую себестоимость [1].

Принцип работы ветроэнергетической установки, конструкция которой представлена на рис.1 – рис.2, заключается в следующем.



1 – вертикальная стойка;
2 – втулка флюгера;
3 – горизонтальный рычаг флюгера;
4 – конический флюгер;
5 – радиальные валы;
6 – плоские лопасти;
7 – центральная коническая шестерня;
8 – первые ведомые центральные конические шестерни;
9 – стакан сегментной конической шестерни;
10 – участки сегментной конической шестерни;
11 – вторые ведомые конические шестерни;
12 – ограничительное кольцо.

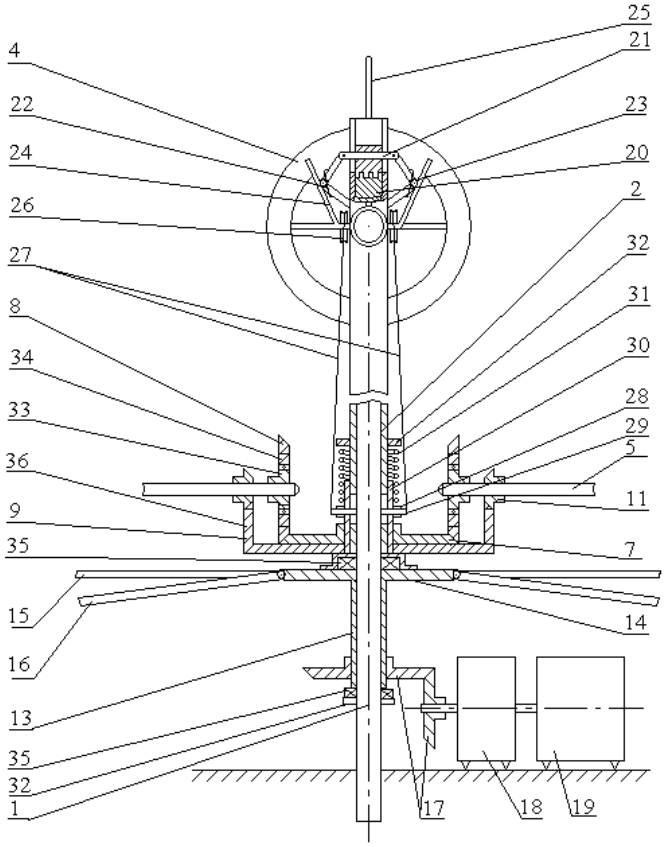
Рис.1.

Вертикальная стойка 1 монтируется неподвижно в землю и на ней устанавливается центральный узел установки (рис.2).

На стойке неподвижно устанавливается упорное кольцо 32 и над ней установлены упорный подшипник 35 и центральный вал 13 с возможностью свободного поворота. На стойке установлена втулка флюгера 2 с возможностью

свободного вращения. Верхний конец втулки 2 неподвижно связан с горизонтальным рычагом 3. Конический (или пирамидальный) флюгер 4 установлен на горизонтальном рычаге с возможностью свободного продольного смещения до ограничительного кольца 12.

На нижнем конце втулки 2 установлена втулка с наклонным пазом 30, неподвижно связанная с ведомой центральной конической шестерней 7. Концентрично последней шестерни устанавливается неподвижно связанный с ней стакан 9 с двумя сегментными частями конической шестерни 10. В сцеплении с центральной конической шестерней входят шесть первые ведомые центральные конические шестерни 8. Они установлены эквидистантно друг от друга (через 60°) на внутренних концах радиальных валов 5.



13 – центральный вал;
14 – центральная платформа;
15, 16 – первый и второй радиальные рычаги;
17 – ведущая и ведомая выходная коническая пара шестерен;
18 – мультипликатор;
19 – электрогенератор;
20, 21 – нижняя и верхняя шлицевые полумуфты;
22 – выдвижные толкатели;
23 – пружины;
24 – двухсторонние рычаги;
25 – плоский флюгер;
26 – блочки;
27 – тросы;
28 – пальцы;
29 – кольцо передвижное;
30 – втулка с наклонными пазами;
31 – пружина цилиндрическая;
32 – кольцо упорное;
33, 34 – ступица и обойма обгонной муфты;
35 – подшипник;
36 – кронштейн.

Рис.2.

Вторые ведомые конические шестерни 11 также неподвижно установлены на внутренних концах радиальных валов 5 и периодически (через каждый полпериода) входят в сцепление с двумя сегментными участками конической шестерни 10, закрепленными на торцевой части стакана 9. Коэффициент передачи вторых конических шестерен 11 с сегментными частями 10 должен быть на порядок больше чем коэффициент передачи центральной шестерни 7 с первыми ведомыми шестернями 8. Для этой цели диаметр делительной окружности вторых конических шестерен выбирается минимальным, а уровень установки участков сегментных шестерен 10 должен быть выше уровня центральной конической шестерни 7. Центр диаметрально противоположно установленных участков сегментных шестерен 10 совпадает с направлением горизонтального рычага флюгера, т.е. с направлением ветра.

Радиальные валы 5 передают вращение от центральной конической шестерни на ведомую периферийную коническую шестерню и сохраняет постоянную ориентацию плоских лопастей 6 на всем протяжении активного и

пассивного участков траектории их вращения. При этом взаимодействие участков сегментных конических шестерен 10 со вторыми ведомыми коническими шестернями 11 приводят к ускоренному принудительному изменению ориентации плоских лопастей на 90° через каждый полпериода их вращения вокруг центрального узла.

Изменение направления ветра приводит к изменению ориентации конического флюгера и связанных с ними сегментных участков конических шестерен 10.

Направление рычага 3 конической шестерни делит окружность по которой вращаются плоские лопасти на две части – активную, где лопасти ориентируются перпендикулярно направлению ветра (на рис.1 правая часть) и пассивную, где лопасти ориентируются вдоль указанного направления. Давление ветра на лопасти на активном участке создает положительный момент, приводящий к вращению центрального вала 13 установки против часовой стрелки (см.рис.2).

Вращение центрального вала через ведущую и ведомую конические шестерни 17 передается на мультипликатор 18. Мультипликатор служит для повышения скорости вращения центрального вала до номинальной скорости вращения электрогенератора 19, установленного на его выходе.

Первый 14 и второй 15 радиальные рычаги придают узлу установки лопасти вертикальное положение. Для этой же цели используются верхняя и нижняя сцепки, образующие второй треугольник. Два треугольника, расположенные под прямым углом придает стойке лопасти вертикальное положение.

Для повышения надежности работы установки и уменьшения габаритов конического флюгера введен узел фиксации углового положения конического флюгера. Этот узел устанавливается на верхнем конце вертикальной стойки 1.

Нижняя шлицевая полумуфта 20 неподвижно закрепляется на верхнем торце стойки 1. Верхняя шлицевая полумуфта 21 поднимается и опускается с помощью шарнирно закрепленных выдвижных толкателей 22. Пружины 23 обеспечивают сцепление шлицевых полумуфт 20 и 21 друг с другом. Палец верхней полумуфты смещается по пазу втулки флюгера 2, что приводит к только продольному её перемещению.

На горизонтальном рычаге конического флюгера 3 установлен плоский флюгер 25 с возможностью поворота вокруг него. С двух сторон плоского флюгера 25 неподвижно установлены рычаги 24, которые взаимодействуют с выдвижными толкателями 22. При изменении направлении ветра, боковое составляющее давления ветра на плоский флюгер отклоняет его от вертикального положения. При этом двухсторонние рычаги 24 давят на выдвижные толкатели 22 с той или другой стороны. Выдвижные толкатели выводят из сцепления шлицевые полумуфты и поднимает полумуфту 21 вверх.

После этого конический флюгер изменяет свою ориентацию. Рычаг 3 и связанный с ним плоский флюгер 25 устанавливается вдоль направления ветра. При этом плоский флюгер принимает вертикальное положение и выдвижные толкатели 22 вводят в сцепление шлицевые полумуфты и фиксирует неподвижное угловое положение конического флюгера.

Для синхронизации скорости вращения центрального вала и следовательно электрогенератора введен узел синхронизации. Узел синхронизации содержит втулку с наклонными пазами 30, которая неподвижно связана с соосными центральной конической шестерней 7 и стаканом 9, на

котором с диаметрально противоположных сторон установлены участки сегментной конической шестерни 10.

Втулка 30 имеет наклонные пазы с двух сторон по которым перемещаются пальцы 28. Пальцы неподвижно закреплены в передвижном кольце 29, установленном на втулке 30 с возможностью продольного смещения вверх-вниз. Для этой цели во втулке флюгера 2 проточены продольный пазы, по которым перемещаются вверх-вниз внешние наконечники пальцев, которые связаны с помощью тросов 27 с коническим флюгером 4.

Тросы перекинуты через блочки 26, шарнирно установленных на верхнем конце втулки флюгера 2, симметрично с двух её сторон. На втулке с наклонными пазами 30 установлена цилиндрическая пружина 31, которая одним концом опирается в передвижное кольцо 29 с пальцами 28, а другим концом – в опорное кольцо 32. Упорное кольцо с фиксирующим болтом неподвижно установлено на втулке флюгера 2.

Цилиндрическая пружина 31 давит на передвижное кольцо 29 и с помощью тросов 27 прижимает конический флюгер 2 к ограничительному кольцу 12. При это втулка с наклонными пазами ориентирует участки сегментных конических шестерен 10 вдоль направления ветра, т.е. вдоль горизонтального рычага флюгера 3. Этому положению сегментных конических шестерен соответствует номинальная скорость ветра.

С ростом скорости ветра конический флюгер перемещается по горизонтальному рычагу и тянет за собою тросы и передвижное кольцо 29 вверх. Это приводит к повороту втулки с наклонными пазами 30 и связанных с ней центральной конической шестерни 7 и двух участков сегментной конической шестерни 10 относительно направления горизонтального рычага 3, т.е. направления ветра. Величина поворота определяется жесткостью цилиндрической пружины 31 и приращением скорости ветра.

Указанный поворот центральной конической шестерни и связанных с ней участков сегментной конической шестерни приводит к тому, что граница раздела активного и пассивного участков траектории вращения плоских лопастей вокруг центрального узла сместится на такой же угол. Это, в свою очередь, приводит к раннему (или позднему) изменению ориентации плоских лопастей 6 относительно направления ветра. Вследствие изменения фазы переключения ориентации лопастей возникает тормозящий момент, снижающий скорость вращения центрального вала, а следовательно и электрогенератора. Подбирая параметры конического (или пирамидального) флюгера, а также параметры цилиндрической пружины 31 (длину и жесткость), а также длину и угол наклона паза втулки 30, возможно в широких пределах изменения скорости ветра синхронизировать скорость вращения электрогенератора.

Радиальные валы 5 шарнирно крепятся к центральной платформе с помощью кронштейнов 36. На внутреннем конце каждого радиального вала неподвижно установлена ступица 33 соответствующей обгонной муфты. Обойма 34 каждой муфты неподвижно связана с соответствующей первой ведомой центральной конической шестерней 8. На каждом радиальном валу также неподвижно установлена вторая ведомая коническая шестерня 11, периодически (дважды за период вращения) входящая в сцепление с частями сегментных конических шестерен.

Центральная платформа 14 неподвижно связана с центральным валом и с помощью первого и второго радиальных рычагов шарнирно связана с периферийными узлами установки плоских лопастей.

Ветроэнергетическая установка может найти применение для выработки тепловой энергии (обогрев помещений, нагрев воды), механической энергии (отбор энергии с приводного вала для привода механического оборудования, например, мельницы или насоса) в отдаленных и изолированных местах, где отсутствует централизованное энергоснабжение.

Такие установки необходимы пограничникам, фермерам, охотникам, туристам, рыбакам, чабанам и т.д.

Литература:

1. *Алиев А.С. и др.* Ветроэнергетическая установка. Решение ФИПС на выдачу патента по заявке №2007141962 от 29.03.2007г.

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЭНЕРГИИ ТЕКУЧЕЙ СРЕДЫ

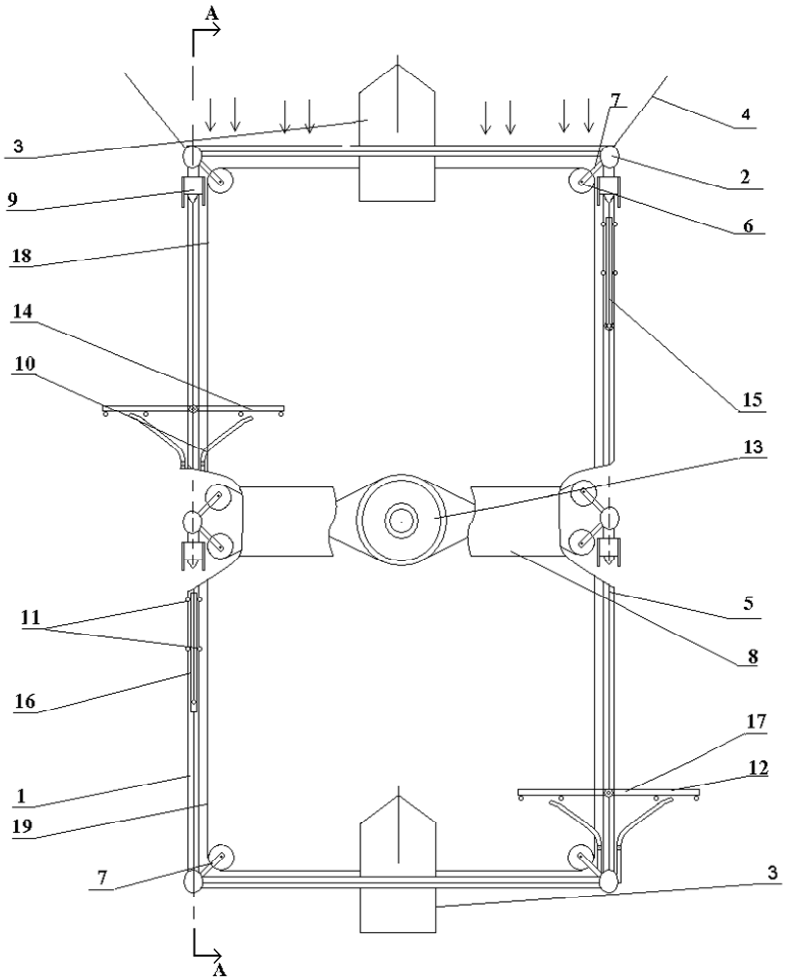
Алиев Р.А[1]., Казимагомедов Р.Г.[2]

[1] – Дагестанский государственный технический университет
Махачкала, Россия; 367015, пр.И.Шамиля 70.

[2] - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля 39а.

В связи с постоянным ростом цен на энергоносители разработка и внедрение возобновляющихся источников энергии, а именно использование ветровой и гидроэнергии и преобразования их в электрическую энергию является актуальной задачей.

На рис.1 представлен вид сверху на преобразователя энергии текучей среды.



1 – каркас;
2 – стойки вертикальные;
3 – первая и вторая герметичные камеры;
4 – тросы;
5 – рама верхняя;
6 – звезды;
7 – кронштейны;
8 – верхняя платформа;
9 – узел раскрытия лопасти;
10 – узел закрытия лопасти;
11 – подшипники;
12 – магниты;
13 – первая звезда;
14, 15, 16, 17– первая, вторая, третья и четвертая складывающиеся лопасти;
18, 19 – первая и вторая цепи;

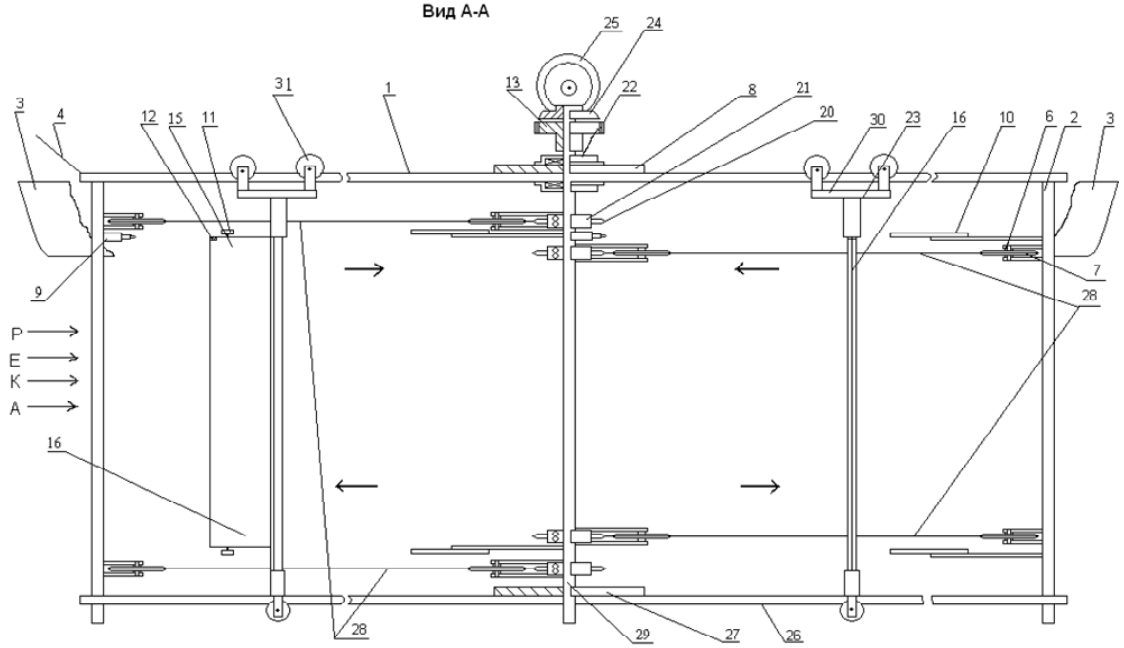
Рис.1.

На рис.2 представлен вид А-А преобразователя энергии по рис. 1, где позиции 1 – 19 те же, что на рис1.

Принцип работы преобразователя энергии текучей среды, конструкция которой представлена на рис.1 – рис.2, заключается в следующем [1].

Преобразователь энергии предназначен преимущественно для преобразования энергии текучей реки в электрическую или механическую энергию.

Конструкция преобразователя состоит из жёсткого каркаса 1, формы прямоугольного параллелепипеда. Верхняя 5 и нижняя 26 прямоугольные рамы сварены из металлического уголка. У удлиненных боковых сторон рам прямоугольные грани уголков направлены вверх и вниз. Рамы соединены друг с другом с помощью шести вертикальных стоек 2 и образует жесткий каркас 1.



20 – звезды центральные;
21 – муфты обгонные;
22 – подшипники;
23 – узел регулировки угла раскрытия лопасти;
24 – ведущая коническая шестерня;
25 – ведомая коническая шестерня;
26 – рама нижняя;
27 – нижняя платформа;
28 – верхние и нижние цепи;
29 – вал центральный;
30 – перемычки;
31 – ролик.

Рис.2.

Для обеспечения положительной плавучести преобразователя энергии при его погружении в воду к торцевым уголкам верхней рамы неподвижно крепятся первая и вторая герметичные камеры (понтоны) 3. Объем герметичных камер подбирается таким, чтобы верхняя платформа 19 и установленные на ней механизмы (позиции 5 – 25) оказались в надводном положении.

С помощью двух тросов 4 преобразователь энергии крепится к штырям, забитым в землю с двух сторон реки. К вертикальным стойкам 2 с помощью кронштейнов 7 шарнирно крепятся звезды 6. Звезды установлены на четырех уровнях. Через звезды накинуты и натянуты четыре цепи 28. Они образуют четыре прямоугольных контура. Два из них находятся вверху, два внизу. В каждом контуре цепь дополнительно обхватывает центральные звезды 20, установленные на соответствующих обгонных муфтах 21, ступицы которых неподвижно закреплены на центральном валу шестерен 29.

Первый вариант преобразователя энергии содержит четыре лопасти, которые состоят из двух складывающихся прямоугольных половин. Обе половины лопасти шарнирно устанавливаются на вертикальной стойке лопасти, с возможностью поворота в пределах от 0 до 90º. На стойке сверху и снизу лопасти устанавливаются узлы регулировки угла раскрытия лопасти 23. Над обоими половинами лопасти шарнирно устанавливается подшипники 11. В конце рабочего хода лопасти указные подшипники взаимодействуют с упорами узла закрытия лопасти 10, которые прижимают две половины лопасти друг к другу.

Магниты 12, установленные в наконечниках двух половин лопасти, сохраняет такое сложенное положение лопасти до конца пассивного (обратного) хода лопасти против течения реки. В конце пассивного участка подшипники 11 наталкиваются на острие клина узла раскрытия лопасти 9, который, преодолевая силы притяжения магнитов, отделяет левую и правую половины лопасти друг от друга. Дальнейшему раскрытию лопасти помогает сжатая пружина узла регулировки угла раскрытия лопасти и надвигающийся поток воды. Однако, ограничительные пластины узла раскрытия лопасти 9 препятствует полному раскрытию лопасти до момента полного закрытия второй лопасти , находящийся в рабочем положении.

В то время когда первая (правая) 15 лопасть находится в пассивном (сложенном) положении, вторая (левая) 14 лопасть находится в рабочем (раскрытом) положении.

Переключение лопастей из рабочего активного положения в пассивное и наоборот происходит почти одновременно.

Для обеспечения синхронной работы генератора, когда лопасти преобразователя энергии находятся в одной из «метровых точек» может быть использован маховик, установленный на общем выходном валу.

В данной конструкции для этой же цели, а также для увеличения мощности используются вторая пара лопастей, движение которых сдвинуто относительно движения первой пары на 90º. В каждый момент времени хотя бы одна лопасть находится в раскрытом, т. е. в рабочем положении. В рабочем положении находятся две лопасти, по одной с правой и левой сторон каркаса.

По уголку верхней рамы 5 катятся ролики 31, соединенные друг с другом перемычкой 30. Перемычка неподвижно связана с верхним концом стойки лопасти . На нижнем конце стойки лопасти также неподвижно установлен третий ролик, который катится по уголку нижней рамы. На стойке шарнирно установлена лопасть, состоящая из двух половинок. Обе половины лопасти взаимодействуют с верхним и нижним узлами регулировки угла раскрытия лопасти 23. Данные узлы регулируют угол раскрытия двух половинок лопасти в пределах от 0 до ± 90º в зависимости от скорости течения реки.

Преобразователь энергии состоит из двух частей, симметричных относительно центрального вала 29. Каждая часть содержит по два лопасти и восемь звезд 6, установленных в два яруса. Звезды шарнирно установлены по углам прямоугольника и с помощью соответствующих кронштейнов связаны с вертикальными стойками 2 каркаса 1. Через звезды верхних и нижних ярусов перекинуты цепи, взаимодействующие с двумя верхними и двумя нижними центральными звездами соответственно. Центральные звезды неподвижно установлены на обоймах соответствующих обгонных муфт, ступицы которых неподвижно установлены на центральном валу 29. Обгонные муфты установлены на валу так, что при вхождении в сцепление первой и третьей обгонных муфт вторая и четвертая обгонные муфты выходят из сцепления и наоборот. Не зависимо от этого переключения центральный вал 29 вращается постоянно в одном и том же направлении.

Таким образом, независимо от направления перемещения лопастей 8 и вращения центральных звезд, моменты вращения четырёх центральных звезд попарно складываются и передаются на общий выходной вал. Цепная передача исключает проскальзывание и обладает высоким КПД.

Для установки центральной стойки мультипликатора и генератора используются верхняя платформа. Эта платформа неподвижно крепится к

середине верхней рамы. На центральном валу 29 неподвижно установлена ведущая коническая шестерня. Ведомая коническая шестерня неподвижно установлена на обойме пятой обгонной муфты, ступица которой также неподвижно установлена на общем выходном валу. Вал подключен к мультипликатору. От мультипликатора вращение передаётся на электрогенератор или на водяной насос (на рис. 2 не указаны).

Герметичные камеры (понтоны) 3 имеют обтекаемую форму и крепятся к середине торцевых сторон каркаса 1. Они обеспечивают необходимую положительную плавучесть преобразователя энергии в потоке воды. Кроме того своими корпусами герметичные камеры делят поток воды на две части и направляет их на рабочие лопасти.

На рис.1 представлен вид сверху на первый вариант преобразователя энергии текучей среды.

На рис.2 представлен вид А-А преобразователя энергии по рис.1, где позиции 1 – 19 те же, что на рис.2.

Преобразователь энергии текучей среды может быть использован как автономный источник электрической энергии там, где нет централизованного электроснабжения.

Литература:

1. *Алиев А.С., Алиев Р.А., Казимагомедов Р.Г.* Преобразователь энергии текучей среды. Решение ФИПС на выдачу патента по заявке №2006143119 от 05.12.2006г.

ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ ОСАЖДЕНИЯ КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ В МОДЕЛЬНЫХ СИСТЕМАХ – ИМИТАТАХ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В ПРИСУТСТВИИ ИОНОВ ЖЕЛЕЗА

Бабаев Р.М., Камалутдинова И.А., Шабанова З.Э., Каймаразов А.Г., Рабаданов Г.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а; e-mail: ran_ipg@iwt.ru

Заметное влияние на процесс формирования карбонатных отложений оказывают ионы железа. Содержание ионов железа в геотермальных и в попутных нефтяных водах, а также в водах минеральных источников в зависимости от их общей минерализации, температуры и глубины залегания варьирует от долей до десятков миллиграммов в литре. В то же время основной формой содержания железа является восстановленное железо – катионы Fe^{2+}, находящиеся как в свободном виде, так и в составе многочисленных органических комплексов.

В связи с этим модельная система, имитирующая слабоминерализованные низкопотенциальные воды (скв. 63, Махачкала) с составом (мг/дм^3): Na^+- 868,0; Ca^{2+}- 21,08; Cl^- - 1021 ; HCO_3^- - 618 –, была дополнена формой двухвалентного железа с содержанием 10мг Fe^{2+}/дм^3.

Исследование проводилось при $pH_{исх}$ 7,8, входящим в интервал значений, составляющих область активного гидролиза и окисления солевых форм железа (II):

$$4Fe^{2+} + 8HCO_3^- + O_2 + 2H_2O \rightarrow 4Fe(OH)_3 \downarrow + 8CO_2 \uparrow$$

Наряду с контролем убыли растворенных солевых форм всех катионов, количественно определяемых трилонометрическим методом в pH-области определения катионов Ca^{2+}, проводились кинетические исследования процессов окисления ионов Fe^{2+} и осаждения коллоидных и малорастворимых форм железа общего с использованием метода фотометрического определения железа в комплексе с 1,10- фенантролином при λ 490 нм в области pH = 5 [1-3].

Поскольку область определения катионов Ca^{2+} в присутствии мурексида (pH=12) значительно отличалась от области варьируемых в процессе эксперимента значений pH: 7,8-9,0, - в данной серии опытов для контроля содержания ионов жесткости использовали трилонометрический метод со значением pH=10 перехода окраски индикатора эриохром черный Т.

Для оценки кинетики формирования твердой фазы $CaCO_3$ была использована модель процесса осадкообразования описываемого кинетическим уравнением первого порядка с контролем растворенных форм Ca^{2+}-ионов в рабочей системе в момент времени τ: $[Ca^{2+}]_\tau = [Ca^{2+}]_0 e^{-k\tau}$.

В качестве модели окисления соединений железа(II) нами применена схема процесса, описываемого кинетическим уравнением реакции первого порядка $[Fe^{2+}]_\tau = [Fe^{2+}]_0 e^{-kt}$. Для определения константы скорости – показателя скорости окисления железа (α) была использована известная методика [4] в ее усовершенствованном варианте [5], позволяющем оценивать кинетику окисления процессов, характеризующихся величинами $\tau_{1/2}$ (время полураспада окисления), значительно превышающими 10 часов: $\ln \frac{[Fe^{2+}]_{èñõ}}{[Fe^{2+}]_\tau} \approx \alpha \cdot \tau$

Было установлено, что в области pH определения ионов Ca^{2+} маскирующим действием из форм Fe^{2+}/Fe^{3+} обладает окисленная форма железа. С учетом этого обстоятельства параллельное фотометрическое определение соотношения ионных форм железа сделало возможным учет влияния катионов Fe^{3+} на полноту осаждения катионов Ca^{2+} . В основу кинетических расчетов была положена совместная динамика ионных форм катионов Ca^{2+} и Fe^{3+} , оцениваемая по убыли мг-экв трилона Б в растворе титранта, расходуемого на титрование постоянного объема (10 мл) предварительно отфильтрованного модельного раствора (см. табл. 1).

Таблица 1. Результаты кинетических исследований образования $CaCO_3$ и окисления железа в модельном растворе состава (мг/дм^3): $[Na^+]$ = 869,1; $[Ca^{2+}]$ =21,12; $[Cl^-]$ = 1020,7; $[HCO_3^-]$ = 615,8 в присутствии ионов железа с содержанием 10 мг$Fe^{общ}$/дм^3; $pH_{исх.}$ = 7,8

№	τ, мин	t_1, ^{0}C	pH	$[Ca^{2+},Fe]$, мг-экв/дм^3	$\lg([Ca^{2+},Fe]_0/[Ca^{2+},Fe]_\tau)$	$[Fe^{2+}]$, мг/дм^3	$[Fe_{общ}]$ мг/дм^3	$[Fe^{2+}]/[Fe_{общ}]$	$\lg([Fe^{2+}]_0/[Fe^{2+}]_\tau)$
1	0	34,3	7,78	1,27	0	5,1	6,6	0,772	0
2	15	35,0	8,51	0,96	0,1215	2,4	4,8	0,500	0,327
3	30	35,3	8,70	0,92	0,1400	1,2	1,7	0,706	0,683
4	45	35,2	8,80	0,82	0,1900	0,8	1,4	0,571	0,804
5	60	35,5	8,87	0,76	0,2230	0,0	0,0		
6	75	35,2	8,95	0,76					
7	90	35,2	9,00	0,76					

(*) с учетом объема трилона Б, пошедшего на титрование холостой пробы – дистиллированной воды, V = 0,64 мл; (**) объем трилона Б в мл, пошедший на титрование Fe^{2+} + Ca^{2+} исх пробы модельного раствора, V = 1,28 мл; (***) b = 2см.

Проведенное исследование позволило установить, что в присутствии катионов железа (III) скорость осаждения катионов Ca^{2+} значительно возрастает, вероятнее всего вследствие процесса их соосаждения с гидроксидом железа (III):

модельный р-р, без ионов железа $k^{305}_{(pH\ 7,8)} = 1,19*10^{-3}$ мин$^{-1}$.

модельный р-р, содержащий ионы железа $'k^{305}_{(pH\ 7,8)} = 3,92*10^{-3}$ мин$^{-1}$

В свою очередь, присутствие в модельном растворе гидрокарбонатов натрия и кальция способствует повышению скорости окисления катионов Fe^{2+}(см.рис.1.):

модельный р-р, без ионов кальция $\alpha^{305}_{(pH\ 7,8)} = 1,06*10^{-2}$ мин$^{-1}$.

$\tau_{1/2}$ = 28,8 мин.

модельный р-р, содержащий ионы кальция $'\alpha^{305}_{(pH\ 7,8)} = 1,85*10^{-2}$ мин$^{-1}$

$\tau_{1/2}$ = 14,2 мин.

(где $\tau_{1/2}$ – период полуреакции).

В ряде опытов отмечены нарушения установленных кинетических параметров процессов осаждения карбоната кальция и скорости окисления ионов железа, которые удалось обнаружить благодаря тому обстоятельству, что в трилонометрическом методе контроля определение остаточного содержания ионов Ca^{2+} и Fe^{3+} проводили в пробах после фильтрации, в фотометрическом методе остаточное содержание ионов Fe^{2+} и $Fe^{общ}$ контролировали в нефильтрованных пробах и в пробах после фильтрации.

Было установлено, что в период времени 15-30 мин после начала опыта в пробах, исследованных на содержание ионов Ca^{2+} и Fe^{3+} , практически

обнаруживались только ионы Ca^{2+}, в тоже время на кинетической кривой окисления железа «проявлялся всплеск» как ионов Fe^{2+} , так и $Fe^{общ}$ (см. табл. 2.).

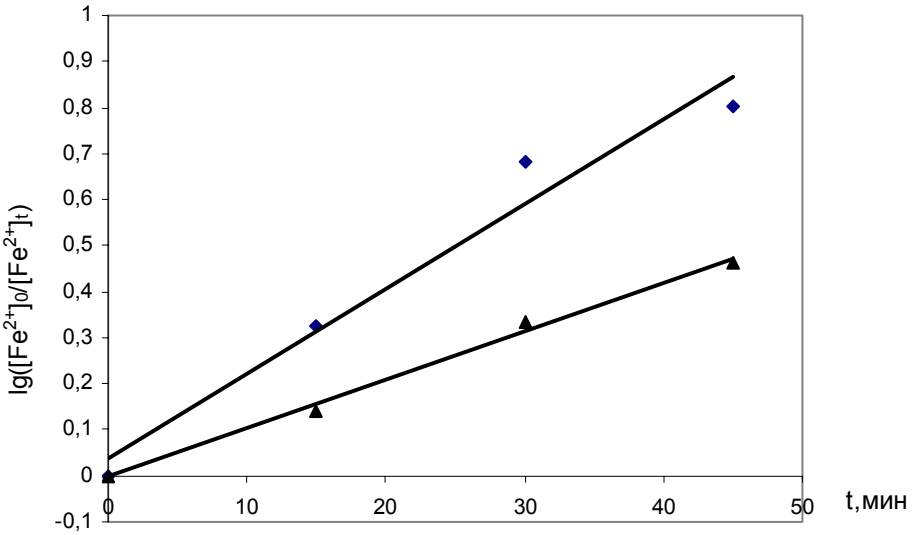


Рис.1. Зависимость скорости окисления ионов Fe^{2+} в присутствии (1) и в отсутствии (2) ионов Ca^{2+}; pH исх.= 7,80.

Таблица 2. Влияние мицелообразования на процесс окисления железа в модельном растворе (10мг$Fe^{общ}$/дм^3) в присутствии (А) и в отсутствии (Б) ионов Ca^{2+}; $pH_{исх.}$ = 7,8.

(А) состав (мг/ дм^3): $[Na^+]$ = 869,1; $[Ca^{2+}]$ =21,12; $[Cl^-]$ = 1020,7; $[HCO_3^-]$ = 615,8

№	τ, мин	t_1, ^{0}C	pH	$[Ca^{2+},Fe]$, мг-экв/дм^3	$[Fe^{2+}]$, мг/дм^3	$[Fe_{общ}]$ мг/дм^3	$[Fe^{2+}]$ / $[Fe_{общ}]$
				0,85 (**)			
1	0	33,5	7,81	1,37	1,1	7,4	0,149
2	15	33,7	8,26	**0,82**	**1,05**	**6,2**	**0,169**
3	30	33,9	8,49	**0,81**	**1,05**	**6,7**	**0,157**
4	45	33,9	8,60	1,04	1,0	5,68	0,176
5	60	33,9	8,66	**1,22**	**0,94**	**4,83**	**0,195**
6	75	34,0	8,70	0,97			
7	90	34,4	8,74	1,04	0,78	3,38	0,230

(*) с учетом объема трилона Б, пошедшего на титрование холостой пробы – дистиллированной воды, V = 0,64 мл; (**) нормальность (мг-экв/дм^3) исходной пробы модельного раствора перед добавлением катионов Fe^{2+}

Б) состав (мг/ дм^3): $[Na^+]$ = 892,1; $[Cl^-]$ = 1056,2; $[HCO_3^-]$ = 615,8

№	τ, мин	t_1, ^{0}C	pH	$[Ca^{2+},Fe]$, мг-экв/дм^3	$[Fe^{2+}]$, мг/дм^3	$[Fe_{общ}]$ мг/дм^3	$[Fe^{2+}]$ / $[Fe_{общ}]$
1	0	33,9	7,78	0,67	1,39	5,25	0,264
2	15	34,5	8,19	0,54	1,56	5,00	0,313
3	30	34,8	8,39	**0,18**	**3,17**	**5,57**	**0,568**
4	45	34,8	8,51	0,66	1,53	3,75	0,408
5	60	34,9	8,59	0,64	1,45	3,60	0,403
6	75	34,8	8,65	0,68	1,38	3,45	0,394
7	90	34,8	9,70	0,91			

(*) с учетом объема трилона Б, пошедшего на титрование холостой пробы – дистиллированной воды, V = 0,72 мл

Следующий «всплеск» совместного содержания Ca^{2+} и Fe^{3+} (трилонометрическое определение) и ионов Fe^{2+} при общем плавном снижении концентрации $Fe^{общ}$ наблюдался на 60 минуте (в табл. даны полужирным курсивом).

Рациональное объяснение этому, вероятно следует связать с процессом мицелообразования гидроксида железа (III) – $[Fe(OH)_3]_m$, содержащего в качестве потенциалопределяющих наряду с катионами FeO^+ катионы Ca^{2+} и Fe^{2+} , и с последующим структурированием осадка, сопровождающимся высвобождением двухвалентных катионов.

Литература:

1. *Лурье Ю.Ю.* Аналитическая химия промышленных сточных вод. М.: Химия, 1984. 448с.
2. *Новиков Ю.В., Ласточкина К.О., Болдина З.Н.* Методы исследования качества воды водоемов. М.: Медицина. 1990.– 399 с.
3. *Ахмедов Г.Я., Каймаразов А.Г., Камалутдинова И.А., Курбанов Ш.И.* Теплообмен и отложение твердой фазы карбоната кальция в геотермальных системах типа «труба в трубе» // Материалы Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» (к 25-летию Института проблем геотермии Даг.НЦ РАН). Махачкала: полиграф. база ООО «Деловой мир», Т.2. С. 247–251.
4. Справочник по свойствам, методам анализа и очистке воды /Л.А.Кульский, И.Т.Гороновский, А.М.Когановский, М.А.Шевченко.- Т 1 и 2. Киев.: Наук. думка, 1980. –1206 с.
5. *Рамазанов А.Ш., Каймаразов А.Г., Рамазанов О.М.* Подготовка термальных минерализованных вод к извлечению ценных микрокомпонентов //Изв.Сев.-Кав.науч. центра ВШ, 1987. №3. С.116-119.

К ВОПРОСУ О КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЯХ ПОПУТНЫХ ГАЗОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО ГАММА-ОКСИДА АЛЮМИНИЯ

Джалиль Хусейн Карим (Ирак)

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр. И.Шамиля, 39а; e-mail: ran_ipg@iwt.ru

Дагестанский государственный университет;
Махачкала, Россия; 367025, ул. Магомеда Гаджиева 43а.

Усовершенствование и создание новых методов переработки природного газа на основе гетерогенного катализа – задача весьма актуальная с позиций теоретического и прикладного аспектов. В частности, компоненты метановой фракции попутных газов могут служить сырьем для производства вторичных рабочих тел в системах теплоснабжения на основе геотермальных ресурсов.

Выбор в качестве модельной фракции пропан-бутановой смеси объяснялся тем, что эти соединения вместе с метаном и этаном являются основными компонентами природного и попутного газов. С другой стороны, эти соединения являются простыми моделями углеводородов, способных к дегидрированию и изомеризации.

Нами синтезировано 8 катализаторов различной кислотности на основе гамма-оксида алюминия (Al_2O_3), модифицированных для повышения количества апротонных центров $ZnCl_2$ и HF. Условия каталитического превращения пропан-бутановой смеси исследовались в широком интервале температур – 300-700 ^{0}C.

В работе была использована гетерогенно-каталитическая установка проточного типа (см. рис.1).

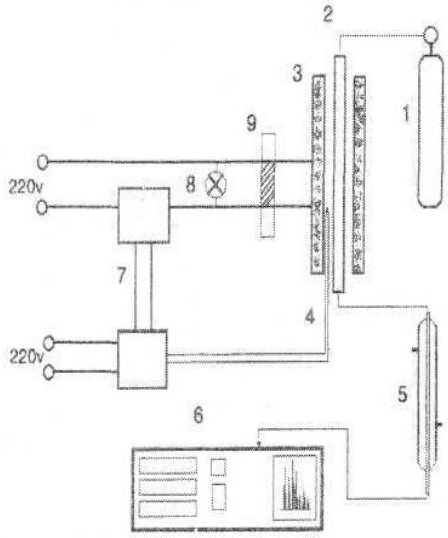


Рис.1. Схема каталитической установки. (1- баллон с пропан-бутановой смесью; 2- каталитический реактор; 3- трубчатая печь; 4- термопара; 5- холодильник; 6- хроматограф).

Анализ и количественное определение исходных компонентов смеси и летучих продуктов проводили хроматографическим методом, с использованием детектора ионизации пламени, набивных колонок (*l* 4 м, $Ø_{внут.}$ 2 мм), содержащими в качестве твердого носителя Al_2O_3 , а стационарной фазы – 7% $NaHCO_3$; газ-носитель – водород с объемной скоростью 18 мл/мин; температура колонки – 90ºС.

Установлено, что состав продуктов и их количество зависит от размеров частиц катализатора, температуры процесса и объемной скорости реакционной смеси; при этом показана возможность селективного получения из указанной смеси этилена, этана и пропилена (см. рис. 2-4 и табл.1).

Характер продуктов указывает на то, что в условиях каталитических реакций на Al_2O_3 (0,4 мм) (см. рис.2.) в температурном интервале 400-500 ºС изобутан и бутан подверглись каталитической деструкции, а доля пропана в катализате достигла максимума – 70%. Дальнейшее увеличение температуры (650ºС) приводит к дегидрированию пропана с образованием пропилена и к его термокаталитическому распаду с образованием метана и этилена, температурные изолинии которых практически совпадают. В этих условиях доля непредельных углеводородов Σ этилен + пропилен достигает максимума (40%).

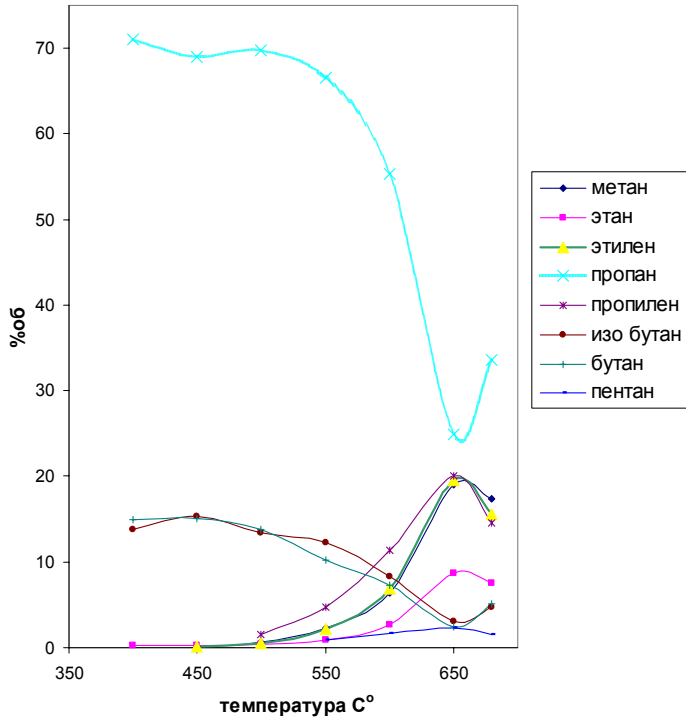


Рис.2. Зависимость выхода продуктов превращения пропан-бутановой смеси Al_2O_3 (0,4мм) от температуры. ($V_{об.}$ (C_3-C_4) 120 час$^{-1}$, $m_{кат.}$ 1,58 г, V газа-носителя (H_2) 360 мл/час).

Уменьшение размера частиц катализатора (0,2мм) позволяет достичь сравнимых выходов указанных продуктов при более низких температурах: в среднем на 50ºС по сравнению с условиями превращений на катализаторе с размерностью частиц (0,4 мм) приводит к тем же превращениям, но при температурах на 50ºС меньших, чем в исходном случае (0,4мм) (сравни рис.2 и рис.3). Надо отметить также увеличение доли непредельных углеводородов (до 50%) при температуре 650ºС, а также образование нового продукта в катализате – изопентана.

На катализаторе γ-Al_2O_3 , модифицированном 5% $ZnCl_2$, при температуре 450ºС наблюдаются схожие превращения пропана, что и в условиях катализа с использованием 0,2 мм фракции γ-Al_2O_3. Но проявляются они значительно сильнее (см. рис.4). Например, при 500ºС до 15% исходного пропана дегидрогенизируется с образованием пропилена, а его основная доля диспропорционирует с образованием бутанов C_4. В интервале температур 600-650ºС отмечается образование изобутана за счет изомеризации бутана и частичного образования его из пропилена. При этом суммарный выход непредельных углеводородов достигает 95 объемных процентов.

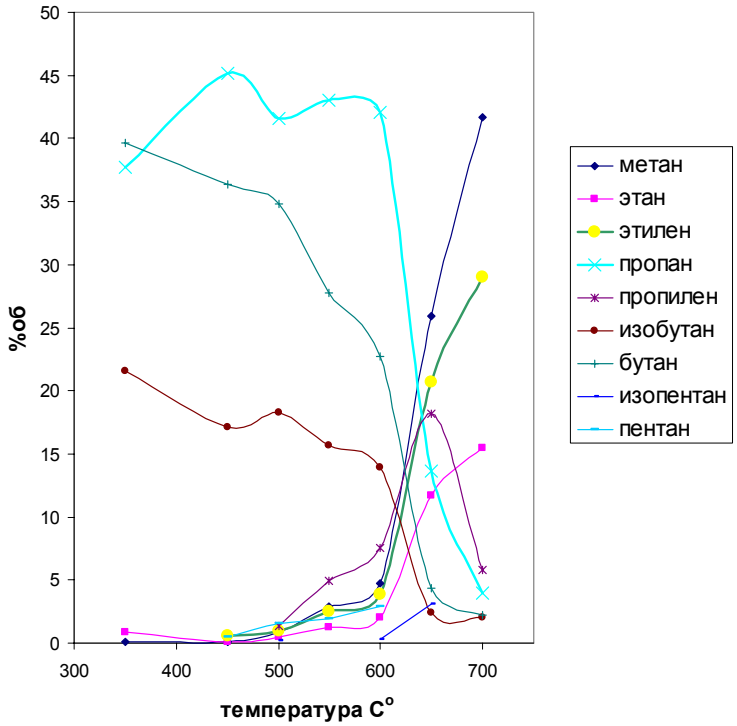


Рис.3. Зависимость выхода продуктов превращения пропан-бутановой смеси Al_2O_3 (0,2мм) от температуры. ($V_{об.}$ (C_3-C_4) 120 $час^{-1}$, $m_{кат.}$ 1,58 г, V газа-носителя (H_2) 360 мл/час).

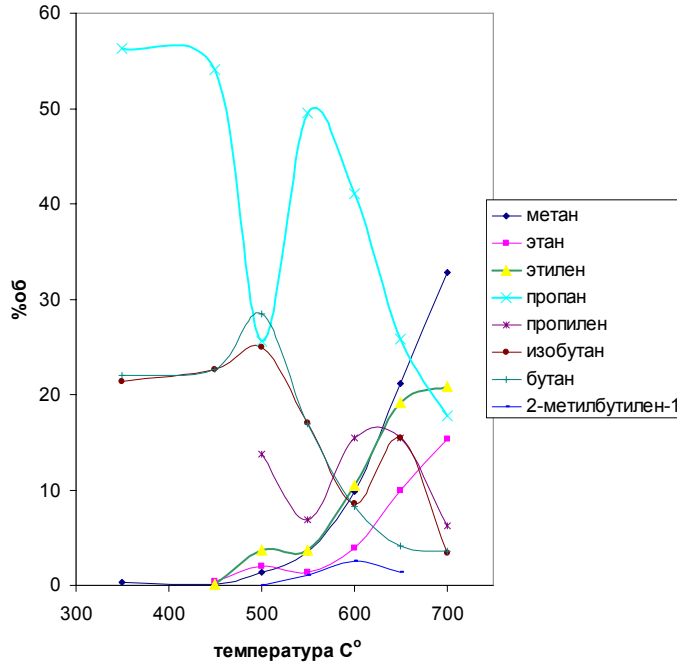


Рис.4. Зависимость выхода продуктов превращения пропан-бутановой смеси Al_2O_3 5%$ZnCl_2$ (0,2мм) от температуры. ($V_{об.}$ (C_3-C_4) 120 $час^{-1}$, $m_{кат.}$ 1,58 г, V газа-носителя (H_2) 360 мл/час).

Использование катализатора на основе гамма-окиси алюминия с протонными изоцентрами в Н-форме: Al_2O_3 5%$ZnCl_2$ 10%HF (0,4мм) (см. табл. 1) – показало, что в температурном интервале до 550ºС наблюдается рост выхода пропана (до 60%) с одновременным уменьшением выходов изобутана и бутана. Дальнейшее увеличение температуры приводит к значительной деструкции исходных углеводородов. Начиная с 500ºС становятся значимыми конкурентные параллельные реакции дегидрирования с образованием этилена и пропилена (до 40%) и деструкции с образованием метана и этана (до 40%).

Таблица 1. Зависимость выхода продуктов превращения пропан-бутановой смеси Al_2O_3 5%$ZnCl_2$ 10%HF (0,4мм) от температуры. ($V_{об.}$ (C_3-C_4) 120 $час^{-1}$, $m_{кат.}$ 1,58 г, V газа-носителя (H_2) 360 мл/час).

Температура процесса, ^0C	Состав и содержание (об.%) компонентов исходной смеси и продуктов реакции							
	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	i- C_4H_{10}	C_4H_{10}	i- C_5H_{10}
	А) исходная смесь							
				53,8		16,9	29,3	
	Б) состав катализата							
350	-	0,75	0,30	32,8	-	36,7	30,0	-
450	0,41	0,34	0,17	57,9	-	22,6	18,7	-
500	1,47	0,50	0,74	60,2	1,80	18,5	15,7	0,19
550	3,84	1,07	2,75	56,1	5,69	15,4	13,6	0,20
600	8,40	2,66	7,79	50,2	12,3	8,99	8,55	-
650	19,1	6,91	20,1	28,5	18,0	3,00	3,20	-
700	32,9	11,5	34,3	8,99	9,70	1,09	0,92	-

Таким образом, из многих реакций, протекающих в изученных условиях, можно считать надежно установленными реакции дегидрогенизации, изомеризации и крекинга – деструкции:

а) дегигрогенизация: $C_3H_8 \rightarrow C_3H_6 + H_2$

б) деструкция: $C_4H_{10} \rightarrow C_2H_6 + C_2H_4$

в) изомеризация: $n\text{–}C_4H_{10} \rightarrow i\text{–}C_4H_{10}$

Для этих процессов с помощью уравнения Хабгуда – Бассета была оценена кажущаяся константа скорости (kK) при разных температурах: $kK = F/273$ *m*ln (1/1-x), где k – константа скорости реакции, $сек^{-1}$; K – константа адсорбционного равновесия, моль/г-атом, x – степень превращения, %. m – количество катализатора, г (см. табл.2).

Таблица 2. Значения кажущихся констант (k *10^4) скоростей реакций превращения компонентов пропан-бутановой смеси в условиях гетерогенного катализа на Al_2O_3.

Тип химической реакции	Температура процесса, ^0C	
	550	600
деструкция	11,0	23,0
изомеризация	74,6	85,9
дегидрогенизация	25,7	26,0

Установлено, что в указанном интервале температур из опробованных катализаторов наиболее активными в процессах изомеризации и деструкции является γ-оксида алюминия, модифицированный 5% $ZnCl_2$+10%HF.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ПРОПИЛОВОГО СПИРТА

Джаппаров Т.А., Рабаданов Г.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а;e-mail: timur507@mail.ru

По методу роста давления при постоянной температуре опыта исследована граница термической стабильности молекул пропилового спирта (пропанол-1) в диапазоне температур 531.85 – 673.15 К. Оценена температура начала термического разложения данного спирта. Проведен хроматографический анализ продуктов разложения спирта.

Алифатические спирты относятся к технически важным веществам и знание их термодинамических свойств в широком диапазоне параметров состояния важно для расчета различных технологических процессов, в частности, конструкции теплообменной аппаратуры. Водные растворы алифатических спиртов могут быть использованы как смесевые рабочие тела в энергоустановках с бинарными циклами [1]. Велика роль спиртов и в автомобильной промышленности, где они используются в двигателях внутреннего сгорания с принудительным (искровым) зажиганием. К недостаткам спиртов можно отнести их термическую нестабильность при сверхкритических температурах. Поэтому необходимо знание термической стабильности и кинетики термического разложения спиртов как чистых, так и растворенных в воде.

Авторами работ [2-4] затронут вопрос термической нестабильности спиртов, но нет конкретного ответа о начале и процессе термического разложения. В работе [5] говорится о том , что многие вещества начинают разлагаться еще до критической температуры.

В данной работе мы исследовали границу термической стабильности молекул пропилового спирта (пропанола-1) в диапазоне температур 531.85 – 673.15 К по росту давления при постоянной температуре опыта. Оценены температура начала термического разложения пропанола-1 и скорость термического разложения спирта при различных температурах.

Измерения проводились на экспериментальной установке, блок – схема которой приведена на рис.1. Установка состоит из рабочей (экспериментальной) ячейки 1, системы регулирования температуры 2, системы заполнения ячейки исследуемым веществом 3, системы измерения давления в ячейке 4, системы отбора и анализа проб 5.

Основным узлом установки является экспериментальная ячейка (рис.1), изготовленная из жаропрочного, коррозионно-стойкого сплава на никелевой основе марки ХН77ТЮР-ВД формы цилиндра с внутренним диаметром 20 мм и наружным – 70 мм. Объем (емкость) ячейки при нормальных условиях – 26 $см^3$. На одном торце цилиндра установлен запорный (регулировочный) вентиль с возвратно – поступательным движением иглы, в верхней части цилиндра находится капилляр датчика давления.

Давление вещества в объеме ячейки измеряли интегральным преобразователем давления «Д100», предназначенным для пропорционального преобразования давления в электрический сигнал. Линейная зависимость тензопреобразователя обеспечивалась термостатированием его при температуре 313.15 К, с помощью электронного регулятора температуры. Предельная

допускаемая погрешность измерения давления данным прибором составляет ± 0.02 МПа.

Температуру вещества в ячейке измеряли универсальным вольтметром марки В7-78 в комплекте с платиновым термометром сопротивления на 50 Ом (ПТС 50). Регулировка температуры проводилось при помощи микропроцессорного регулятора температуры (МИНИТЕРМ 300), который через усилитель мощности был связан с электронагревателями.

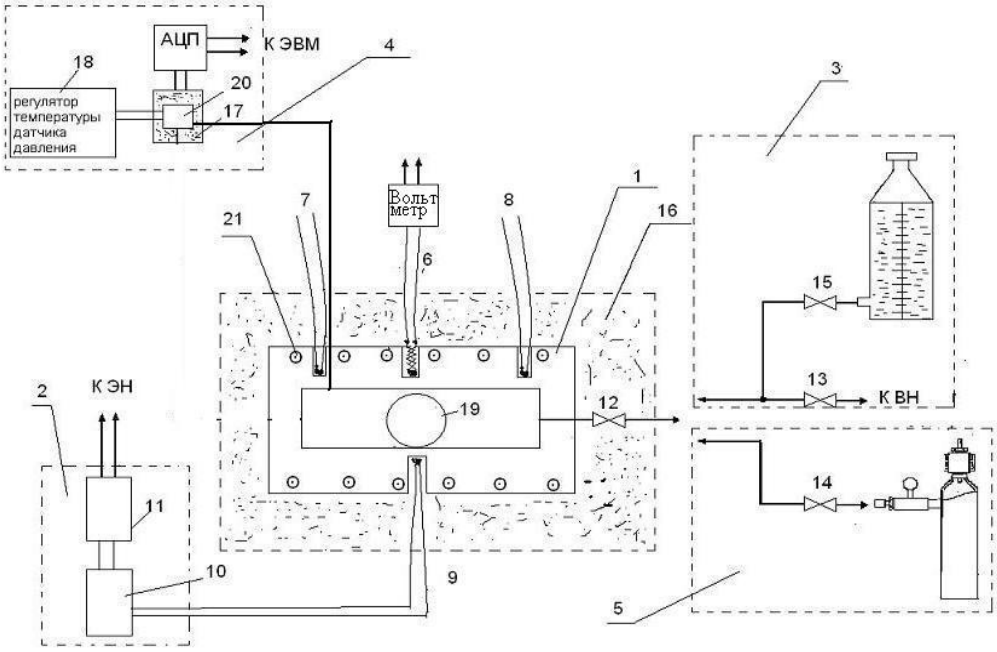


Рис.1. Блок- схема установки: 1- рабочая ячейка; 2- система регулирования температуры; 3- система заполнения ячейки исследуемым веществом; 4- система измерения давления; 5- система отбора и анализа проб; 6- платиновый термометр сопротивления на 50 Ом (ПТС 50);7-9- термопары; 10- микропроцессорный регулятор температуры (МИНИТЕРМ 300); 11- усилитель мощности; 12-15- вентили; 16-17- теплоизоляция; 18- регулятор температуры датчика давления ; 19- шарик для перемешивания вещества в ячейке; 20- интегральный тензопреобразователь Д100; 21- электронагреватель; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ВН – вакуумный насос; ЭН – электронагреватель.

После исследования образца газовую и жидкую фазы отбирали в отдельные, предварительно вакуумированные пробоотборники, из титанового сплава марки ВТ3-1, помещаемые в сосуд Дьюара с жидким азотом. После окончания выпуска пробоотборник отсоединяли от линии отбора и закрывали заглушкой. Пробоотборник сушили и при комнатной температуре взвешивали на аналитических весах модели ВЛР-200 с точностью ±0.0005 г.

Таблица 1. Значения роста давления паров пропанола-1 в зависимости от температуры и времени.

Температура опыта (К)	Время выдержки (час)	Рост давления (МПа)
563.15	24	0.17
573.15	24	0.24
583.15	24	0.51
593.15	24	0.99
603.15	24	2.24
613.15	24	3.88

Были исследованы 2 пробы пропилового спирта массой примерно 7.23 г. каждая. Проба № 1 была исследована в диапазоне температур 531.85 - 623.15 К. В ходе эксперимента было установлено, что при температурах от 531.85 до 548.15 К роста давления не наблюдалось. Шаг по температуре составлял 5 К. Каждая из температур выдерживалась в течение 24 часов. При температуре 553.15 К был обнаружен рост давления, который составлял 0.14 МПа в течение 32 часов. В диапазоне температур 563.15 – 613.15 К был исследован процесс термического разложения пропилового спирта. Шаг по температуре составлял 10 К. В таблице 1 приведены значения роста давления паров пропанола-1 в зависимости от температуры и времени.

Таблица 2. Значения зависимости роста давления пропилового спирта при температурах опыта 603.15, 613.15 и 623.15.

Время, (мин)	Рост давления при T=603.15K (МПа)	Рост давления при T=613.15K (МПа)	Рост давления при T=623.15K (МПа)
0	17.439	22.758	27.609
60	17.529	22.932	27.837
120	17.619	23.106	28.065
180	17.709	23.28	28.293
240	17.799	23.454	28.521
300	17.889	23.628	28.749
360	17.979	23.802	28.977
420	18.069	23.976	29.205
480	18.159	24.15	29.433

В таблице 2 приведены значения роста давления пропилового спирта при температурах опыта 603.15, 613.15 и 623.15 К, а на рис. 2 указана их графическая иллюстрация.

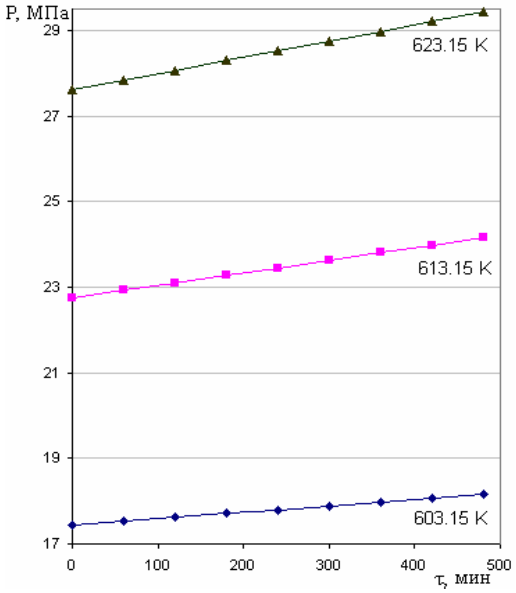


Рис.2. Зависимость роста давления паров пропилового спирта от времени для различных температур.

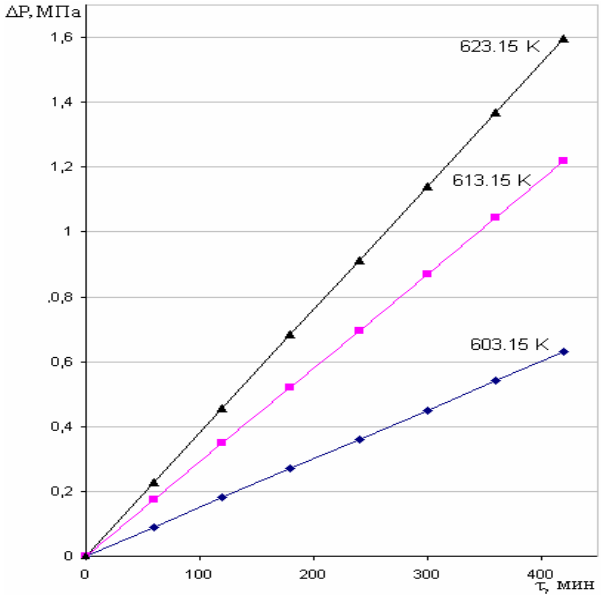


Рис.3. Зависимость изменения давления паров пропилового спирта от времени для различных температур.

На рис.3 приведена зависимость изменения давления паров спирта от времени. Для каждой из температур величину скорости роста давления паров пропилового спирта определяли углом наклона зависимости p от τ , т.е. $tg\alpha=\Delta p/\Delta\tau$.

Они равны 0.1 МПа/час, 0.174 МПа/час и 0.228 МПа/час для 603.15 К, 613.15 К и 623,15 К соответственно.

Проба № 2 была исследована при температурах 623.15 К и 673.15 К. При температуре 623.15 К пропиловый спирт выдерживали в течение 6 дней. В таблице 3 приведены значения роста давления паров пропанола-1 от температуры за 6 дней, а на рис.5 указана их графическая иллюстрация. Из рисунка 4 видно, что скорость роста давления была наибольшей в первый день, и уменьшилась до минимума в шестой. В таблице 4 приведены значения скорости роста давления паров пропилового спирта (tgα) для Т=623.15 К за 6 дней. К концу 6 дня рост давления становится относительно постоянным. Следовательно, прекращается расщепление молекул пропанола-1, что связано с наступлением динамического равновесия между пропанолом-1 и образующимися продуктами в газовой фазе.
При температуре 673.15 К в первый день выдержки наблюдался рост давления, после чего давление упало. При отборе мы обнаружили образование желтой и вязкой жидкости, что может быть связано с уплотнением продуктов термического разложения.

Таблица 3. Значения зависимости роста давления паров 1-пропанола от времени при температуре опыта Т=623.15 К в течение 6 дней.

Время, (мин)	Рост давление в 1 день (МПа)	Рост давление в 2 день (МПа)	Рост давление в 3 день (МПа)	Рост давление в 4 день (МПа)	Рост давление в 5 день (МПа)	Рост давление в 6 день (МПа)
0	24.265	26.662	28.747	29.96	30.804	31.2638
60	24.511	26.848	28.861	30.026	30.846	31.2818
120	24.757	27.034	28.975	30.092	30.888	31.2998
180	25.003	27.22	29.089	30.158	30.93	31.3178
240	25.249	27.406	29.203	30.224	30.972	31.3358
300	25.495	27.592	29.317	30.29	31.014	31.3538
360	25.741	27.778	29.431	30.356	31.056	31.3718
420	25.987	27.964	29.545	30.422	31.098	31.3898
480	26.233	28.15	29.659	30.488	31.14	31.4078
540	26.479	28.336	29.773	30.554	31.182	31.4045
600	26.725	28.522	29.887	30.62	31.224	31.4084

Значительное изменение давления при температурах опытов, по нашему мнению связано не только с низкой температурой кипения пропанола-1 (<100 ^{0}C), но и с образованием новых соединений, в том числе и газообразных. Для определения состава образующихся веществ нами, в качестве инструмента, привлечен метод газо-жидкостной хроматографии точнее для анализа газовой фазы использован газо-адсорбционный хроматограф ХПМ-2 с пламенно-ионизационным детектором, совмещенный компьютерной обработкой результатов с программным обеспечением «Мультихром» для Windows. В качестве колонки нами использована 4-х метровая колонка с неподвижной фазой Al_2O_3 + 7% $NaHCO_3$ и подвижной фазой водород со скоростью 16 мл/мин. Анализ продуктов, идентификация газообразных компонентов и калибровка прибора осуществлены, используя Гостовские стандартные баллонные смеси. На рис.6 и 7 приведены хроматограммы продуктов термического превращения пропанола-1

для первой и второй проб соответственно, а в таблицах 5 и 6 указаны процентные соотношения газообразных продуктов разложения.

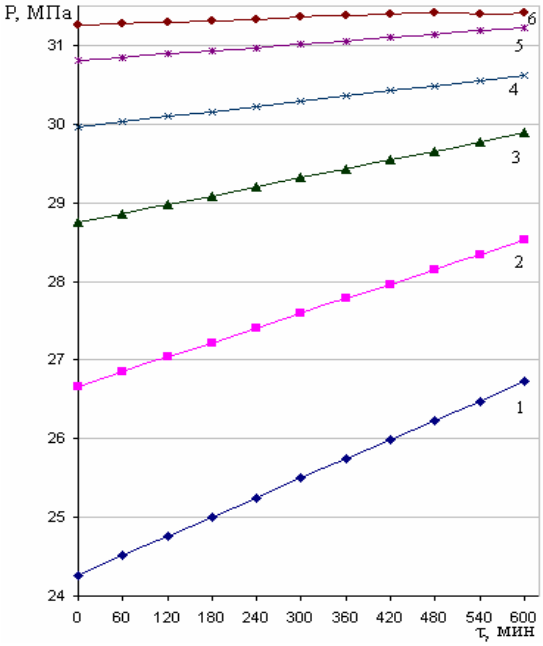


Рис.4. Зависимость роста давления паров пропанола-1 от времени для T=623.15 K в течение 6 дней.

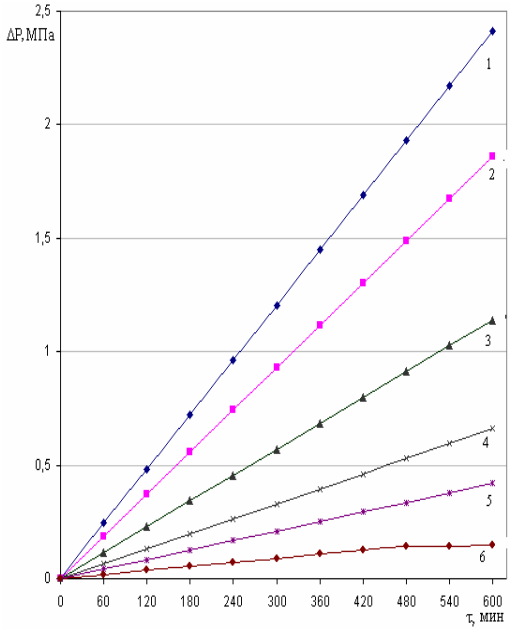


Рис.5. Зависимость изменения давления паров пропанола-1 от времени для T=623.15 K в течение 6 дней.

Таблица 4. Значения скорости роста давления паров пропилового спирта (tgα) для T=623.15 K во времени.

Дни	tgα (МПа/час)
1	0.242
2	0.182
3	0.114
4	0.066
5	0.042
6	0.024

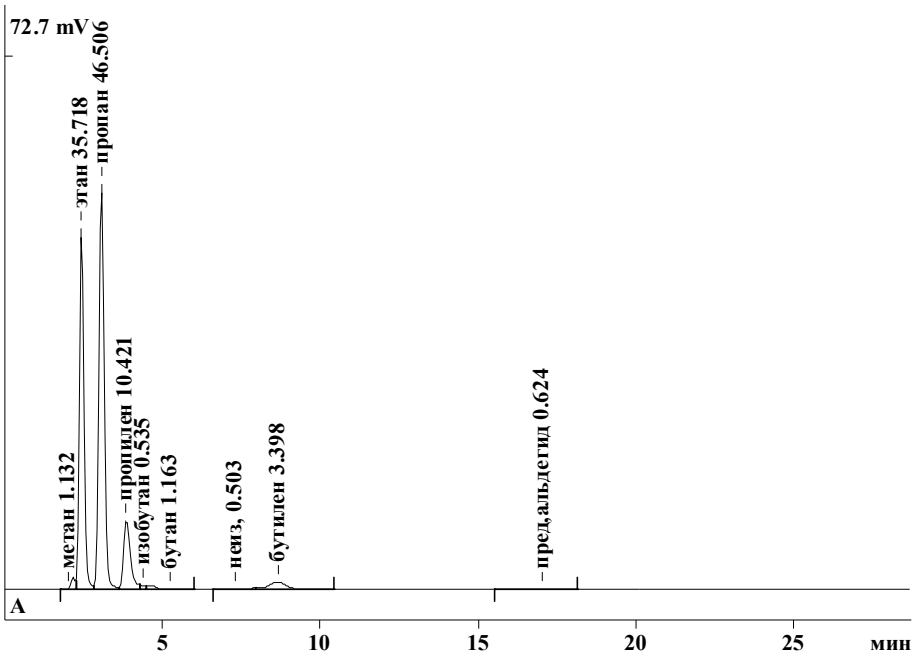


Рис.6. Хроматограмма продуктов разложившегося пропилового спирта (проба №1).

Табл.5. Процентное соотношение газовой фазы продуктов термического разложения пропанола-1 (проба№1).

Метан %	Этан%	Пропан%	Пропилен%	Бутан%	Бутилен%
1.132	35.718	46.506	10.421	1.163	3.398

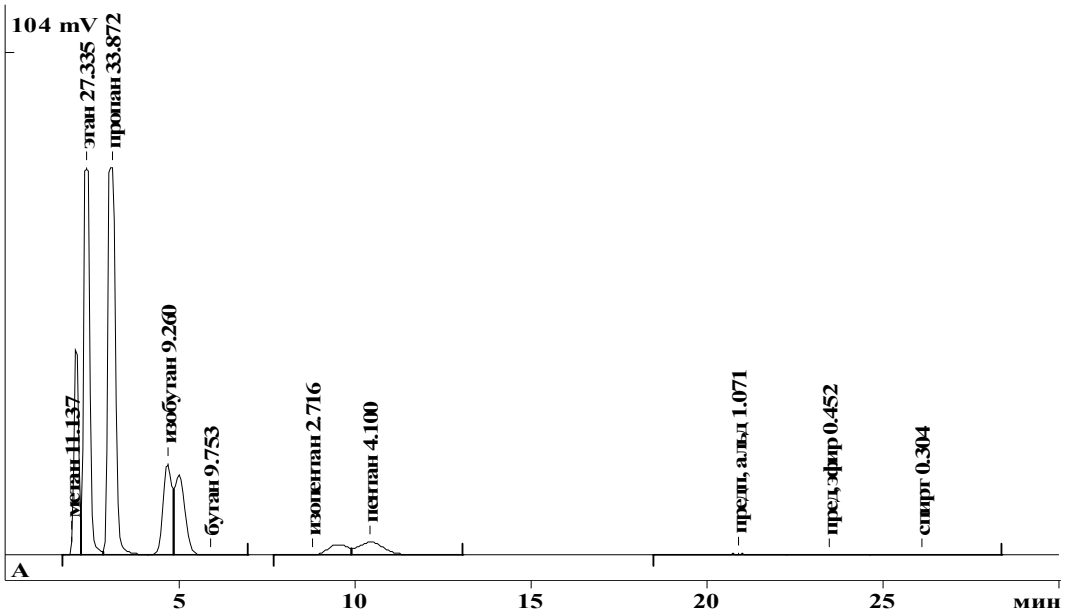


Рис.7. Хроматограмма продуктов разложившегося пропилового спирта (проба №2).

Табл.6. Процентное соотношение газовой фазы продуктов термического разложения пропанола-1 (проба№2).

Метан%	Этан%	Пропан%	Изобутан%	Бутан%	Изопентан%	Пентан%
11.137	27.335	33.872	9.26	9.753	2.716	4.1

Литература:

1. *Базаев А.Р.* Исследование термодинамических свойств смесей технически важных веществ как эффективных теплоносителей в энергетических установках. Физика. 2007. XIII. Баку.
2. *Базаев А.Р., Базаев Э.А., Алирзаев Б.А., Рабаданов Г.А.* PVT измерения метанола в критической и сверхкритической областях параметров состояния. Сборник трудов международной конференции 11-14 сентября 2002г.
3. Thermal decomposition of ethanol. II A computational study of the kinetics and mechanism for the H + C_2H_5OH reaction. Park J., Xu Z. F., Lin M. C. J. Chem. Phys. 2003. 118, № 22 c. 9990 – 9996.
4. Разложение метанола и этанола в сверхкритической воде. Methanol and ethanol decomposition in supercritical water. Hack Walter, Masten David A., Buelow Steven J. Z. Phys. Chem. 2005. 219 №3 c. 367 – 378.
5. *Никитин Д.Е.* Критические свойства термонестабильных веществ: методы измерений, некоторые результаты, корреляции// ТВТ. 1998 Т.36. №2. С.322.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД В ПРОЦЕССАХ СУШКИ

Гусейнов У.М.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр. И.Шамиля, 39а.

Введение. Известно, что сушка является единственным термическим процессом удаления из твердых материалов или растворов содержащейся в них влаги путем испарения. При этом следует отметить, что сушка является весьма энергоемким процессом. На практике реализуются два вида сушки: естественная, на открытых площадках, - достаточно длительный процесс на открытом воздухе и искусственная, например, с помощью горячего воздуха, который получают при сжигании органического топлива в промышленных конвейерных ленточных сушилках с огневым калорифером. И тот и другой способ применительно к сушке сельскохозяйственной продукции (овощей, фруктов) и лекарственных растений обладает существенными недостатками: получается продукт низкого качества, частичная потеря плодового аромата и биологически ценных веществ, а при промышленной сушке ещё и затраты значительного количества органического топлива (в зависимости от продукта при сушке 1 кг требуется затратить от 1 до 4 кг топлива) с последующим загрязнением атмосферы.

В связи с постоянным ростом цен на органическое топливо, ужесточением экологических требований к работе энергоустановок, использование солнечной энергии для сушки сельскохозяйственной продукции (овощей, фруктов) и лекарственных растений является актуальной задачей.

Использование возобновляемых источников энергии в специально спроектированных устройствах сушилках позволяет устранить все вышеуказанные недостатки, практически объединив в одном устройстве два способа сушки (естественный и принудительный), сэкономить органическое топливо и получить экологически чистый продукт с высокими органолептическими и физико-химическими свойствами. Производительность сушилки- 85 кг по свежему продукту в сутки, с выходом готовой продукции - 14-20 кг.

Создание комбинированных сушилок является одним из перспективных направлений в обеспечении высокотехнологичной и конкурентоспособной продукции.

Управление процессом сушки включает в себя управление интенсивностью, спектральным составом и поляризацией излучения, попадающего на материал. Термостатирование осуществляется за счет использования радиопоглощающих материалов, спектральные и теплообменные характеристики которых легко варьируются за счет изменения состава и пористости указанных материалов. В качестве активных элементов предлагается использовать фильтры, предназначенные для модуляции плоскополяризованного (солнечного) излучения, представляющие собой полимерную пленку с капсулированным в ней сегнетоэлектрическим жидким кристаллом, помещенную между прозрачными подложками, на внутренней стороне поверхности которых расположены прозрачные электроды. Работа фильтра основана на изменении светорассеивающей способности пленки под действием электрического поля. Для компенсации температурного перепада день-ночь и дополнительной оптимизации процесса теплообмена предлагается использовать в гелиосушилке аккумулятор теплоты на фазовых переходах (различные эвтектические композиции

неорганических соединений с Т = 20-120 С), который позволяет не только проводить процесс сушки при фиксированной температуре в ночное время, но и практически производить регулировку температурного режима в любое время (традиционные аккумуляторы тепла не позволяют это делать). Разработка принципов управления тепловыми и световыми характеристиками позволит использовать систему "свет-устройства-потребитель" в различных областях науки и техники, создавая принципиально новые конструкции научного оборудования, в сельском хозяйстве (теплицы, сушилки, выращивание посадочного материала, сохранение полученного продукта и т.д.), в животноводстве и птицеводстве (выращивание молодняка птицы), в жилищном строительстве (создание комфортных условий в помещениях (теплохладоснабжение), экология, создание условий для оптимального протекания физико-химических процессов.

Система тепловой насос. Система работает в следующих режимах. При достижении заданной температуры воздуха после солнечных коллекторов (СК) включается насос солнечного контура. При отсутствии достаточной солнечной энергии для покрытия нагрузки сушилки, включается один из резервных источников и/или биореактор и/или тепловой насос. Тепловой насос (ТН) типа «вода-воздух» марки GWS4 мощностью 3кВт, с рабочим телом - хладон марки R22.

При солнечном режиме ТН отключен, а воздух в контуре горячего воздуха-снабжения нагревается в скоростном теплоносителем СК. Резервная система, ТН включаются тогда, когда солнечной энергии недостаточно для нагрева воздуха. При этом режиме вода из геотермальной скважины подается в испаритель ТН с последующим ее сбросом в канализацию. Температура воды, подаваемой в испаритель ТН, находится в интервале 15 -25 С., а максимальная температура воздуха на выходе из конденсатора ТН 75-°С. тепловая мощность 10 кВт.

Представлено сравнение некоторых параметров тепловых насосов исследованных систем теплоснабжения. Из его анализа видно, что коэффициент преобразования этих ТН изменяется различным образом с ростом температуры воды, подаваемой в их испарители. Так, у ТН марки GWS4 он повышается незначительно, в то время как у ТН марки TC-VV10 более резко, особенно когда температура воздуха на выходе из конденсаторов ТН составляет 55 °С. это обстоятельство, было учтено при разработке гелио-солнечной сушилки. В результате удалось более полно использовать солнечную энергию в периоды ее малой интенсивности.

Проведенный технико-экономический анализ традиционных систем теплоснабжения и исследованных КССТ подтвердил конкурентоспособность последних. При этом предполагается, что эти системы будут функционировать в районах с жесткими экологическими требованиями (в первую очередь в курортно-санаторных зонах), в условиях ограничения поставки органического топлива и при отсутствии централизованных систем теплоснабжения (горные и степные регионы).

Экономическая оценка КССТ с ТН, а именно определение стоимости единицы реализуемого с ее помощью тепла производилась на основе сложившихся, на этот момент времени условий таких, как: уровень цен на электрическую и тепловую энергию, действующая система налогообложения и другие платежи в бюджет, состояние топливно-энергетического комплекса идеальная возможность энергообеспечения различных объектов и районов и т.п.

Результаты проведенных расчетов показали, что стоимость тепловой энергии, производимой КССТ с ТН, на 15...25 % ниже, чем стоимость тепла от электрических водонагревателей. Однако, учитывая некоторую нестабильность и меняющуюся экономическую конъюнктуру энергетического рынка, эти оценки следует считать ориентировочными. Поэтому экспериментальные исследования КССТ с ТН будут продолжены.

В комбинированных сушилках предполагается использование аккумулятора АТ. Аккумуляторы тепла (АТ), использующие фазовый переход при плавлении кристаллогидрата солей натрия и кальция оказались наиболее технологически и экономически перспективными для аккумулирования тепла солнечных систем. Известно, что практически все кристаллогидраты неорганических солей кристаллизуются с переохлаждением и свои теплоаккумулирующие свойства теряют с увеличением числа циклов зарядки-разрядки. Поэтому были проведены специальные экспериментальные исследования и найдены различные добавки к кристаллогидратам, значительно уменьшающие влияние названных эффектов на работу этих аккумуляторов. Подключение АТ с фазопереходными материалами к комбинированным солнечным системам теплоснабжения (КССТ) дома позволит обеспечить ее стабильную работу в любое время суток без потребления электроэнергии, а его использование в качестве источника низкопотенциального тепла для тепловых насосов даст возможность получить более высокий коэффициент преобразования последнего.

Перспективы развития геотермальной и других источников энергии. Термин возобновляемые источники энергии (ВИЭ) применяется по отношению к тем источникам энергии, запасы которых восполняются естественным образом, прежде всего, за счет поступающего на поверхность Земли потока энергии солнечного излучения, и в обозримой перспективе являются практически неисчерпаемыми. Это, в первую очередь, сама солнечная энергия» также ее производные энергия ветра, энергия растительной биомассы, энергия водных потоков и т.п. К возобновляемым источникам энергии относят также геотермальное тепло, поступающее на поверхность Земли из ее недр низкопотенциальное тепло окружающей среды, а также некоторые источники энергии, связанные с жизнедеятельностью человека (тепловые «отходы» жилища, органические отходы промышленных и сельскохозяйственных производств, бытовые отходы и т.п.).

Современная энергетика в основном базируется на невозобновляемых ископаемых первичных источниках энергии (ПИЭ). Такое производство и потребление энергии, помимо того, что оно является одним из основных антропогенных факторов, отрицательно влияющих на окружающую среду, не может гарантировать устойчивое развитие энергетики на длительную перспективу.

Энергетический потенциал большинства из перечисленных выше ВИЭ в масштабах планеты и территорий стран во много раз превышает современный уровень энергопотребления, и поэтому они могут всерьез рассматриваться как возможный источник производства энергии.

Различные сценарии развития человечества предполагают необходимость широкого освоения ВИЭ уже в ближайшие десятилетия, как по причине неизбежного сокращения добычи и повышения стоимости нефти, газа и угля, так и по экологическим причинам (эмиссия CO_2 и другие вредные воздействия традиционной энергетики на окружающую среду). Использование ВИЭ, как

правило, не оказывает серьезного негативного воздействия на окружающую среду, в большинстве своем они являются экологически чистыми и повсеместно доступными источниками энергии.

К серьезным недостаткам ВИЭ, ограничивающим их широкое практическое применение, относятся невысокая плотность энергетических потоков и их непостоянство во времени и, как следствие этого, необходимость значительных затрат на оборудование, обеспечивающее сбор, аккумулирование и преобразование энергии.

Вместе с тем технологии использования различных ВИЭ активно развиваются во многих странах мира, многие из них достигли, коммерческой зрелости и успешно конкурируют на рынке энергетических услуг, в том числе при производстве энергетической энергии.

Существенный вклад в энергоснабжение различных регионов может внести геотермальная энергия. Под геотермальной энергией понимают физическое тепло глубинных слоев земли, имеющих температуру, превышающую температуру воздуха на поверхности. В качестве носителей этой энергии могут выступать как жидкие флюиды (вода и/или пароводяная смесь), так и сухие горные породы, расположенные на соответствующей глубине. Из горячих недр Земли на ее поверхность постоянно поступает тепловой поток, интенсивность которого в среднем по земной поверхности составляет около 0,03 Вт/м. Под воздействием этого потока, в зависимости от свойств горных пород, возникает градиент температуры - так называемая геотермальная ступень. В большинстве мест, геотермальная ступень составляет не более 2 - 3°С/100м. Однако в местах молодого вулканизма, вблизи разломов земной коры геотермальная ступень повышается в несколько раз и уже на глубинах несколько сот метров, а иногда несколько километров, находятся либо сухие горные породы, нагретые до 100°С и более, либо запасы воды или пароводяной смеси с такими температурами.

Несмотря на то, что в ряде стран, в том числе и в России, делались и продолжаются попытки использовать тепло сухих горных пород, сегодня в качестве источников геотермальной энергии для получения тепла и/или для производства электроэнергии экономически целесообразно, оказывается, использовать лишь термальные воды и/или парогидротермы. Легкодоступных геотермальных месторождений с температурой более 100°С на земном шаре сравнительно немного.

Существующие геотермальные электростанции (ГеоЭС) представляют собой установки, работающие с термодинамической точки зрения по циклу Ренкина. Рабочим телом в паровой турбине может быть либо водяной пар, получаемый непосредственно из геотермального флюида (в этом случае установка называется одноконтурной), либо, особенно при невысокой температуре флюида, двухконтурные (бинарные) с низкокипящим рабочим телом во втором контуре. Единичная мощность таких ГеоЭС составляет от сотен кВт до сотен МВт.

Для производства электроэнергии с приемлемыми технико-экономическими показателями температура геотермального флюида должна быть, как правило, не ниже 100°С, в то время как для целей прямого теплоснабжения пригодны месторождения с более низкими температурами (30 - 100°С). В определенных условиях неглубоко залегающие термальные воды с температурой 20 - 30°С могут эффективно использоваться как источник низкопотенциального тепла в теплонасосных системах теплоснабжения.

В настоящее время суммарная мощность действующих в мире геотермальных электростанций составляет около 10 ГВт(э). Суммарная мощность существующих геотермальных систем теплоснабжения оценивается примерно в 20 ГВт(т). США, Филиппины, Италия, Мексика, Исландия, Индонезия и Новая Зеландия являются наиболее крупными «потребителями» геотермальной энергии.

По оценкам различных экспертов и международных организаций суммарная мощность ГеоЭС в мире с учетом известных запасов парогидротермальных месторождений и прогнозов роста цен на органическое топливо в обозримой перспективе (до 2030 г.) может возрасти до 40 - 70 ГВт и составить около 0,4% от всех генерирующих мощностей в мире. При этом наиболее быстрыми темпами будет вестись создание бинарных ГеоЭС на низкокипящих рабочих телах. В отдаленной перспективе возможно экономически эффективное использование и петротермальных ресурсов, технологии освоения которых разрабатываются в ряде стран мира.

Системы централизованного геотермального теплоснабжения поселков, небольших городов, тепличных комплексов и других потребителей используются во многих странах, в том числе европейских.

Геотермальные теплонаносные установки широко используются в США, Канаде, многих странах Европы для теплоснабжения малых потребителей. В Швейцарии каждый 3-ий новый индивидуальный жилой дом оснащается такой системой, являющейся особенно эффективной при замещении электрических систем горячего водоснабжения и обогрева. Применяются как вертикальные подземные теплообменники, расположенные в скважинах глубиной 30 - 100 м и утилизирующие тепло грунтовых вод с температурой 15 - 20 °С, так и горизонтальные грунтовые теплообменники, расположенные на глубине до 2-3 м. Удельные затраты на вертикальные теплообменники составляют 20-30 долларов за погонный метр; с 1 м теплообменника можно снять в среднем 60 - 100 Вт низкопотенциального тепла. Коэффициент преобразования энергии теплового насоса в таких системах достигает 3-4 (на 1 кВт затрачиваемой электроэнергии получают 3-4 кВт полезного тепла). Несмотря на повышенные начальные капитальные затраты, связанные прежде всего с созданием теплообменников, срок окупаемости геотермальных теплонаносных установок в ряде случаев не превышает 3-5 лет.

Основные проблемы геотермального теплоснабжения связаны с солеотложением и коррозионной стойкостью материалов и оборудования, работающих в условиях агрессивной среды. В этой связи представляет большой практический интерес внедрение двухконтурных систем теплоснабжения с использованием эффективного и коррозионно-стойкого современного теплообменного оборудования.

С целью избегания загрязнения окружающей среды, рек и водоемов извлекаемыми из недр земли минеральными соединениями современные технологии использования геотермальной энергии предусматривают обратную закачку отработавшего геотермального флюида в пласт.

Стоимость энергии, получаемой от ВИЭ, в течение последних лет стремительно снижается, и многие технологии становятся конкурентоспособными. В первую очередь, это относится к быстро прогрессирующим технологиям использования биомассы для производства тепла и электроэнергии, солнечным водонагревателям, фотопреобразователям, мини - и микро-ГЭС, ветроустановкам, теплонаносным системам теплоснабжения. Наивысшую конкурентоспособность они проявляют в децентрализованных

системах тепло- и электроснабжения. Вместе с тем, во многих случаях ВИЭ пока еще уступают технологиям, основанным на использовании традиционных видов топлив, прежде всего из-за сравнительно высоких начальных капитальных затрат.

Многие страны реализуют специальные национальные и коллективные программы, направленные на стимулирование ускоренного освоения ВИЭ. При этом в качестве важного аргумента активной государственной поддержки ВИЭ рассматривается экологический фактор, в том числе обязательства стран по сокращению эмиссии CO_2 в атмосферу в соответствии с Киотским Соглашением. Серьезным мотивационным фактором развития ВИЭ для многих стран, особенно зависящих от импорта традиционных энергоресурсов, является забота об энергетической безопасности.

Развитие ВИЭ инвестируют крупнейшие мировые энергетические компании, банки, международные организации и фонды.

Для стимулирования и поддержки внедрения ВИЭ во многих странах используются различные формы правительственной поддержки:

- льготные тарифы для продажи электроэнергии, выработанной от ВИЭ, в сеть;
- использование для энергии, получаемой от ВИЭ, понятия «зеленая энергия», предполагающего более высокую цену ее для сознательного потребителя;
- налоговые льготы;
- льготные кредиты;
- как отмечалось выше, во многих странах законодательно предписывается обеспечить к определенному сроку заданную долю ВИЭ в энергобалансе.

В России, обладающей большими запасами традиционных органических энергоресурсов, государство не уделяло серьезного внимания развитию ВИЭ в последние годы. В отличие от других стран в России пока отсутствует их законодательная поддержка, не приняты целевые индикаторы по их развитию в перспективе

При существующих масштабах добычи органических топлив и при наличии достаточно развитых систем централизованного энергоснабжения возобновляемые источники энергии вряд ли в обозримой перспективе могут в России в отличие от других стран составить серьезную конкуренцию традиционной энергетике.

Возобновляемые источники энергии могли бы внести в России существенный вклад в решение следующих актуальных энергетических задач:

1. Электро- и теплоснабжение автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения;
2. Сокращение завоза жидкого топлива в труднодоступные районы и на Крайний Север при одновременном повышении надежности энергоснабжения;
3. Повышение надежности энергоснабжения населения и производства (особенно сельскохозяйственного) в зонах централизованного энергоснабжения (главным образом в дефицитных энергосистемах) во время аварийных и ограничительных отключений;
4. Сокращение вредных выбросов от энергетических установок в отдельных городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха населения.

Примеры эффективного использования возобновляемых источников энергии для решения локальных и даже региональных энергетических проблем в различных районах России имеются. Создание Верхнее-Мутновской и Мутновской геотермальных электростанций на Камчатке существенно повысило

надежность энергоснабжения региона и обеспечило сокращение завоза дорогого топлива для дизельных электростанций. Положительный опыт использования энергии ветра имеется на Чукотке и в Калининградской области, мини - и микро-ГЭС в Башкирии и Бурятии, солнечной энергии для горячего водоснабжения объектов санаторно-курортного комплекса Краснодарского края, жилых домов и промышленных предприятий в Бурятии, высокогорных объектов Специальной астрофизической обсерватории РАН в Карачаево-Черкессии.

В настоящее время завершается разработка Программы развития возобновляемых источников энергии в России, активное участие в подготовке которой принимают Минэкономразвития, Министерство образования и науки, Министерство природных ресурсов, а также Глобальный экологический фонд (ГЭФ). С участием РАО ЕЭС (гидро-ОГК) ведется подготовка и активное обсуждение в Государственной Думе закона РФ о возобновляемых источниках энергии.

КОНСТРУКЦИЯ ВОДОЗАБОРНОЙ ЧАСТИ МАЛОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИНАЗ В РУТУЛЬСКОМ РАЙОНЕ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

Сулейманов Б.И.

Дагестанский государственный технический университет, ООО «Энергострой ЛТД»; Махачкала, Россия; 367015, пр.Шамиля 70.

Река Шиназ является левым притоком реки Самур в верхней трети её течения. Среднемноголетний расход реки равен 2.86 м^3/с, а минимальный зимний - 0.51 м^3/с. Максимальные расходы реки равны, обеспеченностью: 5 % – 43 м^3/с; 3 % – 50 м^3/с; 1 % – 56.5 м^3/с и 0.1% – 69 м^3/с. На этой реке, на высоте более 1800 м над уровнем моря, в 1.5 км выше с.Шиназ, в Рутульском районе Дагестана, в2008 году построена малая ГЭС (МГЭС) с установленной мощностью 1.38 МВт и со среднегодовой выработкой – 7.62 млн. кВт/час. Тип гидроэлектростанции – деривационный (с напорной трубой), без водохранилища, с расчётным напором 80.1 м, с расчётным расходом – 2.4 м^3/с, класс капитальности – 4. Длина деривации – 1320 м, внутренний диаметр трубы – 1000 мм. Гидросиловое оборудование – две гидротурбины типов РО-120-ГМ-65 и РО-100-ГМ-40. Тип гидрогенераторов – «синхронный». Здание ГЭС модульного типа.

В районе строительства, в летний период, река имеет бурный характер и изобилует значительным продвижением по руслу реки донных наносов с диаметром твёрдых частиц до 500 мм. На это указывает и русло реки, которое всплошную выложено каменистым кругляком с диаметрами частиц от 50 до 400 мм и более. Ширина русла на участке строительства в пределах 50-60 м, ниже по течению расширяется до 80-100 м.

При строительстве МГЭС на горных реках, в вышеуказанных русловых условиях, основной проблемой является надёжное и экономичное проектирование водозаборного узла сооружений. Известные в мировой практике «классические» типы горных водозаборов зачастую не отвечают этим условиям. Как показал опыт проектирования и строительства они достаточно дороги и не всегда надёжны. К ним, прежде всего, относятся водопропускные сооружения водозаборов, сопрягающиеся с нижним бьефом в виде водобойных колодцев, водобойных плит и т.д. Они достаточно громоздки и имеют значительные площади соприкасающиеся с донными наносами. При обильном движении по руслу реки донных наносов, бетонные поверхности этих сооружений подвергаются значительному истиранию, с интенсивностью до нескольких десятков сантиметров в год. Через несколько лет эксплуатации это приводит к разрушению бетонных водобойных устройств, а затем и подпорных водосливных сооружений. Учитывая это, кафедра ГТС ДГТУ разработала несколько вариантов водозаборных узлов для малых ГЭС, для случая нескальных оснований, которые отличаются от «классических» вариантов по конструкции, способу сопряжения бьефов и способу защиты бетонных поверхностей от истирания. Ниже рассматриваются новые конструктивные решения, принятые по сооружениям водозаборного узла Шиназской МГЭС..

На рис.1 представлено поперечное сечение водосливной плотины с разрезом по водозаборной галерее. Плотина имеет головную часть 1, с горизонтальным продолжением 2. В головной части устроена водозаборная галерея 3, которая сверху прикрыта металлической решёткой. С низовой стороны плотина имеет глубоко залегающую стену 4, которая выполнена в монолите с горизонтальной частью. Горизонтальный участок 2 заканчивается над стеной 4

консольным выступом, с которой поток воды реки сбрасывается в нижний бьеф. Вместо традиционных бетонных водобойных устройств, в нижнем бьефе устроен каменный ковш 5 на слоях обратного фильтра 6. В целях обеспечения максимальной пропускной способности донных наносов и селевых потоков реки, порог водозаборной части плотины сделан на отметке 0,00 м. Длина этой части плотины равна 4 м. За разделительным бычком располагается основная часть водосливной плотины, порог которой на 0.5 м выше порога водозаборной части. Длина этой части плотины (за бычком) равна 20 м. При подъёме уровня воды реки выше 0,5 м, вода будет сбрасываться в нижний бьеф по водосливной части плотины. Минимальная высота обоих частей плотины установлена с учётом максимального пропуска крупных донных наносов (валунов) через плотину, без образования заторов. Обе части плотины имеют общую горизонтальную сливную плиту 2.

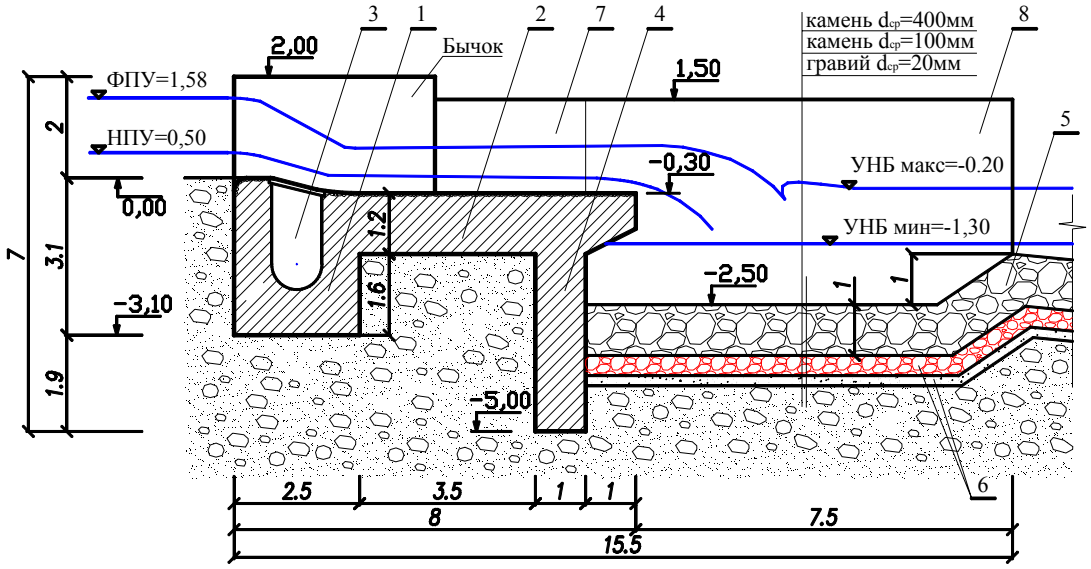


Рис.1. Поперечный разрез водосливной плотины по водозаборной галерее.

В нижнем бьефе, для гашения энергии воды устроен каменный ковш-колодец 5, глубина которого определена с учётом неразмываемости верхнего слоя камня со средним диаметром валунов 400 мм. Глубина заложения основания низовой стены плотины 4 определена с учётом максимально возможного размыва грунта русла реки, при отсутствии здесь искусственно уложенного каменного ковша. Глубина ковша 1 м, с низовой стороны она заканчивается каменным порогом, с отметкой верха на уровне дна реки. Ниже приводятся некоторые подробности по сооружениям водозаборного узла.

Низконапорная бетонная водосливная плотина. Имеет общую длину 20 м, состоит из 2-х секций длиной по 10 м, которые разделены деформационно-осадочными швами. Аналогичным швом – водосливная часть отделена и от водозаборной (решётчатой) части сооружения. Между двумя этими частями сооружений водосливного фронта располагается бык толщиной 1.2 м. От гребня водослива сливная часть плавно переходит в горизонтальную плиту, которая на 0,3 м ниже гребня водослива. Полная ширина этой части водосброса равна 10 м, из которых 1 м в конце слива выполнен в виде консоли, с переменной толщиной от 120 до 70 см. Средняя толщина горизонтальной сливной части равняется 120 см. За консолью водосброса организовано падение воды в каменный ковш. Размеры и отметки расположения элементов сооружения даны на рис.1.

Учитывая, что в паводки по реке Шиназ продвигаются донные наносы в виде каменных глыб диаметром до 400-500 мм, то водосливная поверхность

водосливной части облицовывается твёрдыми, окатанными валунами, которые более износостойки на истирание, чем бетон. Конструкция водосброса имеет слабое армирование, в виде каркаса, состоящего из 2-х сеток, соединённых между собой поперечной (стоячей) арматурой. Нижняя сетка укладывается на защитный слой бетона толщиной 6 см (у основания). Верхняя сетка устанавливается в 35 см от верхней поверхности бетона. Ячейки арматуры позволяют втапливать в бетон каменные валуны. Применение каменной облицовки из местного речного камня намного удешевляет стоимость основной (наиболее дорогой) части сооружения.

Водозаборная часть водосброса с донной галереей. Отделяется от водосливной части быком толщиной 1,2 м. Водозаборная часть имеет длину 4 м и состоит из донной галереи шириной 1 м, которая закрыта металлической решёткой, состоящей из вертикально расположенных металлических пластин толщиной 8 мм, с просветами по 14 мм. Решётка имеет уклон в сторону нижнего бьефа, равный 0,15. Ниже решётки располагается сливная часть водослива, верх которой имеет отметку – 0,3 м (как и остальной, части водослива). Контуры и профиль водослива водозаборной части аналогичны водосливной части плотины, с теми же основными размерами, только во входной части устроена водозаборная галерея. Водозаборная галерея начинается от быка и имеет начальную глубину 0,5 м. Далее, галерея, с уклоном 0,44 идёт в сторону аванкамеры, углубляясь до отметки ▼– 2,2 м. В конце галереи устроен уступ (вниз) для промывника, откуда собственно и начинается аванкамера. Дно галереи выполнено в виде полукруга, с радиусом закругления 0,5 м.

Аванкамера с водоспуском и входом в деривацию (на рисунке не показана) начинается с конца галереи и состоит из двух частей. Первая часть (от галереи) имеет ширину 1,1 м, где располагается промывник донных наносов, просачивающихся сквозь просветы водозаборной решётки. Вторая часть аванкамеры имеет внутреннюю ширину 2 м и с правой стороны ограничена железобетонной стеной, толщиной по верху 45 см.

В аванкамере, промывник заглублён ниже конца галереи, до отметки ▼–3,15 , откуда начинается труба промывного водоспуска диаметром 1000 мм. Вход в трубу регулируется плоским глубинным затвором. Заглублённая часть аванкамеры принимает твёрдые частицы донных наносов и сбрасывает их по трубе водоспуска в нижний бьеф. Для этого, в эксплутационный период, затвор промывника открыт на 5-10 см, что способствует пропуску твёрдых частиц в трубу-водоспуск и далее в нижний бьеф. В правой части аванкамеры устроен приёмник воды в деривационную трубу. Порог полки входа деривационной трубы выше дна приямка водоспуска на 105 см (отметка ▼– 2,10 м), при этом, основание на входе в трубу деривации ниже этого порога на 10 см (отметка ▼– 2,20 м). Общая длина аванкамеры по основанию, вместе с разделительной стеной-диафрагмой и боковой стеной справа, равна 4,25 м.

Ковш каменного крепления нижнего бьефа. За бетонной консолью водослива устроен каменный ковш крепления нижнего бьефа. Верхняя граница ямы ковша ниже поверхности конца водослива на 0,7 м (отметка ▼–1.0 м). В профиле, каменное крепление состоит из трёх слоёв. В ковшовой части, на длине 8.25 м верхний слой состоит из камней со средним диаметром 400 мм. Толщина этого слоя 1.0 м. Второй слой крепления состоит из камней со средним диаметром 100 мм, толщина этого слоя равна 0.4 м. Третий слой состоит из гравия или щебня, со средним диаметром частиц 20 мм. Толщина этого слоя 0.2 м. Слои камней уложены в виде обратного фильтра, они одновременно предотвращают возможную механическую суффозию грунта основания от фильтрационного

потока. Каменное крепление ковша имеет горизонтальный участок длиной 5 м, который переходит в наклонный участок (длиной 2,0 м) с заложением откоса 1:1.5. Этот подъём создаёт в ковше водяную подушку с толщиной 1 м.

Стены-устои. Стена-устой правого берега начинается от аванкамеры и имеет общую длину 14 м. Из них, 2,5 м – сечение стены трапецеидальное, а остальные 11,5 м Г-образной формы, полумассивное. По всей длине этой стены в ней проходит стальная труба водоспуска, с внутренним диаметром 1000 мм, что способствует экономии бетона на объём данной трубы. Общая длина крепления левого берега равна 20 м. Из них 8,5 м приходятся на вертикальную стену-устой, двух разновидностей в сечении. Ниже водосливной части плотины (11,5 м), берег крепится бутобетоном, уложенным на откос с заложением 1:1.

Водопропускная способность сооружения. Максимальная пропускная способность водосливной части плотины равна 50-55 $м^3/с$, с удельными расходами 2.5-2.75 $м^3/с$. При тех же максимальных расходах воды в реке, водозаборная часть сооружения (с решёткой) способна пропустить в нижний бьеф 13-14 $м^3/с$, с удельными расходами 3.25-3.5 $м^3/с$, при глубине воды на пороге решётки примерно – 1,6 м. При максимальных паводках, полное открытие затвора водоспуска позволяет сбрасывать по нему в нижний бьеф около 4 $м^3/с$. Итого, общая, максимальная пропускная способность водозаборного узла сооружений равна 67-73 $м^3/с$, что значительно превышает поверочный расход реки 1%-ой обеспеченности. Высота стен-устоев на всём протяжении флютбета выше максимальных уровней воды в паводки не менее чем на 0.4 м.

Основные преимущества новых конструктивных решений по водозаборному узлу заключаются в значительном сокращении объёма бетона в водосбросных сооружениях. В принятом варианте водозаборного узла, общий объём бетона и железобетона равен 1146 $м^3$. При возведении данного узла по «классической» схеме (с водобойным колодцем и т. д.) объём бетона в сооружениях равнялся бы 2100 $м^3$, т. е. практически удвоился. Это привело бы к удорожанию объекта более чем на 1.5-2 млн. рублей! Вторым важным моментом по проекту водозабора является, выполнение облицовки водосливных поверхностей из каменных валунов в большом количестве слагающих русло реки Шиназ. Износостойкость данного материала выше чем у бетона, к тому же, на водосливных сооружениях, объём бетона сокращается на величину объёма каменного материала облицовки, что не учтено в вышепоказанном сравнении.

В заключении можно отметить, что общая стоимость всего малого гидроузла с ГЭС, в ценах 2007 года, равна 55.934 млн. руб., а удельная стоимость одного кВт мощности МГЭС равна 40532 рубля или примерно 1700 долларов США.

КОНСТРУКТИВНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ВОДОЗАБОРНОЙ ЧАСТИ АМСАРСКОЙ МАЛОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАИК-ЧАЙ

Сулейманов Б.И.

Дагестанский государственный технический университет, ООО «Энегострой ЛТД»; Махачкала, Россия; 367015, пр.Шамиля 70.

В связи со строительством малых ГЭС в горных регионах Дагестана и в других Республик Северного Кавказа, имеется проблема надёжного и экономичного проектирования сооружений входящих в состав малых гидроузлов с ГЭС. Эта проблема прежде всего связана со строительством водозаборных узлов ГЭС на нескальных руслах малых горных рек. В практике проектирования и строительства этот вопрос разработан менее всего. В литературных источниках предлагаются донно-решётчатые водозаборы горного типа [1.2], в которых слабо разработаны вопросы сопряжения бьефов и промывки донных наносов попавших в водозаборную галерею через просветы решёток. Сопряжение бьефов в виде низконапорных водосливных плотин (с водозаборными галереями на гребне водосливов), с «классическими» водобойными устройствами в нижнем бьефе, ведёт к большим объёмам бетона и длинным, плохо вписывающимся в повороты малых рек флютбетам. Эти длинные флютбеты (понур, водосливная плотина, водобой и рисберма) имеют большие площади соприкосновения с движущейся водой, которые в период паводков на реках подвергаются исстеранию твёрдыми фракциями донных наносов. В зависимости от состава твёрдого стока (гранитного, известнякового или другого скального происхождения) и марки бетона водобойных устройств, истерание бетона может достигать в год от нескольких, до десятков сантиметров. Это может приводить к разрушению водобойных устройств в нижнем бьефе, а затем и плотинно-водозаборного узла в целом. Примеры такого рода имеются.

Учитывая эти и другие проблемы (не приводимые здесь), в Дагестанском государственном техническом университете, с конца 1990-х годов, разрабатываются различные типы плотинно-водозаборных узлов для малых ГЭС, которые ООО «Энергострой ЛТД» внедряет в проектную практику и в реальное строительство. Первое внедрение конструкции водозабора нового типа, для случая рек с нескальным руслом, осуществлено при проектировании и строительстве Амсарской малой ГЭС на реке Маик-чай, в Рутульском районе Республики Дагестан.

Река Маик-чай является правым притоком реки Самур и впадает в неё примерно в 2-х километрах ниже селения Лучек, а здание ГЭС малого гидроузла находится примерно в 2-х км от с. Амсар. Среднегодовые расхды воды в реке равны 0.78 $м^3/с$. Максимальные расходы реки Маик-чай обеспеченностью 5% равны 19 $м^3/с$; обеспеченностью 3% – 21% $м^3/с$; обеспеченностью 1% – 26 $м^3/с$ и обеспеченностью 0,1% – 31 $м^3/с$. Амсарская малая ГЭС относится к 4-му классу капитальности. Поэтому, водопропускные сооружения водозаборного узла рассчитывают на пропуск расходов реки 5%-й обеспеченности, а поверочные на расход 1%-й обеспеченности. С учётом этого и запроектированы водопропускные сооружения водозаборного узла.

Мощность Амсарской малой ГЭС принята равной 1 МВт, с двумя агрегатами по 500 кВт. Среднегодовая выработка электроэнергии определена в объёме 3,86 млн.кВт/час. Малая ГЭС выполнена в деривационном варианте.

Деривация состоит из напорной трубы с внутренним диаметром 1000 мм, длиной 1020 м, с перепадом высот от водозабора до здания ГЭС – 78 м. Расчётный расход воды водозаборной галереи равен 2,4 м^3/с, расчётный расход ГЭС 1.2 м^3/с. . Гидротурбины имеют радиально-осевой тип, с горизонтальным подводом воды. Здание ГЭС модульного типа, собирается из готовых конструкций и элементов.

Наиболее ответственным сооружением гидроузла с малой ГЭС является плотинно-водозаборный узел, от которого берёт начало деривационная труба. Именно для этой части малого гидроузла разработаны новые конструктивные решения по плотине, аванкамере водозабора, нижнему бьефу и т. д. Водозаборный узел состоит из водосливной плотины, которая разделена на две части – чисто водосливную (слева, по течению реки) и водозаборную (справа). Между ними расположен рыбоход. За стеной-устоем, справа от водосливной плотины, расположена невысокая земляная плотина, максимальной высотой 3.3 м. Деривационная труба располагается с левой стороны от водосливной плотины.

На рис.1 показан поперечный разрез водосливных сооружений по флютбету, а именно, по водозаборной её части. Здесь показаны: водосливная плотина 1, с плитой-консолью 2 (с низовой стороны) и с водозаборной галереей 3 на гребне водослива; понур, который состоит из толстой 4 и тонкой 5 частей; каменный ковш 6 на слоях обратного фильтра 7; стен-устоев 8 и т.д. Понур выполнен из железобетона и монолитно соединён с плотиной. Плита-консоль сопрягается с нижним бьефом в виде отброса струи. Гашение энергии падающей воды происходит в каменном ковше, которая заменяет бетонные водобойные устройства классического варианта сопряжения бьефов. Новым решением здесь является устройство плиты-консоли 2 с низовой стороны плотины, монолитное соединение понура с плотиной, с устройством в ней толстой части и создание за плотиной каменного ковша на обратном фильтре.

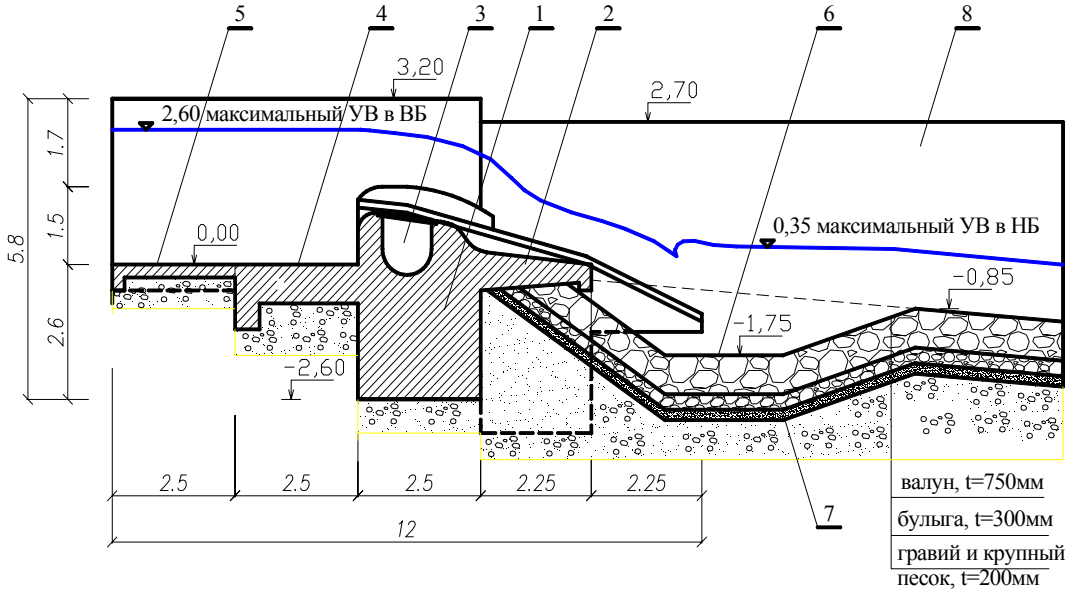


Рис.1. Поперечный профиль сооружений водосливного фронта по водозаборной части плотины.

Монолитное соединение понура с плотиной позволяет вовлечь его в совместную работу по обеспечению устойчивости плотины на сдвиг и опрокидывание, при этом уменьшается ширина плотины по основанию. Устройство плиты- консоли и отброс струи потока от плотины, позволяет избавиться от длинных бетонных водобойных устройств в нижнем бьефе (водобойной плиты, рисбермы и т. д.). При этом, за счёт меньшей длины водобойного ковша, значительно сокращается и длина стен-устоев (с обоих

сторон). В случае пологих откосов нескальных берегов, длину стен-устоев с низовой стороны можно сократить до кончика консоли, закрепив береговые откосы каменным материалом. Все эти конструктивные решения значительно сокращают объём бетона по водозаборному узлу.

Другие конструктивные новшества показаны рис. 2, где даётся продольный разрез водосливной плотины по оси водозаборной галереи. По рис. 2: 1- пролёт водосливной плотины по водозаборной части сооружения; 2- водосливная часть плотины (выше водозаборной на 0.5 м); 3- рыбоход; 4- решётка прикрывающая водозаборную галерею 5 сверху (на уровне гребня водослива); 6- аванкамера водозабора; 7- выходное отверстие из аванкамеры в трубу деривации 8; 9-отверстия (трубы) для сброса лишней воды и пузырьков воздуха из аванкамеры в нижний бьеф; 10- криволинейный уступ на дне аванкамеры, для промывки гравийно-песчаных частиц донных наносов просочившихся через отверстия решётки 4; 11- труба водоспуска.

Новым решением здесь является совмещение водосбросной части плотины 2 с аванкамерой 6 по вертикали, сделав аванкамеру закрытой и разместив над ней водосброс плотины. Для удаления воздушных пузырей из аванкамеры, образующихся там от вовлекаемых в неё через решётку водозабора 4 пузырьков воздуха, в бетон водослива плотины с низовой стороны уложены трубы 9, которые одновременно способствуют сбросу лишней воды из аванкамеры и поддерживают в ней (дольше по времени) безнапорный режим движения воды. Это решение позволило на плотинной части водозабора уменьшить объём бетона на 44 м^3 . К новым решениям можно отнести и размещение водоспускной трубы 11 в правосторонней стене-устое. Обычно её выносят за пределы бетонной стены. Это решение также сокращает объём бетона в устое на величину объёма трубы (около 10 м^3).

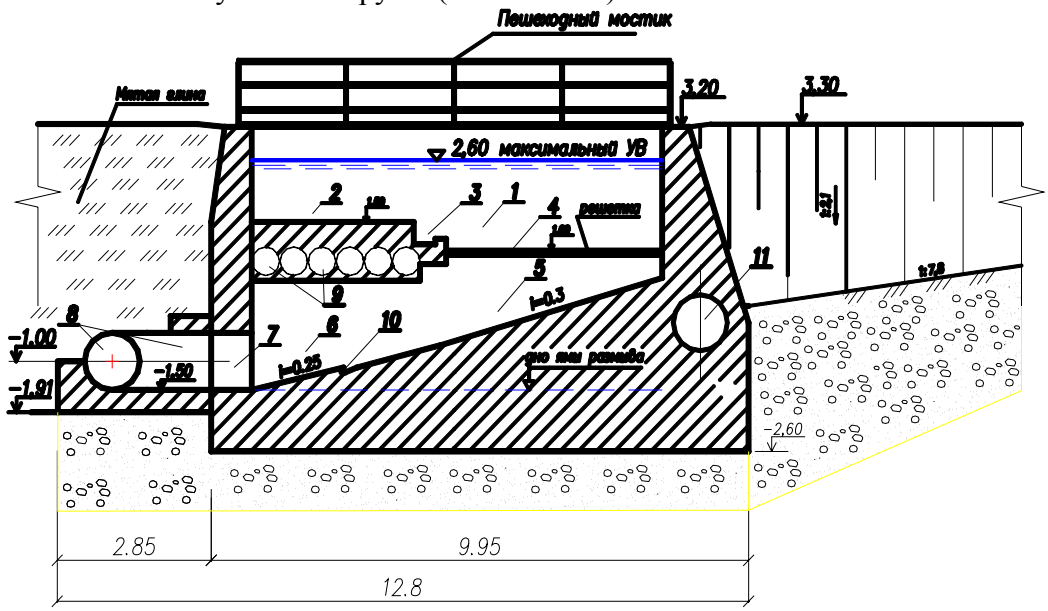


Рис.2. Продольный разрез водосливной плотины по оси водозаборной галереи.

Основные сведения о сооружениях водозаборного узла. **Водосливная плотина** водозаборной части **и**меет в плане размеры 4х2,5 м. Общая высота от основания до гребня с решёткой равна 3,75 м, из них 2,75 м подземная часть и 1 м – надземная подпорная часть. Ширина водосливной плотины по основанию равна 2,5 м, с ней монолитно соединяется понурная часть толщиной 0,75 м, шириной – 2,5 м. В начале понура она заглубляется в основание на 0,5 м. К толстой части

понура монолитно присоединён тонкий понур толщиной 0,25 м, который имеет единую арматурную связь с толстой частью понура и плотиной. Высота порога водосливной плотины с водозаборной галереей равна 1 м. На гребне водослива устроено входное отверстие в водозаборную галерею, а сама галерея устроена под ней в плотине. Длина галереи равна 4 м, ширина – 1 м, глубина галереи переменная, в начале 0,8 м, в конце – 1,75 м, уклон дна равен 0,3. Дно галереи полукруглое. Сверху галерея прикрыта металлической решёткой размерами 4х1 м, толщина пластин решётки 6 мм, ширина просветов 10 мм, высота пластин решётки 80 мм. Уклон галереи направлен в левобережную сторону, где она сопрягается с закрытой аванкамерой, через которую вода попадает в деривационную трубу.На низовом скате плотины, после решётки, водосливная грань плавно переходит в плиту-консоль длиной 2,25 м. Уклоны консоли плавно уменьшаются и равны нулю на её конце. Толщина консоли изменяется от 1 до 0,35 м.

Водосбросная часть плотины с аванкамерой. Высота порога гребня водосбросной плотины на 0,5 м выше высоты порога водозаборной части плотины, т. е.. эта часть плотины будет работать на сброс воды в нижний бьеф, при подъёме воды над решёткой более 0,5 м. Длина этой части плотины, вместе с шириной рыбохода равна 3,5 м. Ширина рыбохода на водосбросной части равна 0,5 м. Понурная часть перед плотиной и плита-консоль с низовой стороны плотины имеют идентичные решения, как и на водозаборной, части.

При прохождении водой решётки водозаборной галереи, турбулентный поток захватывает воздух и поток аэрируется. В аванкамере пузырьки воздуха обычно всплывают. В замкнутом пространстве аванкамеры, при некоторых затопленных режимах решётки галереи в деривационной трубе, может образовываться вакуум. Это может «подтягивать» воду над входом в деривационную трубу, что в гидравлическом плане уменьшает коэффициент расхода на входе и, соответственно, расходы воды на входе. Кроме того, при вакуумном режиме работе аванкамеры, периодический прорыв туда наружного воздуха через водозаборную галерею (при изменении расходов и уровней воды на гребне водозабора), может привести к «взрывам захлопывания вакуумных полостей», что вызывает сотрясение сооружений узла и к образованию в них трещин. Во избежание всех этих негативных явлений, в аванкамере устроены выходные отверстия в сторону нижнего бьефа – шесть труб диаметром по 500 мм, сверху которых устроено бетонное водосливное перекрытие.

При паводковых расходах воды в реке, затоплении галереи и аванкамеры выше расчётных значений, указанные выше трубы, способствуют сбросу воды из аванкамеры. Причём, их диаметр подобран таким образом, чтобы уровнять удельные расходы, протекающие через водозаборную и водосбросную участки плотин. Это, в свою очередь способствует устройству одинаковых по толщине каменных креплений в ковше за плотиной и обеспечивает гидравлическую работу ковша без боковых сбойных течений.

Из аванкамеры, через стену-устой, вода подаётся в деривационную трубу. В аванкамере, по дну, перед входом потока в деривационную трубу устраивается криволинейный порог из разрезанной полимерной трубы диаметром 100 мм. Разрезанная часть трубы устанавливается вертикально, а её неразрезанное продолжение цельного сечения, проходит через бетон низовой грани аванкамеры (плотины) и выходит в нижний бьеф. Эта конструкция из полимерной трубы способствует перехвату твёрдых частиц грунта (галька, гравий, крупный песок), которые проходят через просветы решётки галереи. По данной трубе они

сбрасываются в нижний бьеф. Промывка и сброс мелких каменных фракций идёт в автоматическом режиме.

Грунтовая плотина расположена на правобережной пойме реки Маги, примыкая к правобережной стене-устою, почти на всём её протяжении. Плотина выполнена с экраном из суглинка. Тело плотины выполняется из местных грунтов правобережной пойменной и надпойменной участков реки. Грунт плотины – смесь супеси с включением неокатанных песчаных и гравелистых частиц, с включением речного булыжника. Наибольшая высота плотины 3,3 м. Заложение верхового откоса равно 2,1, заложение низового откоса 2,0. Ширина гребня плотины равна 4 м. Длина плотины по оси гребня – 21 м.

Водоспуск. Водоспуск данного малого гидроузла предназначен для: опорожнения верхнего бьефа на случай аварийных, ремонтных и профилактических работ; отключения деривационной трубы от подачи воды; сброса паводковых вод (при необходимости); промывки понурной части перед порогом водосливной плотины. Водоспуск устроен в правобережной стене-устое, с расположением входного отверстия выше порога плотины, на удалении 1,65 м от верховой грани плотины. Вход в отверстие стены организован с толстого понура. Такое решение по размещению входного отверстия водоспуска, позволяет отказаться от 2-го затвора перед входом в деривационную трубу (в аванкамере), как это делалось ранее на других малых гидроузлах. Входное отверстие водоспуска имеет размеры 1,1 х 1,1 м. Транзитная часть водоспуска устроена с помощью трубы с внутренним диаметром 1000 мм. Общая длина трубы – 9,6 м. Концевая часть трубы с низовой стороны имеет выход в сторону лицевой грани стены (в сторону ковша). Входное отверстие водоспуска регулируется плоским затвором наслонного типа.

Водобойный ковш. Гашение энергии воды падающей с консоли водосливной плотины происходит в ковше нижнего бьефа, выполненного из каменного материала. Размеры и глубина ковша определены расчётом, в зависимости от среднего диаметра камня, слагающего верхний слой ковша. Для камней (валунов), со средним диаметром 30 см (приведённого к шару), глубина ямы размыва с запасом, принята равной 0.9 м. Общая длина ямы крепления по верху, от конца носка консоли, равна 6,4 м. Из них: 1,5 м – длина верхового откоса (с заложением откоса 1: 2); 2,4 м – длина горизонтальной части в самом глубоком месте; 2,5 м – длина низового откоса ямы крепления (с заложением 1: 3).

Толщина верхнего слоя каменного ковша равна 75 см, она выполняется из камней со средним диаметром 25-30 см. Второй (средний) слой каменного крепления подстилает верхний и устроен из камней со средним диаметром 5-10 см. Третий (нижний) слой имеет толщину 20 см, состоит из мелкого гравия, со средним диаметром частиц 1-2 см. Нижние два слоя каменного крепления, выполняют роль обратного фильтра и защищают основание от механической суффозии.

Водопропускная способность сооружения. Проектные размеры стен-устоев по высоте, определены с учётом пропуска поверочных расходов, с запасом высоты стен над максимальным уровнем воды в реке, равным 0,4 м. Максимальные расходы воды в водопропускных сооружениях будут:

1. Над гребнем водослива с водозаборной решёткой – 16,3 $м^3/с$;
2. Над гребнем водослива (над аванкамерой) – 7,5 $м^3/с$;
3. Над рыбоходом – 1,7 $м^3/с$;
4. Водоспуска в правой стене – 2,6 $м^3/с$;

5. Водосбросных труб из аванкамеры – 4,2 $м^3/с$;
6. Расчётные расходы деривации при работе 2-х агрегатов – 1,2 $м^3/с$.

Суммарная пропускная способность малого гидроузла, без расходов ГЭС, будет равна 32,2 $м^3/с$. Максимальные удельные расходы воды в реке по водосливным участкам равны: 1. Над водозаборной решёткой – 4,1 $м^3/с$; 2**.** Над рыбоходом – 3,4 $м^3/с$; 3**.** На водосбросной плотине с аванкамерой, без нижерасположенных водопропускных труб – 3.1 $м^3/с$, а с учётом пропускной способности этих труб – 4,5 $м^3/с$.

Общий объём бетона в водозаборном узле сооружений Амсарской ГЭС, выполненного с новыми конструктивными решениями, составил 400 $м^3$. Проектные работы по «классическому» типу сопряжения бьефов показали, что объём бетона в этом варианте составил бы 830 $м^3$. Разница по объёмам бетона составляет 2,08 раза, в пользу новых решений.

Общая стоимость всего малого гидроузла с ГЭС составила 52.039 млн. руб., в ценах 2-го квартала 2007 года. Удельная стоимость 1 кВт мощности малой ГЭС составила 52039 рублей или, примерно, 2080 долларов США на середину 2007 года. Малый гидроузел Амсарской ГЭС построен в весенне –летний период 2007 года.

Литература:

1. Гидротехнические сооружения». Под редак. Розанова Н.П., М., «Агропромиздат», 1985, 432с.
2. *Рассказов Л.Н., Орехов В.Г., Правдивец Ю.П., Воробьёв Г.А. и др.* «Гидротехнические сооружения». Часть 2., М., «Стройиздат», 1996, с. 344.

3. АННОТАЦИИ ДОКЛАДОВ

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВОД НА ТЕРМОВОДОЗАБОРАХ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

Темиров В.Г.

ООО «Научно-производственный центр Подземгидроминерал»;
Москва, Россия; 7-я парковая 26.

Экономическое использование геотермальных ресурсов имеет ряд специфических особенностей, одной из которых является необходимость использования больших объемов промышленных вод. Сброс отработанных промышленных вод на рельеф или в водоемы недопустим из-за губительного воздействия на водные, земельные, растительные ресурсы, на животный мир и здоровье людей.

Радикальным решением экологических проблем защиты от загрязнения природной среды и предотвращения техногенных процессов, связанных, например, с деформацией земной поверхности особенно при относительно неглубоком залегании продуктивных горизонтов [1], является обратная закачка отработанных вод в разрабатываемые горизонты. Практически все новые геотермальные электростанции за рубежом имеют нагнетательные скважины для реинжекции конденсата или охлажденного в теплообменнике геотермального рассола.

Анализ результатов многолетних работ, выполненных специализированными предприятиями и ООО «НПЦ Подземгидроминерал» с целью обеспечения промышленных режимов закачки пластовых вод в разрабатываемые горизонты в геотермальных скважинах с различными горно-геологическими условиями залегания коллекторов позволяет сделать следующие выводы:

1. Создание рентабельных ГЦС для разработки термоводоносных коллекторов, представленных трещинными и трещинно-поровыми коллекторами из сцементированных хрупкоразрушающихся пород не представляет особых технологических трудностей (Камчатка, пласты чокракских отложений на ТВЗ Ханкала и др.).
2. Термоводоносные коллекторы массивных однородных несцементированных поровопроницаемых песчаников (без глинистой фазы) также обладают стабильно высокой приемистостью при небольших давлениях закачки (термоводоносные горизонты на площадях Кизляр, Юрковская, Арешевка, Дубовская, Шелковская, Избербаш и др.).
3. Наибольшие трудности для создания ГЦС представляют широко распространенные, особенно на ТВЗ Юга России (Казьминском, Мостовском,

Вознесенском и др.), терригенные поровопроницаемые термоводоносные песчаники с включениями глинистых фракций.

Кустовые и опытные закачки и выпуски пластовой воды с отборами проб забойных пачек воды показывают, что не удалось получить промышленную, стабильно устойчивую приемистость нагнетательных скважин на многих перечисленных ТВЗ. Обладая в начале процесса удовлетворительными показателями давлений закачек и большой приемистостью нагнетательных скважин, эти показатели имеют тенденцию к быстрому ухудшению. При этом следует отметить, что повышение давлений нагнетания не приводит к адекватному повышению приемистости скважин. Нерешенность указанных проблем является одним из основных препятствий вовлечения в широкомасштабную эксплуатацию разведанных геотермальных и гидроминеральных ресурсов на многих месторождениях.

Известно, что причины затухания приемистости многообразны и носят сложный характер – это массопереносы кольматантов и продуктов коррозии с промышленными водами, процессы солеотложений вследствие нарушения термобарических условий в скважине и несовместимости закачиваемых вод с пластовыми водами и породами пласта и др.

Главной сложностью в реализации технологии разработки месторождений термогидроминеральных ресурсов остается нерешенность технико-технологических проблем оптимизации строительства добычных и нагнетательных скважин, разработки эффективных методов воздействия на ПЗП, позволяющих получить устойчивую приемистость больших объемов закачиваемых вод при допустимых экономически допустимых значениях давлений нагнетания и и т.д.

Исследованы различные методы воздействия на ПЗП нагнетательных скважин с целью улучшения их приемистости – солянокислотные и глинокислотные обработки (СКО и ГКО), переменных давлений, попытки гидроразрыва (ГРП) пластов и т.д. Однако полученные результаты не позволили решать промышленную задачу. При этом следует отметить, что некоторые методы воздействия осуществлялись без достаточного научного обоснования (например, солянокислотные обработки в терригенных отложениях, ГРП в проницаемых коллекторах с использованием фильтрующихся жидкостей или воды). Другие методы не были обеспечены промышленными объемами нагнетаемых вод и т.д.

Решение сложных проблем геотермии требует повышения качества строительства геотермальных скважин на всех этапах. Высокие удельные показатели производительности скважин требуют разработки соответствующих конструкций добычных скважин для минимизации гидравлических сопротивлений в транспортной эксплуатационной колонне, эффективных конструкций ПЗП, позволяющих эксплуатацию без осложнений (суффозии) коллекторов, сложенных неустойчивыми рыхлыми породами.

Учитывая относительно низкие значения градиента пластовых давлений водоносных пластов, особую актуальность приобретает необходимость решения проблемы сохранения естественных фильтрационных свойств прискважинных зон низконапорных коллекторов [2].

Предотвращение миграции глинистых кольматантов за эксплуатационными колоннами в водопроницаемые интервалы ПЗП при закачке воды в пласты, приводящие и закупорке коллекторов, требует качественного

крепления и надежной изоляции заколонного пространства, продуктивных горизонтов от вышележащих глинистых покрышек.

Учитывая, что существует вероятность взаимозаменяемости назначений добычных и нагнетательных скважин в процессе производственной деятельности, требования к повышению качества одинаковы при строительстве всех скважин.

Накопленный опыт показывает, что основным направлением получения устойчивой приемистости нагнетательных скважин с поровопроницаемыми терригенными коллекторами является создание больших поверхностей фильтрации с использованием эффективных методов воздействия на ПЗП [3].

Улучшение экономических показателей освоения месторождений термоминеральных ресурсов в условиях рыночной экономики невозможно без использования современных технических и технологических достижений, как строительства скважин, так и организации производственных процессов с более полным циклом переработки, приближением перерабатывающих предприятий к источникам сырья и других специфических факторов.

Несмотря на то, что все перечисленные проблемы являются объектами самостоятельных исследований, однако существует необходимость их рассмотрения в комплексе. Следует также отметить, что многообразие геолого-стратиграфического строения месторождений требует дифференцированного подхода к разработке комплексных технико-технологических мероприятий применительно к конкретным условиям.

В ООО «НПЦ Подземгидроминерал» имеются разработки и проводятся исследования по решению многих из перечисленных проблем, позволяющих повысить эффективность создания геотермальных и гидроминеральных производств.

Литература:

1. *Дмитриевский А.И., Басниев И.С., Седых А..Д. и др.* Снижение техногенной нагрузки на недра и окружающую среду при освоении месторождений // Газовая промышленность. 2000. №4. С.45-48.
2. *Темиров В.Г.* Разработать эффективные методы улучшения фильтрационных свойств продуктивного пласта на Казьминской геотермальной площади с целью создания ГДС. Махачкала, Тр. НИПИгеотерм, 1992, 94с.
3. *Темиров В.Г.* Разработка конструкций забоев гидротермальных скважин и методов создания больших площадей фильтрации в продуктивных пластах терригенных от-ложений с целью создания эффективных ГЦС. Махачкала/тр. НИПИгеотерм, 1992, 89с.

ГЕЛИОСИСТЕМА ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ

Бабаев Б.Д., Бабаев Э.Б.

Дагестанский государственный университет;
Махачкала, Россия; 367025, ул. Магомеда Гаджиева 43а; e-mail: bdbabaev@yandex.ru

Как известно, в последнее время задачи улучшения тепло-, хладоснабжения зданий, повышения эффективности использования солнечной энергии и стабильности энергоснабжения, снижения тепловых потерь и энергозатрат путем разработки эффективных устройств является актуальными задачами.

Предлагаемая гелиосистема теплохладоснабжения [1] на основе возобновляемых источников энергии можно использовать как для отопления, так и для хладоснабжения зданий.

На рис. 1 представлена принципиальная схема гелиосистемы.

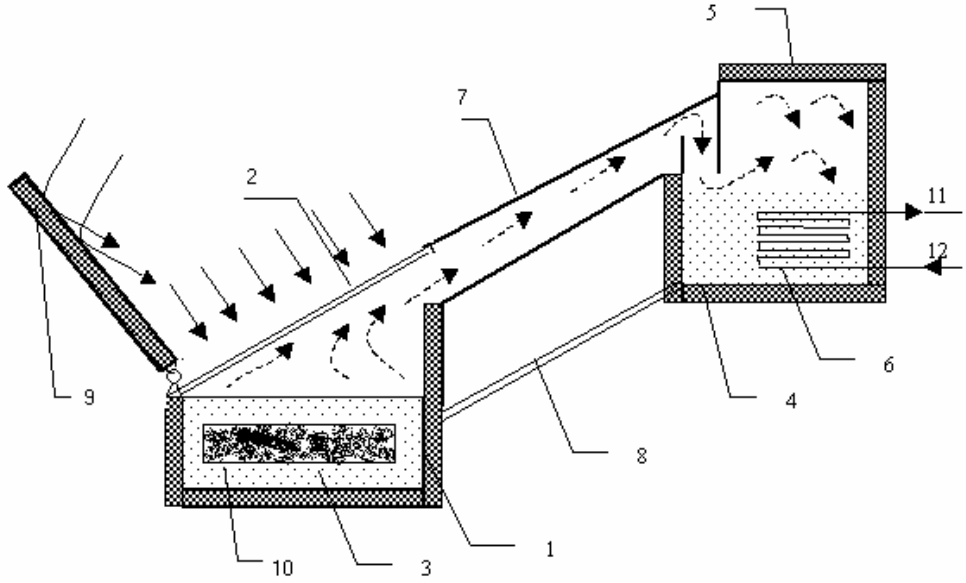


Рис.1. Принципиальная схема гелиосистемы теплохладоснабжения зданий.

Гелиосистема содержит жидкостную емкость 1 с прозрачным ограждением 2, заполненную низкокипящим теплоносителем 3, и паровую емкость 4 с теплоизоляционной крышкой 5 и теплообменником 6. Обе емкости соединены трубой 7 и переливной трубкой 8 для движения пара и сконденсировавшейся жидкости. В жидкостной емкости, которая имеет крышку отражатель 9, имеется контейнер 10 с фазопереходным теплоаккумулирующим материалом. Жидкостную и паровую емкости снаружи покрыты теплоизоляционным материалом для снижения тепловых потерь (на схеме показан штриховкой). Теплообменник 6 с подающим 11 и обратным 12 трубопроводами соединен трехходовым вентилем к теплообменникам (батарейкам обогрева охлаждения помещений) и баку-аккумулятору, и образуют второй замкнутый контур (на схеме не показан) с таким же теплоносителем (например Фреоном –113).

Гелиосистема работает следующим образом. Солнечное излучение, проходя через прозрачное ограждение 2, разогревает теплоноситель 3 в жидкостной емкости 1 солнечного коллектора. При этом происходит кипение теплоносителя в емкости 1 и трубе 7. Образовавшийся пар движется вверх по

трубе и через узкую щель, как показано стрелками, проходит в паровую емкость 4, где теплоноситель конденсируется за счет теплообмена с теплоносителем второго контура в теплообменнике 6, и по переливной трубке 8 возвращается в испарительную жидкостную емкость 1. Крышка отражатель 9, в открытом состоянии служит экраном для усиления и концентрирования солнечных лучей, а при отсутствии солнечного излучения закрывают для снижения тепловых потерь.

Поскольку в жидкостной зоне имеется контейнер с фазопереходным теплоаккумулирующим материалом 10, например, с парафином, он превращает в пар теплоноситель 3 первого контура при отсутствии солнечного излучения за счет накопленной энергии.

В первом контуре происходит естественная циркуляция теплоносителя, так как использован принцип тепловой трубы, где роль фитиля играет переливная трубка 8. А во втором контуре циркуляция происходит за счет разности давлений горячего и холодного теплоносителя. Теплоносителями обоих контуров могут быть низкокипящие жидкости, например Фреон-113, водно-аммиачный раствор и т. д.

Поворотом трехходового вентиля теплоноситель подается к теплообменникам для обогрева помещений, или в теплообменник в баке-аккумуляторе.

При отсутствии солнечного излучения (в ночное время и пасмурные дни) передача тепла обогреваемому объекту осуществляется не только от контейнера с фазопереходным теплоаккумулирующим материалом через теплоноситель первого контура, но и от бака-аккумулятора во втором контуре, при котором трехходовой вентиль устанавливают в положение, при котором отсутствует циркуляция теплоносителя через теплообменник.

Преимущества предлагаемой гелиосистемы заключаются в том, что улучшается естественная циркуляция теплоносителя первого контура, использовав принцип тепловой трубы и переливную трубку вместо фитилей, обеспечивается достаточно полное поглощение солнечных лучей за счет использования крышки отражателя, увеличивается теплоаккумулирующую способность за счет использования фазопереходного теплоаккумулирующего материала в жидкостной емкости, например, парафина В5 с $T_{плавл.} = 46\ ^oC$ и $\Delta H =$ 209,4 кДж/кг, уменьшаются тепловые потери за счет теплоизоляции емкостей первого контура, повышается степень использования возобновляемых источников энергии.

Литература:

1. *Бабаев Б.Д.* Гелиосистема. Патент на изобретение № 2312276.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ, ТЕМПЕРАТУР И ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

Абдулагатова З.З.

Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367030, Шамиля 70, e-mail: zumrud81@mail.ru

Цель данной работы экспериментальное исследование влияния температуры, давления и флюидонасыщения на эффективную теплопроводность песчаника.

Экспериментально исследовано влияние давления, температуры и флюидонасыщения на эффективную теплопроводность песчаника в интервале температур от 273 до 423 K и давлений до 400 МПа. Измерения эффективной теплопроводности проведены абсолютным стационарным методом плоского слоя Оцененная погрешность метода ±2%. На основании экспериментальных данных обнаружено, что в области низких давлений (до $P_0 \approx 100$ МПа), наблюдается резкий аномальный (нелинейный) рост теплопроводности, а при высоких давлениях ($P > P_0$), λ слабый линейный рост теплопроводности с давлением. Наблюдаемый нелинейный рост теплопроводности в начальном участке давлений объясняется уплотнением микротрещин и улучшением контактов между зернами. Был рассмотрен вопрос о влиянии структуры (размер, форма, и распределение пор), пористости и минералогического состава на температурную и барическую зависимость теплопроводности песчаника. Показано, что давление существенно влияет на температурную зависимость теплопроводности. Используя полученные экспериментальные данные можно вычислить барический $\beta_{\mathrm{P}} = \left(\partial \ell n \lambda / \partial \mathrm{P}\right)_{\mathrm{T}}$ и температурный $\beta_T = \left(\partial \ell n \lambda / \partial \mathrm{T}\right)_{\mathrm{T}}$ коэффициенты теплопроводности, для оценки влияния температуры и давления на эффективную теплопроводность.

Измеренные значения теплопроводности песчаника использовались, чтобы проверять, подтверждать применимость и улучшать существующие различные теоретические и полуэмпирических модели, описывающие явления тепломассопереноса при высоких температурах и давлениях в сложных пористых средах, какими являются горные породы.

Работа выполнена под руководством Эмирова С.Н. при поддержке гранта РФФИ 08-05-00343.

ЭКСЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ В Г.КИЗЛЯР

Атдаев Д.И.

Астраханский государственный технический университет;
Астрахань, Россия; 414025, ул.Татищева, 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

Приводится методика термодинамической оценки эффективности систем распределения геотермальных теплоносителей на основе эксергетического анализа. В качестве примера рассматривается реальная система в г.Кизляр с конкретными параметрами теплоносителя и протяженностью всех участков. Выполненные расчеты показали достаточно высокую эксергетическую эффективность как отдельных участков так и всей системы.

РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Дорохин И.А.

Астраханский государственный технический университет;
Астрахань, Россия; 414025, ул.Татищева, 16; e-mail: akilyin@newmail.ru

В работе с учетом наличия низкопотенциальных (до 40 ^{0}C) геотерм в Астраханской области выполнен конкретный анализ применения тепловых насосов для теплоснабжения потребителей разного рода. Для каждой группы потребителей в зависимости от требуемой температуры, уровня мощностей рекомендуются тепловые насосы отечественного и зарубежного производства.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ И ОБОБЩЕНИЯ ДАННЫХ ВЕТРОМОНИТОРИНГА НА ПЛОЩАДКАХ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ЕЙСКОЙ ВЭС-50

Ефимов Д.В.[1], Попель О.С. [1], Фрид С.Е. [1], Киселева С.В. [2], Ермоленко Г.В.[3], Чернявский А.А.[4]

1 - Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

2 - МГУ им. М.В.Ломоносова, географический факультет;
Москва, Россия.

3 - Грета Энерджи Ру;
Москва, Россия;

4 – Ростовтеплоэлектропроект;
Ростов-на-Дону, Россия.

По данным Всемирного совета по ветроэнергетике (GWEC) в начале 2007 года суммарная установленная мощность ветроустановок в мире превысила 100 ГВт, причем темп роста мирового рынка в этой сфере в последние годы составил около 27% в год, а инвестиции в ветроэнергетику в 2006 г. превысили 37 млрд. долларов в год.

В России суммарная мощность действующих ветроустановок оценивается всего в 15 МВт. Отечественные разработки существенно отстали от ведущих зарубежных стран, серийное производство крупных ветроустановок в стране практически отсутствует.

Однако в последнее время в связи с ростом тарифов на электроэнергию и нарастающим дефицитом электрогенерирующих мощностей интерес к более масштабному использованию возобновляемых источников энергии и, в частности, энергии ветра в стране повышается.

В докладе представлены результаты исследования эффективности создаваемой крупнейшей на сегодня в России сетевой ветроэлектростанции установленной мощностью 50 МВт в районе курортно-промышленного г. Ейска Краснодарского края.

Создание ветровой электростанции позволит существенно повысить надежность и качество электроснабжения потребителей без ухудшения экологической обстановки. Экономическая эффективность данного проекта будет зависеть от параметров ветровой активности, оптимального выбора площадки и генерирующего оборудования для создания ВЭС, годовой выработки электроэнергии, условий подключения ВЭС к электрической сети и ряда других факторов. Поэтому принятие окончательного решения об инвестициях в строительство ВЭС, превышающих 100 млн Евро, требует детальной проработки проекта и, в первую очередь, уточнения энергетических показателей будущей электростанции. Срок окупаемости инвестиций в этот объект с учетом требований финансового рынка не должен превышать 8…10 лет при сроке службы ВЭС до 25 лет.

В докладе представлены результаты ветромониторинга, проводимого с целью подтверждения целесообразности строительства ВЭС на Ейской площадке. Мониторинг осуществлялся на 4 уровнях – 40, 50, 60, 70 м.

Задачей ветромониторинга было определение средних скоростей ветра и их временной динамики, профилей ветра, повторяемости скоростей ветра для

определения реального ветропотенциала. Проведено сравнение полученных оценок с предварительными расчетами. Результаты на основе мониторинга дали благоприятный прогноз по выработке энергии, что позволяет более достоверно обосновать инвестиции и приступить к разработке рабочего проекта станции.

Важным компонентом выполняемой работы является отработка методик расчета ветропотенциала на высотах, отличных от высот прямых измерений. В докладе представляются и обсуждаются различные подходы к решению этой задачи.

АНАЛИЗ РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ NASA

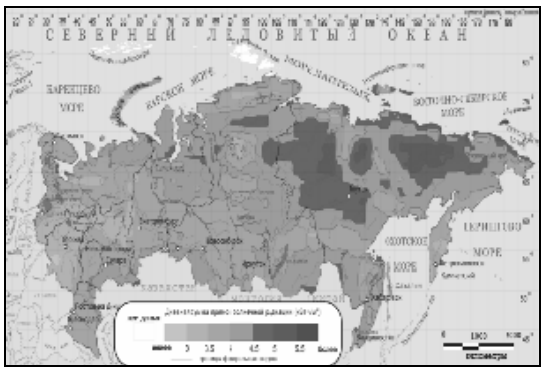
Коломиец Ю.Г.[1], Попель О.С.[1], Фрид С.Е.[1], Киселева С.В.[2]

1 - Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

2 - МГУ им. М.В.Ломоносова, географический факультет;
Москва, Россия.

Проводимые в области использования солнечной энергии исследования и разработки нуждаются в надежных исходных данных о солнечной радиации, существенно зависящей от географического положения и природно-климатических условий. Традиционно для этих целей использовались климатические справочники и базы данных наземных измерений, которые экстраполировались в точку расположения приемника солнечной радиации. Ошибки оценок достигали при этом от 20% (июль) до 45% (январь) при экстраполяции на 100 км и от 25% (июль) до 40-75% (январь) – на 200 км. Появившиеся в последние годы дополнительные источники информации, основанные на многолетних спутниковых наблюдениях, предоставляют реальную возможность получить более детальные актинометрические данные. Таковым является, в частности, база данных NASA Surface meteorology and Solar Energy, основанная на непрерывном 10-летнем ряде (1983-1993гг.) спутниковых измерений радиационного баланса всей земной поверхности для ячеек (280x280) км. Из указанной базы была проведена выборка данных о суммарной солнечной радиации, поступающей на территорию России (для различных временных периодов и различной ориентации приемной поверхности). Проведен детальный анализ достоверности массива данных NASA с использованием наземных актинометрических измерений. Показано, что при сравнении с более чем 50 станциями наземных измерений в различных регионах России (с широтным распределением от 42 до 70º с.ш.) отклонение данных NASA не превышает 10-15% в теплые полгода и 30% в холодные, что вполне удовлетворительно для проведения гелиотехнических предпроектных расчетов. Построены карты поступления суммарной солнечной радиации на территорию России, что является первым опытом использования базы метеорологических данных NASA для оценок и картирования поступления суммарной солнечной радиации на территорию России.

Среднедневные суммы солнечной радиации (кВтч/м^{2}день) за год, оптимально ориентированная неподвижная поверхность



Среднедневные суммы **прямой** солнечной радиации (кВтч/м^{2}день) за год, следящая за Солнцем поверхность

ПОЛНОСТЬЮ АВТОНОМНЫЕ СОЛНЕЧНО-ВЕТРОВЫЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ РАБОТЫ В РАЗЛИЧНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

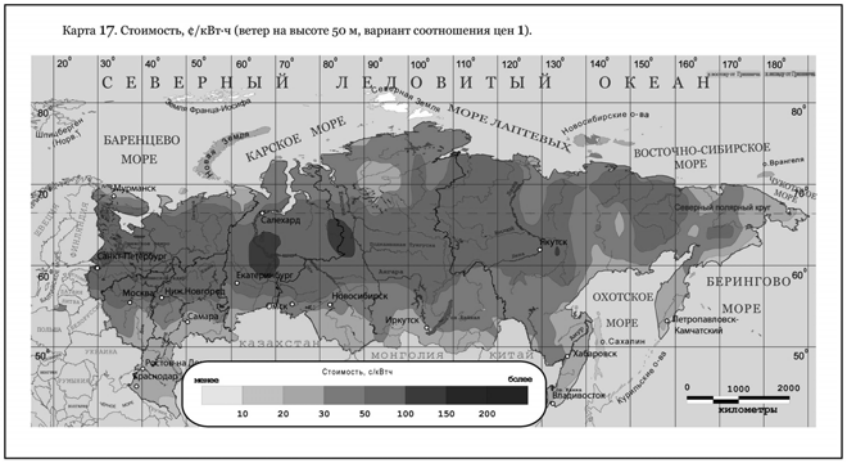
Мордынский А.В., Попель О.С., Фрид С.Е.

Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

Автономные энергоустановки на возобновляемых источниках энергии становятся все более востребованными как из-за роста цен на жидкое топливо, так и по экологическим причинам. В ряде регионов России, расположенных вне централизованных систем энергоснабжения (более 2/3 территории России с населением свыше 20 млн человек) стоимость электроэнергии, производимой дизельными и бензогенераторами (с учетом доставки топлива) уже превысила 25 руб. за 1 кВтч и продолжает повышаться. В то же время, многие районы страны располагают благоприятным для местного энергетического использования сочетанием ресурсов солнечной и ветровой энергии.

В ОИВТ РАН осуществляется комплекс расчетно-теоретических исследований в обоснование оптимальных конфигураций комбинированных солнечно-ветровых энергоустановок и их состава с учетом реальных климатических условий эксплуатации.

Результаты исследования картографически обрабатываются и представляются в виде набора карт экономических и энергетических показателей. Пример одной из таких карт представлен на рис. Основным результатом проведенных исследований стало районирование территории России с точки зрения эффективности потенциального использования полностью автономных солнечно-ветровых энергоустановок. Показано, что в ряде районов страны комбинированные солнечно-водородные энергоустановки уже сегодня могут успешно конкурировать с традиционными энергоустановками на привозном жидком топливе. Аналогичные исследования проводятся для территорий стран СНГ и некоторых других регионов земного шара.



Расчетная себестоимость получаемой электроэнергии одной из конфигураций солнечно-ветровой энергоустановки

Работа выполняется при финансовой поддержке НИК-НЭП и гранта РФФИ.

СОЛНЕЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ИЗ ТЕПЛОСТОЙКИХ ПЛАСТМАСС

Прокопченко И.В.[1], Мордынский А.В.[1], Попель О.С. [1], Лапин Р.С.[2], Рыжиков И. А.[2]

1 - Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

2 - ИТПЭ РАН;
Москва, Россия.

Солнечные коллекторы (СК) находят широкое практическое применение в мире для преобразования энергии солнечного излучения в низкопотенциальное тепло. Более 400 фирм в разных странах сегодня выпускают и продают около 10 млн. м^2 СК в год [1], что соответствует ежегодному наращиванию тепловой мощности солнечных установок в мире более 7 ГВт/год.

В работе [2] проведен анализ тенденций развития показателей плоских СК, в результате которого показано, что конструкции СК, базирующиеся на использовании тепловоспринимающих панелей из металлических материалов и прозрачного ограждения из стекла, достигли высокой степени совершенства. Все резервы улучшения теплотехнических и весогабаритных характеристик, а также удельных стоимостных показателей уже практически исчерпаны.

Одним из перспективных направлений существенного снижения стоимости и материалоемкости СК является переход от традиционных конструкционных материалов (металл, стекло) на новые более дешевые, легкие и технологичные материалы, среди которых особый интерес представляют современные теплостойкие и стойкие к ультрафиолету пластики.

В докладе приводятся результаты разработок СК из теплостойких пластмасс (поликарбонат, полипропилен), новые данные по измерению спектральных оптических характеристик монолитного и сотового поликарбоната, сравнительным оценкам обобщенных теплотехнических характеристик традиционных и новых СК [3]. Представлены также результаты экспериментальных исследований, выполненных в ИТПЭ РАН по нанесению и изучению стойкости селективных покрытий на поликарбонате, перспективных для обеспечения снижения радиационных тепловых потерь и повышения эффективности преобразования энергии солнечного излучения в низкопотенциальное тепло.

Работа выполняется при финансовой поддержке РФФИ, Федерального агентства по науке и инновациям и инвестиционной компании Greta Energy Inc.

Литература:

1. Big business with the sun. Solar& Wind Energy 4/2007, P.63.
2. *Попель О.С. и др.* Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежного и отечественного производства. Новые технологические решения // Теплоэнергетика №3, 2006, С.11-15.
3. *Попель О.С. и др.* Опыт разработки солнечных коллекторов из теплостойких пластмасс // Теплоэнергетика № 12, 2008, С.48-51.

ВЛИЯНИЕ БЛОЧНОСТИ СТРУКТУРЫ НА МЕХАНИЗМ ТЕПЛОПЕРЕНОСА В ТВЕРДЫХ ТЕЛАХ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ

Рамазанова Э.Н.[1], Эмиров С.Н.[2]

1 - Дагестанский государственный технический университет;
Махачкала, Россия; 367030, пр-т Шамиля 70; e-mail: ooprd@mail.ru

2 - Институт проблем геотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия, 367030, пр-т Шамиля 39а; e-mail: werdi@iwt.ru

Моделирование процессов теплопереноса в геотермальных системах непосредственно связаны с закономерностями изменения эффективной теплопроводности $(\lambda_ф)$ в условиях высоких давлений (Р) и температур (Т), которые определяются распространением и рассеянием фононов в твердых телах.

В работе представлены новые экспериментальные данные по влиянию давления до 400 МПа в области температур 273-523 К на теплопроводность, электропроводность и термоЭДС образцов полупроводникового соединения GaSbв моно- и поликристаллическом состояниях. Проводится анализ механизма влияния давления на фононную теплопроводность $(\lambda_ф)$ в монокристаллическом соединении (как неблочной структуре) и поликристаллическом соединении (как блочной структуре) на основании закона Эйкина $\lambda_ф = CT^{-n}$. Полученные данные по влиянию температуры на фононный механизм теплопереноса в исследованных соединениях при атмосферном давлении находятся в хорошем согласии с литературными данными. Обнаружено, что давление (Р) приводит к линейному росту $(\lambda_ф)$ и показателя степени n в законе Эйкина монокристаллических соединений, что позволяет описать влияние давления и температуры на $(\lambda_ф)$ в виде $\lambda_ф(PT) = C(P)T^{-n+\alpha P}$, где $\alpha = n/P$ - барический коэффициент давления. Показано, что теплопроводность под действием давления $(\lambda_ф)$ поликристаллических соединений наиболее интенсивно растет в области начальных давлений (до $P_0 \approx 100 МПа$). При этом наблюдается уменьшение показателя степени n в законе Эйкина и зависимость $(\lambda_ф)$ поликристаллических соединений описывается в виде $\lambda_ф(PT) = C(P)T^{-n-\alpha P}$. Полученные новые экспериментальные данные показывают, что давление по-разному влияет на температурную зависимость $(\lambda_ф)$. На основе существующих литературных данных рассматриваются процессы распространения и дополнительного рассеяния фононов в блочных и не блочных структурах на примере одного и того же соединения.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 08-05-00343.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ТРУБ В КОНСТРУКЦИЯХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Васильев Л.Л., Филатова О.С., Цитович А.П.

Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова Национальной академии наук Беларуси; Минск, Республика Беларусь; 220072, ул. П. Бровки, 15; e-mail: filatova@hmti.ac.by

Одним из наиболее эффективных способов получения электрической энергии является использование топливных элементов (ТЭ). Для исследований представляет интерес вопрос тепловыделения ТЭ. При этом важную роль играет не только отвод тепла, но и равномерное распределение температуры на поверхности электродов. Для решения этих задач предлагается использовать тепловые трубы (ТТ) и системы испарительного охлаждения с использованием капиллярно-пористых структур.

Проведенные исследования дают основания для вывода о том, что ТТ позволяют обеспечить необходимый режим работы ТЭ, а также значительно повысить эффективность всей системы производства энергии за счет использования сопутствующего тепловыделения. При использовании различных видов тепловых труб возможно осуществлять терморегуляцию топливных элементов, обеспечить необходимую температуру электродов и поступающих реагентов.

Перспективным направлением для исследований является применение тепловых труб как для мобильных, так и для стационарных топливных элементов. В зависимости от мощности тепловыделения топливных элементов могут использоваться микро-, миниатюрные тепловые трубы, контурные, пульсационные и сорбционные тепловые трубы.

ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА БАЗЕ ВЕТРОУСТАНОВОК И МИКРО-ГЭС С ТВЕРДОФАЗНЫМИ АККУМУЛЯТОРАМИ ТЕПЛА

Ефимов Д.В.[1], Мордынский А.В.[1], Попель О.С.[1], Фрид С.Е.[1], Анисимов А.М.[2]

1 - Объединенный институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, ул. Ижорская 13/19; e-mail: O_Popel@oivtran.ru

2 – ООО «Энергоресурс-стэ»;
Петрозаводск, Россия.

Ветроустановки, микро- и мини-ГЭС находят широкое практическое применение, однако представленные на рынке ветровые и гидравлические энергоустановки предназначены в основном для электроснабжения потребителей. Вместе с тем, в климатических условиях России жизнеобеспечение автономных потребителей требует эффективного решения проблемы и их теплоснабжения.

Новым подходом в решении описанной выше проблемы, реализуемым в рамках настоящей работы, является разработка методов повышения эффективности использования вырабатываемой ветроустановкой или микро-ГЭС энергии с поставкой потребителю **не только электроэнергии, но и тепла**. Основой для реализации данной идеи является тот факт, что вследствие существенной нестабильности ветроэнергетического потока и несовпадения переменных графиков производства электрической энергии ветроустановкой или микро-ГЭС и потребления электроэнергии потребителем, даже при оснащении этих установок емкими электрохимическими аккумуляторами энергии, потребитель, в зависимости от климатических условий и его особенностей, полезно использует лишь 20…50% выработанной энергоустановкой электроэнергии. Таким образом, значительная доля выработанной энергоустановкой электроэнергии не используется, а рассеивается в окружающую среду на соответствующих балластных сопротивлениях. Это значительно ухудшает технико-экономические показатели автономных энергоустановок, ограничивает сферы применения и сдерживает их практическое использование.

Разрабатываемые в рамках данной работы технические решения направлены на утилизацию «излишек» вырабатываемой электроэнергии, преобразование их в тепловую энергию с гарантированным обеспечением потребителя не только электричеством, но и теплом от ветровой установки или микро-ГЭС без существенного увеличения их установленной мощности и стоимости.

Практическая реализация изложенного подхода возможна лишь при создании эффективных компактных аккумуляторов тепла, «зарядка» которых осуществляется за счет джоулевой диссипации избытков вырабатываемой электроэнергии с возможностью дальнейшей поставки полученного и саккумулированного тепла потребителю для отопления и горячего водоснабжения.

Предлагается использование в качестве аккумулятора тепла твердофазного аккумулятора на основе природного камня талькохлорита. По сравнению с водяными аккумуляторами (без давления) такие аккумуляторы могут иметь в 5-6 раз меньший объем при одинаковом количестве аккумулируемого тепла, что связано с высокой теплоемкостью теплоаккумулирующего материала и возможностью нагрева материала до нескольких сот градусов.

Проект разрабатывается в рамках государственного контракта с Федеральным агентством по науке и инновациям. В октябре 2008 года планируется поставка экспериментальных образцов теплоаккумуляторов для натурных испытаний в составе ветроустановок совместно с НПГ «Сайнмет», г. Дубна и ГРЦ «Вертикаль», г. Челябинск, а также совместно с микро-ГЭС производства ЗАО ИНСЭТ.

УМЯГЧЕНИЕ И ОБЕЗЖЕЛЕЗИВАНИЕ ПРИРОДНЫХ ВОД КРЕМНЕЗОЛЯМИ

Хизриева И.Х., Алиев З.М., Аммаева Ш.Г.

Дагестанский государственный университет;
Махачкала, Россия; 367008, ул. Батырая 4; e-mail: zazav@mail.ru

Известно, что жесткая вода приводит к образованию накипи на поверхности нагрева, что ухудшает теплопередачу, вызывает перерасход топлива и нагрев металла.

В природных водах кроме солей жесткости содержатся и другие примеси, в частности, соли железа, содержание которых колеблется от 0,01 до 26 мг/л. При содержании железа более 1 мг/л вода приобретает бурый цвет. При движении такой воды по трубопроводу на стенках откладываются соединения железа и железобактерии, уменьшая его сечение.

В пищевой промышленности жесткость воды ухудшает качество продуктов, вызывая выпадение солей при хранении, образование подтеков на поверхности. Поэтому жесткость воды, используемой для приготовления различных продуктов, четко регламентирована и находится на уровне 0,1- 0,2 мг-экв/л.

В последнее время все больший научный и практический интерес представляют гидрозоли кремнезема, в связи с нарастающими возможностями их применения в различных областях народного хозяйства.

Цель работы – исследование возможности использования кремнезолей для умягчения и уменьшения степени минерализации природных вод.

Нами были получены гидрозоли кремнезема различного состава и проведены исследования их адсорбционных свойств для умягчения и обезжелезивания природных вод различных водоисточников в лабораторных условиях.

Оптимальные условия сорбции ионов кальция, магния, железа были определены по остаточным концентрациям ионов металлов. Продолжительность контакта с сорбентом составляет 25 – 30 мин при оптимальном pH = 7 – 8. Процесс умягчения и обезжелезивания проводили в динамическом режиме.

Для умягчения воды с исходной жесткостью 19,2 мг-экв/л и содержанием железа 0,69 мг/л потребовалось кремнезоля из расчета 0,5 г/л, при этом жесткость воды снизилась до 0,2 мг-экв/л, а содержание железа – до 0,1 мг/л.

Изучена возможность многократного использования сорбента. Регенерацию кремнезоля осуществляли 10 %-ным раствором хлорида натрия. После десятикратного использования емкость кремнезоля составила 94 % от первоначальной.

Таким образом, по экспериментальным данным, можно сделать вывод о том, что полученные по методике кремнезоли позволяют умягчить и снизить степень минерализации не только природных, но и термальных вод различного состава.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЗОРНЫЕ ДОКЛАДЫ ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

Алхасов А.Б. Комплексное освоение высокопараметрических геотермальных ресурсов…… 4

Попель О.С. Состояние использования возобновляемых источников энергии. I. Солнечная энергия. Энергия ветра …….. 17

Попель О.С. Состояние использования возобновляемых источников энергии. II. Геотермальная энергия. Энергия малых водных потоков…….. 35

Белан С.И., Гаджидадаев И.Г., Саркаров Р.А., Гусейнов Н.М. Перспективы комплексного использования геотермальных и гидроминеральных ресурсов 52

Гайдаров Г.М. Задачи извлечения геотермальной энергии термоводоносных систем……... 58

Бойков А.М. Изучение и типизация геотермальных резервуаров в дагестанском секторе кавказского складчатого пояса с позиций геолого-географической зональности……. 65

Маммаев О.А., Маммаев Б.О. Геолого-физическая модель для оценки теплоэнергетического потенциала осадочной толщи геотермальных месторождений…… 73

Мейланов Р.П. Некоторые приложения концепции фрактала в изучении пространственно временной структуры геотермальных полей……. 78

Алишаев М.Г. Асимптотика оттока тепла в горную породу от длительно эксплуатируемой геотермальной скважины…… 85

Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Абасов Г.М. О влиянии естественной конвекции на теплообмен в системе вертикальная скважина - водоносный горизонт……... 97

Вердиев М.Г. Физические основы подбора теплоносителей…….. 101

Базаев А.Р. Исследование термодинамических свойств смесевых рабочих веществ……. 106

Магомедов У.Б. Динамическая вязкость высокоминерализованных вод при высоких давлениях, температурах и концентрациях……... 112

Исрапилов М.И. Геотермальные гидроаккумулирующие электростанции и перспективы их строительства в Дагестане……. 119

Ильин Р.А., Ильин А.К. Анализ совместной работы геотермального источника и теплового насоса……... 123

Ильин Р.А. Анализ совместной работы геотермального источника и котла… 126

Вайнштейн С.И., Менделеев В.Я., Сковородько С.Н. , Шпильрайн Э.Э., Щеглов В.Н. Воздействие концентрированного потока солнечного излучения на материалы применяемые в гелиоэнергетике…… 129

Шишкин Н.Д., Губа О.Е. Анализ эффективности комбинированной гелиоустановки для автономного тепло- и электроснабжения нефтепромысловых объектов…… 140

Алиев А.С., Алиев Р.А. Преобразователь движения для возобновляемых источников энергии…… 144

Дибиров Я.А., Вердиев Н.Н., Арбуханова П.А. Тепловое аккумулирование на основе фазопереходных материалов…… 152

Магомедов А.М., Спицина С.В., Алибеков Д.М. Проблемы и перспективы развития энергетики углеводородного топлива на основе топливных элементов……. 157

Сулейманов И.А-Г. Проблемы и решения проектирования и строительства малых ГЭС в Дагестане и на Северном Кавказе…….. 161

Каймаразов А.Г. Органические кислоты термальных вод Дагестана, их количественная оценка и влияние на процессы солеотложения в геотермальных системах теплоснабжения……... 168

Гаджидадаев И.Г., Ахмедов М.И., Омардибиров О.М. Пути реализации программы «Чистая вода России»…… 177

Ахмедов М.И., Абдуллаев А.А. Об эффекте увеличения проницаемости мембраны……. 179

Абдуллаев А.А. Использование энергии осмоса в геотермальном производстве…… 181

Потапов В.В., Горбач В.А., Мин Г.М., Садовникова А.О., Шунина Е.В., Ермачихин А.А. Очистка теплоносителя Мутновской ГЕОЭС от кремнезема с применением мембранных методов……..... 183

Гусейнов У.М., Алиев З.М., Гусейнов М.А., Хабибов К.К. Очистка природных вод от сероводорода……..... 191

2. ДОКЛАДЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

Гусейнов Н.М., Белан С.И. Экономическая эффективность расширения использования геотермальных вод Юга России…….. 198

Базаев Э.А. Исследование критического состояния смеси этанол–н-гептан... 205

Абдурашидова А.А. Термодинамические свойства водных растворов пропилового спирта в широком диапазоне параметров состояния……... 210

Магомедов Р.А. Определение термодинамических свойств веществ на основе потенциала Гиббса……. 216

Шабанова М.Р. Инвариантные свойства уравнения теплопроводности с производными дробного порядка…….. 219

Кобзаренко Д.Н. Автоматизированное построение карты распределения величины, заданной функциональной зависимостью……. 222

Кобзаренко Д.Н., Гаджимурадов Р.Н., Аскеров С.Я., Камилова А.М. К вопросу о построении информационно-решающей системы поддержки научных исследований в ИПГ ДНЦ РАН……. 226

Алхасова Д.А. Расчет влияния толщины на передачу тепла от внутреннего потока скважинного теплообменника к внешнему потоку через оребренную поверхность…….. 229

Азизов А.А. Исследование динамики изменения энергетических затрат при различных температурах закачиваемого теплоносителя……... 237

Азизов Г.А. К вопросу определения температурных потерь жидкости в добывающих скважинах от забоя до устья…… 243

Булгакова Н.С. Влияние скин-эффекта на конвективную устойчивость бинарной смеси в горизонтальной полости при модуляции граничной температуры……. 247

Зарипилова М.М. Гидродинамические и теплофизические исследования скважин по результатам устьевых замеров (в порядке постановки проблемы)…… 253

Руднева М.В., Руднев В.П. Расчет распределения температуры по стволу скважины со скачком вследствие фазового превращения в подземном резервуаре……. 258

Мезенцева Н.Н. Эффективность использования теплового насоса в бивалентном режиме работы…….. 262

Ильин Р.А., Дорохин И.А., Ильин А.К. Анализ возможностей использования тепловых насосов для различных объектов…….. 265

Ильина С.А. О методах расчета процесса адиабатного испарения с поверхности…….. 269

Курганова Е.А. Расчет процесса горения органического топлива…….. 273

Амадзиев А.М., Алиев Р.А. Колеблющий преобразователь энергии…….. 278

Казимагомедов Р.Г. Ветроэнергетическая установка…….. 282

Алиев Р.А., Казимагомедов Р.Г. Преобразователь энергии текучей среды….. 287

Бабаев Р.М., Камалутдинова И.А., Шабанова З.Э., Каймаразов А.Г., Рабаданов Г.А. Изучение кинетики осаждения карбоната кальция в модельных системах – имитатах слабоминерализованных геотермальных вод в присутствии ионов железа……... 291

Джалиль Хусейн Карим К вопросу о каталитических превращениях попутных газов месторождений геотермальных вод на основе модифицированного гамма-оксида алюминия……. 295

Джаппаров Т.А., Рабаданов Г.А. Исследование термической стабильности пропилового спирта……. 299

Гусейнов У.М. Использование термальных вод в процессах сушки…….. 305

Сулейманов Б.И. Конструкция водозаборной части малой ГЭС на реке Шиназ в рутульском районе Республики Дагестан……. 312

Сулейманов Б.И. Конструктивные и технологические решения водозаборной части Амсарской малой ГЭС на реке Маик-чай……... 316

3.АННОТАЦИИ ДОКЛАДОВ

Темиров В.Г. Основные результаты промысловых исследований по утилизации отработанных промышленных вод на термоводозаборах Северного Кавказа……... 322

Бабаев Б.Д., Бабаев Э.Б. Гелиосистема теплохладоснабжения зданий……. 325

Абдулагатова З.З. Закономерности изменения теплопроводности горных пород в условиях высоких давлений, температур и флюидонасыщения…….. 327

Атдаев Д.И. Эксергетическая эффективность системы распределения геотермальных теплоносителей в г.Кизляр……. 328

Дорохин И.А. Разработка вариантов использования тепловых насосов в астраханской области…….. 328

Ефимов Д.В., Попель О.С., Фрид С.Е., Киселева С.В., Ермоленко Г.В., Чернявский А.А. Результаты обработки и обобщения данных ветромониторинга на площадках предполагаемого строительства Ейской ВЭС-50…….. 329

Коломиец Ю.Г., Попель О.С., Фрид С.Е., Киселева С.В. Анализ ресурсов солнечной энергии на территории России с использованием спутниковых данных NASA…….. 331

Мордынский А.В., Попель О.С., Фрид С.Е. Полностью автономные солнечно-ветровые энергоустановки для работы в различных климатических условиях эксплуатации…… 332

Прокопченко И.В., Мордынский А.В., Попель О.С., Лапин Р.С., Рыжиков И.А. Солнечные коллекторы из теплостойких пластмасс…….. 333

Рамазанова Э.Н., Эмиров С.Н. Влияние блочности структуры на механизм теплопереноса в твердых телах в условиях высоких давлений…….. 334

Васильев Л.Л., Филатова О.С., Цитович А.П. Перспективы использования тепловых труб в конструкциях топливных элементов…… 335

Ефимов Д.В., Мордынский А.В., Попель О.С., Фрид С.Е., Анисимов А.М. Электро- и теплоснабжение автономных потребителей на базе ветроустановок и микро-гэс с твердофазными аккумуляторами тепла……. 336

Хизриева И.Х., Алиев З.М., Аммаева Ш.Г. Умягчение и обезжелезивание природных вод кремнезолями…… 338

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

(материалы II Школы молодых ученых)

Редактор А.Б. Алхасов
Технический редактор Д.Н. Кобзаренко

Формат 60x84 1/8 . Бумага офсетная № 1. Гарнитура "Таймс".
Печать офсетная. Усл. п. л. 35. Тираж 400 экз.

Институт проблем геотермии
Дагестанского научного центра РАН
367030, Махачкала, пр. И. Шамиля, 39а

Издательство ООО "Деловой Мир"
367000, Махачкала, ул. Коркмасова, 35а