Библиотека СОК

1. ОБЗОРНЫЕ ДОКЛАДЫ ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Алхасов А.Б.

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

Рост цен на органическое топливо существенно повышает конкурентоспособность энергетических технологий на основе ВИЭ, особенно геотермальной энергетики. Мировой потенциал изученных на сегодня геотермальных ресурсов составляет 0,2 ТВт электрической и 4,4 ТВт тепловой мощности. Примерно 70 % этого потенциала приходится на месторождения с температурой флюида менее 130 ^{0}C.

По оценкам, сегодня используется около 3,5% мирового геотермального потенциала для выработки электроэнергии и только 0,2 % – для получения тепла.

Последние годы характеризуются резким увеличением объемов и расширением областей использования геотермальных ресурсов. В энергетическом балансе ряда стран геотермальные энергетические технологии становятся доминирующими, а доля геотермальной энергетики в мировом энергетическом балансе неуклонно растет.

В зависимости от температуры геотермальные ресурсы широко используются в электроэнергетике и теплофикации, промышленности, сельском хозяйстве, бальнеологии и других областях (табл.1).

Таблица 1. Области использования геотермального тепла.

Область применения	Температурный интервал теплоносителя, ^{0}C
Энергетика:	
- одноконтурная ГеоЭС	130 – 300
- бинарная ГеоЭС	90 – 200
Промышленность:	
- металлургическая промышленность	90 – 140
- производство бумаги	90 – 120
- извлечение химических элементов	80 – 105
- нефтяная промышленность	70 – 85
- изготовление бетонных блоков	70 – 80
- текстильная промышленность	50 – 80
- деревообрабатывающая промышленность	45 – 90

Продолжение таблицы 1

Сельское хозяйство:	
- разведение рыб	5 – 45
- обогрев грунта	5 – 45
- выращивание овощей и фруктов	20 – 65
- пищевая промышленность	35 – 90
- теплицы	35 – 90
Теплофикация:	
- тепловые насосы	5 – 55
- аэрокондиционирование	25 – 50
- местное теплоснабжение	50 – 85
- радиаторы	50 – 95
- обогрев тротуаров	40 – 80
Бальнеология:	
- плавательные бассейны	20 – 50
- грязелечебницы	25 – 50

Новейшие энергетические технологии с использованием геотермальных ресурсов отличаются экологической чистотой и по эффективности приближаются к традиционным. На современных ГеоЭС коэффициент использования мощности достигает до 90 %, что в 3 – 4 раза выше, чем для технологий с использованием других ВИЭ (солнечной, ветровой, приливной). На ГеоЭС, использующих ГЦС-технологию и бинарный цикл (БЭС), полностью исключаются выбросы диоксида углерода в атмосферу, что является важнейшим экологическим преимуществом таких энергетических установок.

К началу 2005 г. ГеоЭС работают в 24 странах мира, а суммарная установленная мощность их достигла 8910,7 МВт. Лидерами по установленной электрической мощности ГеоЭС являются США – 2544 МВт, Филиппины – 1931, Мексика – 953, Индонезия – 797, Италия – 790, Япония – 535, Новая Зеландия – 435, Исландия – 202 МВт. За последние 30 лет ежегодный прирост мощностей составлял 7 %.Годовая выработка электроэнергии на ГеоЭС мира в 2004 г. составила 56798 ГВт·ч [1]. По прогнозу суммарная установленная мощность ГеоЭС в мире к 2010 г. может удвоиться. В табл. 2 приведены страны, в которых геотермальная электроэнергия составляет заметную долю в общем производстве электроэнергии [2].

Таблица 2. Производство электроэнергии на ГеоЭС

Страна	Установленная мощность ГеоЭС ,МВт (%)	Выработка электроэнергии на ГеоЭС, ГВтч/год (%)
Филиппины	1931 (16,2)	8630 (21,5)
Эль Сальвадор	105 (15,4)	550 (20,0)
Кения	127 (15,0)	1100 (20,0)
Никарагуа	78 (17,0)	308 (17,2)
Исландия	202 (13,0)	1433 (4,7)
Коста-Рика	162 (7,8)	1170 (10,2)
Новая Зеландия	435 (5,1)	3600 (6,1)
Индонезия	797 (3,0)	6085 (5,1)

В последние годы быстрыми темпами развиваются технологии прямого использования геотермальных ресурсов в теплоснабжении. За последние 15 лет суммарная тепловая мощность геотермальных систем теплоснабжения увеличилась более трех раз и достигла 28000 МВт. Мировыми лидерами по установленной тепловой мощности геотермальных систем являются США – 7817, Швеция – 3840, Китай – 3687, Исландия – 1791, Турция – 1177.

В отличие от ресурсной базы для сооружения ГеоЭС, где температура геотермального теплоносителя должна быть достаточно высокой, запасы средне- и низкотемпературного тепла, пригодного для теплоснабжения, чрезвычайно велики и в мире находятся практически повсеместно.

В последние годы активно развиваются геотермальные системы теплоснабжения на основе тепловых насосов. В таких системах в качестве первичного источника тепла используется низкопотенциальная (температурой до 55 ^{0}C) термальная вода и петротермальная энергия верхних слоев земной коры. При использовании тепла грунта применяются грунтовые теплообменники, размещаемые либо в вертикальных скважинах глубиной до 300 м, либо на некоторой глубине горизонтально.

Примерно 57 % общей мощности геотермальных тепловых систем в мире приходится на теплонасосные системы. Общая установленная мощность теплонасосных систем составляет 15723 МВт, при годовой выработке тепла 86673 ТДж. В 2005 г. геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения используются в 32 странах мира со средним коэффициентом преобразования $К_п$ = 3,5. Наибольшее развитие эти технологии получили в США, Германии, Канаде.

В США 69 % общего прямого использования геотермальных ресурсов реализуется на основе применения тепловых насосов. В 2004 г. было установлено примерно 60000 тепловых насосов.

В Германии общая тепловая мощность геотермальных систем составляет 505 МВт, из которых 400 МВт – на основе применения тепловых насосов, использующих тепло грунта.

Благодаря переводу экономики на геотермальные ресурсы Исландия превратилась в развитую страну с высоким уровнем жизни. Более 87 % теплоснабжения в Исландии осуществляется на геотермальном тепле, а в ближайшей перспективе планируется довести до 92 %. Примером успешной реализации крупного проекта является создание системы геотермального теплоснабжения г. Рейкьявика, которая обеспечивает около 99 % потребностей в тепле. Данная система потребляет 2348 л/с геотермальной горячей воды температурой 86…127 ^{0}C (рис.1).

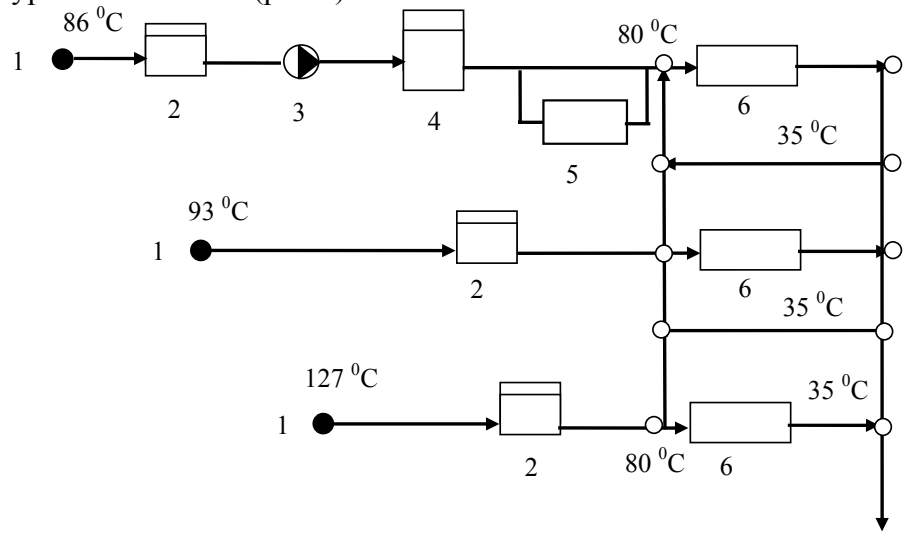


Рис.1. Принципиальная схема организации теплоснабжения в г.Рейкьявике (1 – добычные геотермальные скважины; 2 – деаэраторы; 3 – насосная станция; 4 – аварийные (резервные) баки; 5 – пиковая котельная; 6 – потребители тепла).

Наибольший уровень прямого использования геотермальной энергии в последние годы приходится на Китай, Исландию, США и Турцию, общий объем

которой составляет более 54 % мирового. В Турции потребление геотермального тепла с 1994 по 1999 г. возросло более трех раз, а до 2010 г. предполагается довести суммарные тепловые мощности на геотермальных ресурсах до 5000 МВт, что позволит обогреть более 30 % жилых помещений страны.

Существенный прирост применения низкопотенциальной геотермальной энергии, в результате внедрения геотермальных тепловых насосов, достигнут в Австрии, Канаде, Швейцарии и Швеции. В Швейцарии с помощью тепловых насосов в 2000 г. добывали 0,4 млрд. кВт·ч в год при среднегодовом приросте 12 %. Предполагается, что к 2010 г. суммарная тепловая мощность геотермальных систем теплоснабжения в мире достигнет почти 45000 МВт.

Геотермальная энергетика в бывшем СССР стала развиваться с середины шестидесятых годов прошлого столетия, когда впервые были созданы Северокавказская разведочная экспедиция по бурению и реконструкции нефтегазовых скважин на термальные воды (1964 г.), а затем соответствующие промысловые управления по использованию глубинного тепла Земли в различных районах Кавказа и на Камчатке. С 1970 по 1990 годы добыча термальной воды была увеличена в 9 раз, а природного пара в 3,2 раза. В 1990 г. было добыто 53 млн. $м^3$ термальной воды и 413 тыс. т природного пара.

Россия располагает не только большими запасами органического топлива, но и также и геотермальными ресурсами, энергия которых на порядок превышает весь потенциал органического топлива. Использование тепла Земли в России может составить до 10 % в общем балансе теплоснабжения. На территории России разведано 66 геотермальных месторождений с производительностью более 240 тыс. $м^3$/сут термальных вод и более 105 тыс. т/сут парогидротерм (табл. 3). Пробурено свыше 4000 скважин для использования геотермальных ресурсов.

Проблемами использования тепла земли занимаются около 50 научных организаций, которые находятся в ведении Российской академии наук и ряда министерств.

Таблица 3. Разведанные геотермальные месторождения.

Субъект РФ	Кол-во место-рождений	Темпера-тура, ^{0}C	Эксплуата-ционные запасы, тыс. $м^3$/сут	Добыча, тыс. $м^3$/сут	Объем замещаемого топлива, т у.т./год
Республика Дагестан	12	40 – 104	86,2	10,4	71400
Чеченская республика	14	60 – 108	64,68	н/д	н/д
Краснодарский край	13	72 – 117	35,574	4,39	49400
Ставропольский край	4	55 – 119	12,2	1.0	2800
Республика Адыгея	3	70 – 91	8,98	2,1	13300
Карачаево-Черкесская республика	1	50 – 75	6,8	0,4	2900
Кабардино-Балкарская республика	2	56 – 67	5,3	0,05	н/д
Камчатская область	12	70 – 300	83,8(32,5*)	34,3	151900
Сахалинская область	2	85 – 320	8,2*	н/д	н/д
Чукотский авт. окр. и Магаданская обл.	3	60 – 87	3,5	н/д	н/д

* Пароводяная смесь, тыс. т/сут.

Наиболее перспективными для освоения геотермальной энергии являются Камчатско-Курильский, Западно-Сибирский и Северо-Кавказский регионы. На Камчатке, Курильских островах и на Северном Кавказе геотермальное электро- и теплоснабжение может составить до 50…95% от общего потребления энергии. На Северном Кавказе хорошо изучены

геотермальные месторождения, залегающие на глубинах от 300 до 5000 м. Температура в глубоких резервуарах достигает до 180 ^{0}С и выше. Эти месторождения способны обеспечить получение до 10000 тепловой и 200 МВт электрической мощности. Энергетический потенциал артезианских скважин, пробуренных на низкопотенциальные воды в равнинной и приморской зонах Дагестана, оценивается в пределах 1500 тыс. т у.т., что почти в 3 раза превышает потребности теплоснабжения. В Дагестане добычей термальной воды занимается АО «Геотермнефтегаз» на девяти водозаборах, работающих в основном в прерывистом режиме, только в отопительный период по двухконтурной системе. Наиболее интенсивно эксплуатируются Махачкала-Тернаирское, Кизлярское и Избербашское месторождения термальных вод. Всего в Дагестане геотермальным теплоснабжением пользуются более 100 тыс. человек.

Тепловой потенциал разведанных геотермальных месторождений Краснодарского края и республики Адыгея превышает 3800 ГДж в год, что составляет более 71 % от количества тепловой энергии, выработанной Кубаньэнерго в 2000 г. В системах теплоснабжения используется менее 5 % этого потенциала.

Чтобы обеспечить высокую экономическую эффективность термальных вод необходимо максимально использовать тепловой потенциал, чего можно достигнуть при комплексном использовании этих вод. Примером комплексного использования термальных вод служит Мостовское месторождение в Краснодарском крае. На Северном Кавказе около 500 тыс. человек используют геотермальные ресурсы для теплоснабжения в коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве и промышленности.

Все производство природного пара сконцентрировано в Камчатской области, обладающей исключительными запасами тепла Земли, которые близко подходят к ее поверхности. Запасы геотермального пара и воды на Камчатке позволят получать до 2000 МВт электрической и 5000 МВт тепловой энергии, удовлетворять все потребности этого края в электроэнергии, теплоснабжении и превратить его в высокоразвитый край России.

Первая в мире бинарная электростанция (Паратунская ГеоЭС) построена в 1967 г. на Камчатке. После этого разработка отечественных ученых получила широкое распространение в мире и в настоящее время в разных странах работают более 1000 бинарных энергоблоков. Применение рабочих тел с низкой температурой кипения в циклах бинарных электростанций увеличивает эффективность использования среднепотенциальных вод и открывает широкие возможности для решения проблемы энергообеспечения удаленных регионов России.

В 1967 г. на юге Камчатки была построена Паужетская ГеоЭС мощностью 11 МВт, которая и сегодня продолжает производить самую дешевую электроэнергию, обеспечивая ею район пос. Озерная. В 1997 г. на о. Кунашир пущена в эксплуатацию тепловая геотермальная станция мощностью 20 МВт. С 1999 г находится в эксплуатацию Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 МВт, где в ближайшее время планируется увеличение ее мощности до 19 МВт благодаря строительству дополнительного энергетического блока с комбинированным циклом (паровая турбина мощностью 2,5 МВт и бинарная установка на изопентане 5,5 МВт). Верхне-Мутновская ГеоЭС рассматривается как опытно-промышленная электростанция в развитии геотермальной энергетики России.

В основу создания Верхне-Мутновской ГеоЭС заложена экологически

чистая схема использования геотермального теплоносителя с воздушными конденсаторами, которая позволяет отобрать энергию от пара в турбинах, а конденсат направить в скважины закачки, что позволяет избежать попадания теплоносителя в атмосферу.

Двухфазный поток из трех добычных скважин направляется по трубопроводам в коллектор, а далее после двухступенчатой системы разделения фаз из сепараторов пар поступает к трем энергоблокам мощностью по 4 МВт каждый. Пар перед турбинами при давлении $P_0 = 0{,}8$ МПа и температуре 170 ^{0}C практически осушен полностью, степень его влажности не превышает 0,05 %.

Горячая вода после сепараторов направляется в расширитель, где испаряется при давлении 0,4 МПа. Этот пар используется в эжекторах для отсоса неконденсирующихся газов и в первую очередь сероводорода. Сероводород, удаленный из конденсатора, поступает в абсорбер, где растворяется в конденсате и далее эта смесь для закачки направляется в нагнетательную скважину [3] .

В октябре 2002 г. пущены в строй 1 и 2 блоки Мутновской ГеоЭС-1 мощностью 50 (2×25) МВт – лучшей геотермальной электростанции в мире по экологическим параметрам и уровню автоматизации.

Создание и пуск в эксплуатацию модульных геотермальных электрических и тепловых станций, а также создание ГеоЭС с комбинированным циклом вновь вводят Россию в число передовых стран в области геотермальной энергетики. На Мутновском геотермальном месторождении сегодня успешно работают 5 геотермальных энергоблоков. Общая установленная электрическая мощность ГеоЭС России составляет 73 МВт, а тепловая мощность энергоустановок прямого использования геотермального тепла – 307 МВт.

При прямом использовании более половины добываемых ресурсов применяется для теплоснабжения жилых и промышленных помещений, треть – для обогрева теплиц, и около 13 % для индустриальных процессов. Кроме того, термальные воды используются примерно на 150 курортах и 40 предприятиях по розливу минеральной воды [4].

Необходимо отметить, что эксплуатация большинства геотермальных месторождений ведется на достаточно низком уровне. Зачастую после потребителя термальные воды сбрасываются с температурой 50 – 70 ^{0}C. Полезно используется примерно одна пятая теплового потенциала термальной воды. Объемы добываемых вод значительно уступают утвержденным ГКЗ запасам. В среднем выведенные ресурсы по Северному Кавказу используются по теплоносителю на 32 %, а по энергетическому потенциалу всего на 19 % [5].

Из-за ошибочных технических решений (прямая подача потребителю воды, не соответствующей по химическому составу установленным нормам, отсутствие пиковых установок для обеспечения стандартных параметров по температуре и др.) использование термальных вод во многих случаях было скомпрометировано, и многие потребители со временем стали отказываться от использования продукции геотермальных месторождений.

Неоправданно низкие себестоимость и цены на геотермальную продукцию, принятые из-за специфики экономического учета, когда скважины принимались на баланс по цене в 3 – 4 раза меньшей их фактической стоимости (иногда и без стоимости), свели прибыль геотермальной отрасли к мизерной величине, не обеспечивавшей возможность ее дальнейшего эффективного развития.

Кроме того, низкий уровень эксплуатации месторождений и огромная разница между значительными запасами геотермальной энергии и малой ее

используемой частью объясняется некоторыми специфическими факторами, характеризующими эту энергию, а также технологией ее извлечения и использования.

Такими факторами являются:

- высокая стоимость скважин и низкие транспортабельные качества термальных вод;
- необходимость обратной закачки отработанных вод и значительные расходы на их подготовку;
- невозможность аккумулирования тепловой энергии на длительный период;
- коррозионно-агрессивные свойства, характеризующие термальные воды на больших глубинах;
- одноразовость использования термальных вод в системе теплоснабжения и сравнительно низкая их температура и т.д.

В связи с этим возникают научно-технические и технологические проблемы геотермальной энергетики, основными из которых являются:

- освоение технологий строительства высокодебитных скважин с горизонтальными столами в продуктивном горизонте;
- перевод значительного количества бездействующих скважин на выработанных нефтяных и газовых месторождениях для добычи геотермального флюида;
- широкое освоение технологии геотермальных циркуляционных систем (ГЦС);
- разработка эффективных методов борьбы с коррозией и солеотложением;
- разработка двухконтурных систем геотермального энергоснабжения на основе дешевых коррозионно-стойких теплообменников и серийный выпуск модульного оборудования для строительства одноконтурных и бинарных ГеоЭС;
- разработка эффективных комплексных технологий утилизации геотермальной и сопутствующих видов энергий и гидроминеральных ресурсов;
- разработка эффективных технологий утилизации низкопотенциального геотермального тепла.

Реализация на практике перечисленных проблем позволит резко повысить отдачу существующего геотермального производства и решить значительные энергетические проблемы, связанные с замещением традиционных органических топлив и обеспечением промышленности минерально-сырьевыми ресурсами.

Области применения и эффективность использования геотермальных вод зависят от их энергетического потенциала, общего запаса и дебита скважин, химического состава, минерализации, агрессивности вод, наличия потребителя и его удаленности и некоторых других факторов.

Наиболее эффективной областью применения геотермальных вод является отопление, горячее и техническое водоснабжение объектов различного назначения. Максимальный энергетический эффект достигается созданием специальных систем отопления с повышенным перепадом температур.

Наиболее простыми и экономичными являются системы с непосредственной подачей воды в систему теплоснабжения. Для таких систем нужен геотермальный теплоноситель высокого качества, при использовании которого процессы солеотложения и коррозии практически отсутствуют. Однако ресурсы таких вод незначительны, следовательно, на практике чаще всего используются системы с применением промежуточных теплообменников или с предварительной водоподготовкой. В условиях реформирования жилищно-

коммунального хозяйства наиболее эффективными являются локальные системы теплоснабжения на основе передовых технологий. Практически во всех регионах России имеются значительные запасы низкопотенциальных термальных вод, которые успешно можно использовать в системах теплоснабжения с тепловыми насосами.

Из накопленного в последние десятилетия опыта освоения тепловой энергии земных недр следует, что гидрогеотермальные ресурсы успешно осваиваются во многих странах мира для производства электроэнергии и тепла, удовлетворяя при этом самые разные потребности хозяйственной деятельности человека. Масштабы использования геотермальной энергии постоянно растут, количество стран успешно использующих эту энергию также с каждым годом увеличивается.

Геотермальные ресурсы представляют собой практически неисчерпаемый, возобновляемый и экологически чистый источник энергии, который будет играть существенную роль в энергетике будущего.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 04-02-16183).

Литература:

1. *Поваров О.А., Томаров Г.В.* Всемирный геотермальный конгресс WGC-2005 / Теплоэнергетика, № 3, 2006. с. 78-80.
2. *Фортов В.Е., Шпильрайн Э.Э.* Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира // Материалы Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы. Том 1, Махачкала, 2005. с. 14 – 30.
3. Верхнее_Мутновская геотермальная электрическая станция / *О.В. Бритвин, О.А. Поваров, Е.Ф. Клочков и др.* Теплоэнергетика, № 2, 1999. с. 2 – 9.
4. *Кононов В.И.* Геотермальные ресурсы России и их использование / Литология и полезные ископаемые, № 2. 2002. с. 115 – 125.
5. Извлечение тепловой энергии термальных вод / *Г.М.Гайдаров, А.Б.Алхасов, Ш.А.Гаджиев, З.Д.Абуев* // Разведка и охрана недр. 1990. № 8. с. 41-43.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МИРЕ

Попель О.С.

Институт высоких температур РАН;
Москва, Россия; 125412, Ижорская ул.13/19

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.).

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. Так например, плотность потока солнечного излучения на поверхности земли в полдень ясного дня составляет всего около 1 кВт/м^2, а ее среднегодовое значение с учетом сезонных и погодных колебаний для самых солнечных районов земного шара не превышает 250 Вт/м^2 (для средней полосы России – 120 Вт/м^2). Средняя удельная плотность энергии ветрового потока также, как правило, не превышает нескольких сотен Вт/м^2 (так при скорости ветра 10 м/с удельная плотность потока энергии ($\overline{E} = \frac{1}{2}\rho V^3$, ρ - плотность воздуха, V -

скорость ветра) приблизительно равна 500 Вт/м^2). Плотность энергии водного потока имеющего скорость 1 м/с также составляет всего около 500 Вт/м^2. Для сравнения укажем, что плотность теплового потока на стенки топки парового котла достигает нескольких сотен кВт/м^2.

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 электрической энергии.

Приведем некоторые факты, свидетельствующие об отношении к ВИЭ в мире, масштабах их использования и политике различных государств, направленной на ускорение их освоения[1].

- *В 2004 году в развитие ВИЭ в мире было инвестировано около 30 млрд. долларов (без учета крупных ГЭС). Для сравнения инвестиции в традиционную энергетику в том же году составили около 150 млрд. долларов. Инвестиции в крупную гидроэнергетику (в основном в развивающихся странах) в 2004 году оцениваются в 20-25 млрд. долларов.*
- *Суммарная мощность энергоустановок на ВИЭ, действующих в мире, оценивается в 160 ГВт (без крупных ГЭС), что составляет около 4% от мощности всех энергоустановок. При этом 44% или около 70 ГВт этих мощностей относится к развивающимся и 56% к развитым странам.*
- *Суммарная мощность энергоустановок на ВИЭ (без крупных ГЭС) сегодня достигла примерно 20% от мощности действующих в мире атомных электростанций, которая, в свою очередь, составляет около 16% от мощности всех энергоустановок.*
- *В 2000-2004 гг. средний темп роста мощности фотоэлектрических преобразователей, используемых преимущественно для энергоснабжения потребителей, не подключенных к крупным сетям централизованного электроснабжения, составил около 60% в год (реализация программ «солнечных крыш» в Японии, Германии и США). Ежегодный объем продаж фотопреобразователей на мировом рынке достиг 1 ГВт в год. На втором месте по темпам прироста мощностей в эти годы была ветроэнергетика – 28% в год (лидер – Германия, где в 2004 году действовало около 17 ГВт ветроустановок);*
- *Производство биотоплив в 2004 году превысило 33 млрд. литров в год, что составляет около 3% от мирового потребления бензина. 44% автомобилей в Бразилии используют биотопливо, 30% бензина, продаваемого в США, содержит добавки биотоплив;*
- *В Европе, США, Канаде, Австралии и Японии около 4,5 млн. потребителей добровольно инвестируют в развитие ВИЭ, оплачивая «зеленую энергию» по повышенным тарифам или через «зеленые сертификаты»;*
- *Число рабочих мест, связанных с ВИЭ в 2004 году достигло 1,7 млн., включая 0,9 млн. мест, связанных с производством биотоплив;*
- *Число государств, провинций, городов и малых населенных пунктов, принявших в последние годы специальные программы ускоренного использования ВИЭ быстро растет. Сегодня 48 стран, включая 14 развивающихся, приняли специальные государственные программы освоения ВИЭ. Индикативные показатели развития ВИЭ на период до 2010 и 2030 гг. утверждены в 45 странах, включая 10 развивающихся, во всех 25 странах, входящих в состав Европейского союза, и во многих штатах и провинциях в США и Канаде.*

[1] REN21 Renewable Energy Policy Network. 2005. “Renewables 2005 Global Status Report.”Washington, DC:Worldwatch Institute. www.ren21.net.

Европейский союз планирует к 2010 году 21% электроэнергии производить с помощью ВИЭ, Китай – 10% (около 60 ГВт).

- *Развитие ВИЭ инвестируют крупнейшие мировые энергетические компании, такие как GE, Siemens, Shell, BP, Sanyo и Sharp. Пять самых крупных энергетических компаний Китая приняли решения об инвестициях в развитие ветроэнергетики.*
- *Капитализация 60 ведущих мировых компаний, специализирующихся на ВИЭ, достигла 25 млрд. долларов;*
- *Стоимость программ оказания технической помощи развивающимся странам в части освоения ВИЭ, финансируемых German Development Finance Group (KfW), Всемирным банком и ГЭФ (Global Environment Facility, GEF) и другими донорами составляет около 0,5 млрд. долларов в год. Государственная поддержка развития ВИЭ в Европе и США, включающая прямые инвестиции и экономические механизмы поддержки, оценивается в 10 млрд. долларов в год. Около 700 млн. долларов в год выделяется на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки.*
- *Стоимость многих технологий использования ВИЭ неуклонно снижается благодаря их совершенствованию и росту масштабов производства. Так за последние десять лет стоимость энергии от ветроустановок и фотоэлектрических преобразователей снизилась более чем в 2 раза.*
- *В мире действует более 150 промышленных ассоциаций, неправительственных организаций, международных агентств и других структур, активно работающих в сфере продвижения ВИЭ на энергетический рынок.*

Суммарное производство энергии в мире по данным Международного Энергетического Агентства (МЭА) по состоянию на 2003 г. составило около 500 ЭДж. На рис.1 представлены энергетические балансы мира по суммарному потреблению энергии и по использованию первичных энергоресурсов для производства электроэнергии. Как следует из рисунка, в мировом балансе около 80%, а в производстве электроэнергии около 66% занимают ископаемые топлива (уголь, нефть, природный газ).

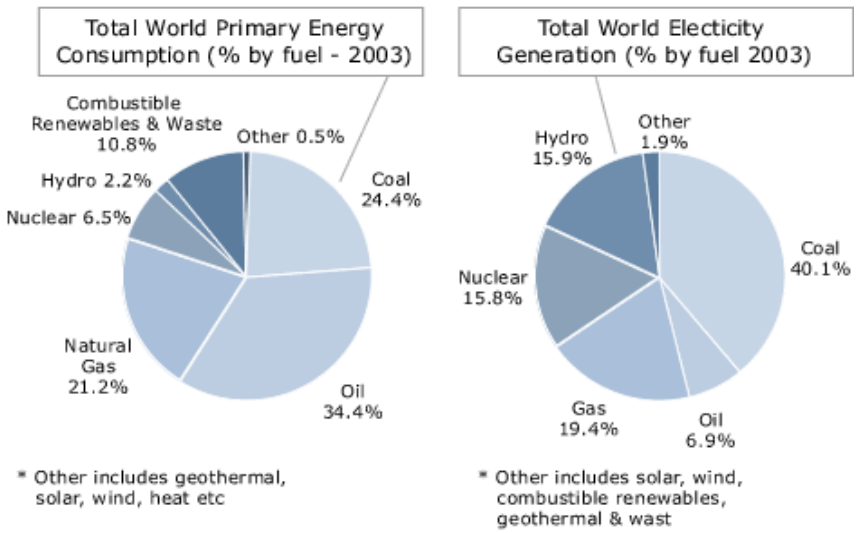


Рис.1. Доли различных ПИЭ в энергетическом балансе мира по данным МЭА (2003г.).

Возобновляемые источники энергии в суммарном потреблении ПИЭ по данным МЭА в 2003 г. составляли 13,5%, причем около 80% от этого значения приходится на биомассу, которая в основном используется как источник тепла для отопления и приготовления пищи, и крупные ГЭС. Доля «новых» или

нетрадиционных ВИЭ (солнце, ветер, геотермальная энергия, приливы и др.) в мировом энергетическом балансе все еще очень мала - 0.5% от суммарных ПИЭ и около 2% от ПИЭ, потребляемых для производства электроэнергии (не учитывая крупных ГЭС).

По другим данным («Renewable Energy Policy Network for the 21st Century»[2]) в 2004 году вклад ВИЭ в мировое потребление первичных энергетических ресурсов составил около 17% (рис.2), причем вклад новых ВИЭ (современные малые и микро-ГЭС, приливные энергоустановки, установки по использованию биомассы, ветровые, солнечные и геотермальные установки, биотоплива и некоторые другие технологии,) оценивается в 2%.

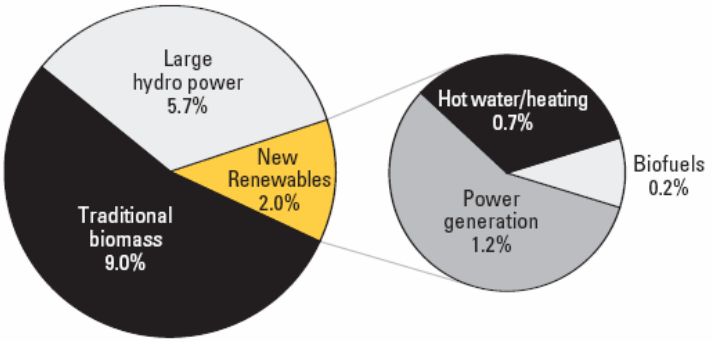


Рис.2. Вклад ВИЭ в мировое потребление первичных энергетических ресурсов (2004г.).

Традиционные технологии использования биомассы (приготовление пищи и обогрев) дают вклад в суммарное мировое потребление первичных энергоресурсов около 9% и в последние годы их применение постепенно сокращается за счет внедрения новых более эффективных технологий. Роль крупных ГЭС в энергетическом балансе оценивается в 6%, их суммарная мощность слегка возрастает в основном за счет строительства ГЭС в развивающихся странах. Вклад новых ВИЭ, которым посвящен настоящий обзор, увеличивается высокими темпами как в развитых, так и в некоторых развивающихся странах.

Новые ВИЭ становятся все более конкурентоспособными в следующих секторах энергетического рынка:
- производство электроэнергии;
- горячее водоснабжение и отопление;
- производство моторных топлив для транспорта;
- комплексное энергоснабжение автономных потребителей вне централизованных энергосистем.

По оценкам REN21 установленная мощность энергоустановок на ВИЭ составляет около 4% от суммарной мощности всех энергоустановок в мире (Табл.1), хотя они производят лишь 2,5 – 3% всей вырабатываемой электроэнергии (без крупных ГЭС).

Горячее водоснабжение и отопление десятков миллионов зданий сегодня осуществляется с помощью солнечной энергии, энергии биомассы или геотермальной энергии. Солнечными установками горячего водоснабжения пользуются около 40 млн. семей. Биомасса и геотермальная энергия используются для теплоснабжения домов, промышленных и сельскохозяйственных производств. В развивающихся странах 16 млн. семей готовят пищу и освещают свои дома с

[2] www.ren21.net

использованием биогаза вместо керосина; более 2 млн. семей используют для электроснабжения фотоэлектрические преобразователи.

Наиболее быстрыми темпами в последние 5 лет развивались технологии практического использования фотоэлектрических преобразователей энергии. Установленная мощность ФЭП в мире возросла с 0,16 ГВт в 2000 г. до 1,8 ГВт к концу 2004 г. (60% средний ежегодный рост). Высокими темпами внедрялись и другие технологии использования новых ВИЭ (рис.3): ветроустановки – 28%, производство биотоплива – 25%, солнечные нагревательные установки – 17%, геотермальное теплоснабжение – 13%, малые и микро-ГЭС – 8%, в то время как традиционные отрасли энергетики развивались с темпом 2 – 4 % в год, в том числе крупная гидроэнергетика 2%, атомная энергетика – 1,6%.

Таблица 1. Показатели новых ВИЭ.

Показатели	**Установленная мощность в мире на конец 2004 г.**	**Сравнительные показатели**
Производство электроэнергии	**ГВт**	
Крупные ГЭС Малые ГЭС Ветроустановки Энергоустановки на биомассе Геотермальные энергоустановки Фотоэлектрические установки автономные локально сетевые Солнечные тепловые электростанции Океанские приливные электростанции **ВСЕГО для новых ВЭИ (без крупных ГЭС)**	720 61 48 39 8,9 2,2 1,8 0,4 0,3 **160**	Мощность всех энергоустановок в мире **3800 ГВт**
Теплоснабжение	**ГВт (тепл.)**	
На биомассе Солнечные коллекторы Геотермальное прямое теплоснабжение Геотермальные тепловые насосы	220 77 13 15	
Количество домовладельцев с солнечными водонагревательными установками Количество домовладельцев с геотермальными тепловыми насосами	40 млн. 2 млн.	Всего домовладельцев в мире - **1600 млн.**
Автономное энергоснабжение		
Количество биогазовых установок при домашних хозяйствах Количество домов с автономными фотоэлектрическими установками Солнечные кухни	16 млн. 2 млн. 1 млн.	Всего домов, не подключенных к централизованным системам энергоснабжения **360 млн.**
Производство моторных топлив	**литров/год**	
Производство этанола Производство биотоплив для дизельных двигателей	31 млрд. 2,2 млрд.	Мировое производство бензина **1200 млрд. л./год**

Данные по установленной мощности новых ВИЭ на конец 2004 г. в мире, в Европе, в развивающихся странах и в пяти ведущих страна мира представлены на рис.4.

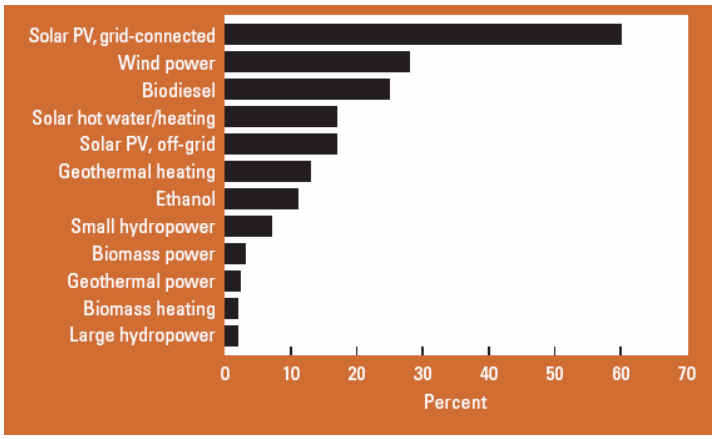


Рис.3. Среднегодовые темпы внедрения новых ВИЭ в 2000-2004 гг. (данные REN21).

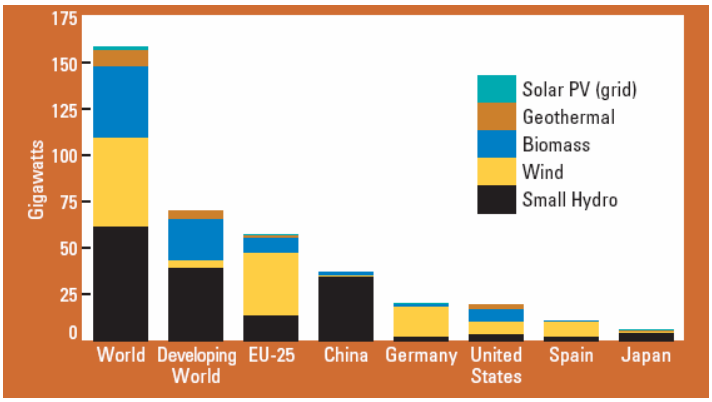


Рис.4. Установленная мощность энергоустановок на ВИЭ в мире, развивающихся странах, странах ЕС и в 5 лидирующих странах.

Суммарная мощность энергоустановок на ВИЭ достигла в 2004 г. 160 ГВт (без крупных ГЭС). На развивающиеся страны, включая Китай, приходилось 44% этой мощности или 70 ГВт. Преимущественно здесь используются малые гидроэлектростанции и биомасса. В странах Европейского Союза установлено 57 ГВт (36%). Среди ведущих стран мира в Китае действует 37 ГВт установок на ВИЭ, в Германии и в США по 20 ГВт, в Испании 10 ГВт и Японии 6 ГВт.

Крупные ГЭС остаются одним из самых дешевых источников энергии, однако возможности развития этого сектора мировой энергетики во многом исчерпаны, особенно в связи с действующими законодательными ограничениями по воздействию ГЭС на окружающую среду. Относительный вклад крупных ГЭС в мировой энергетический баланс за последнее десятилетие сократился с 19% до 16%, хотя установленная мощность ГЭС росла с темпом около 2% в год и достигла в 2004 г. 720 ГВт. Сегодня Норвегия является единственной страной в мире, в которой вся потребляемая электроэнергия производится на гидроэлектростанциях. Пять стран-лидеров по масштабам использования гидроэнергии: Канада (12% от мирового производства энергии на ГЭС), Китай (11.7%), Бразилия (11.4%), США (9.4%), и Россия (6.3%).

По данным Европейской Комиссии, относящимся к 2000 году, прогнозируется увеличение удельного вклада ВИЭ в суммарное энергопотребление европейских стран до 11,5% или в абсолютных цифрах до 182 Mtoe[3], а к 2030 г. до 40%. Соответствующие доли различных видов ВИЭ в фактическом и прогнозируемом потреблении распределяются следующим образом (Табл.2).

[3] toe – тонна нефтяного эквивалента 1toe = 9,8 Гкал

Таблица 2. Фактические и прогнозируемые доли и объемы использования ВИЭ в странах Европейского Союза.

Виды ВИЭ	1997 год (факт)	2010 год (прогноз)
Энергия биомассы	63,69%	74%
Гидроэнергия*	30,98%	17%
Геотермальная энергия	3,42%	3%
Энергия ветра	0,73%	4%
Солнечная энергия	0,33%	2%
Другие	0,86%	
Итого	100% (82,13 Mtoe)	100% (182 Mtoe)
***включая крупные ГЭС**		

Из приведенных данных следует, что лидирующее положение среди ВИЭ в Европе занимает биомасса, роль которой в производстве энергии будет возрастать и в будущем. Высокие темпы развития ожидаются для использования энергии ветра и солнечной энергии.

Прогноз масштабов возможного использования ВИЭ, сделанный Европейским советом по возобновляемым источникам энергии (EREC) в 2004 году на период до 2040 года, представлен на рис.5[4].

Этот прогноз, базирующийся на фактических данных о темпах развития различных ВИЭ в европейских странах в начале нового столетия, является более оптимистичным, чем более ранний прогноз Европейской Комиссии. По данным EREC уже в 2001 году вклад ВИЭ в **суммарное энергопотребление** составил 13,6%, в 2010 году он должен возрасти до 16,6%, а к 2040 г. за счет ВИЭ будет покрываться почти половина энергопотребностей Европы.

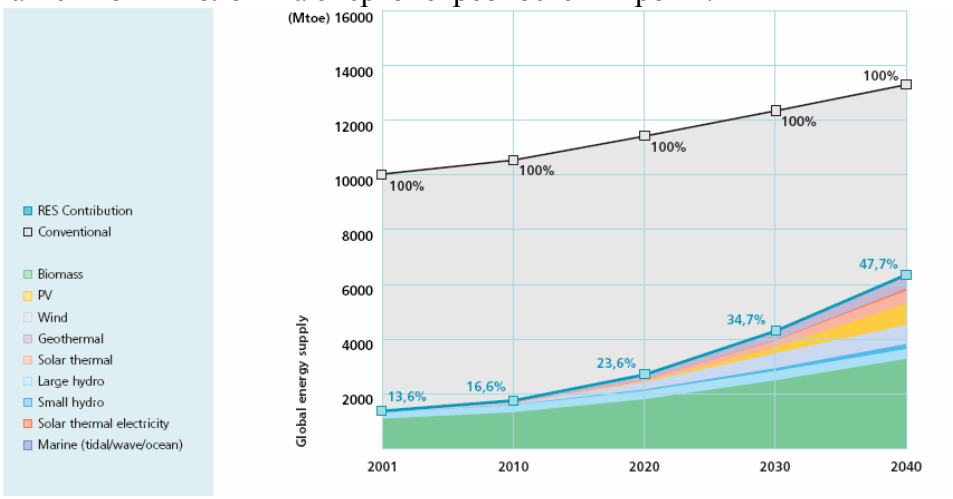


Рис.5. Прогноз масштабов использования ВИЭ в Европе.

Важным показателем роли ВИЭ в энергетике является их вклад **в производство электроэнергии**.

Из приведенной ниже таблицы 3. (данные ЕС 2000 г.) видно, что в Европе среди ВИЭ крупные гидроэлектростанции являются основным производителем электроэнергии. К 2010 году решительный прогресс ожидается для электростанций, работающих на биомассе (древесное топливо, отходы растительной биомассы, твердые муниципальные отходы и т.п.), объемы выработки электроэнергии на которых почти достигнут крупных ГЭС.

[4] А. Зервос, К. Линс, О. Шафер. «Половина энергии от возобновляемых источников энергии к 2040 году – амбициозные прогнозы, которые могут стать реальностью». Возобновляемая энергетика. Июль 2004, стр. 10 – 12. EREC – European Renewable Energy Council, www.erec-renewables.org

Таблица 3. Производство электроэнергии в странах ЕС за счет различных ВИЭ, ТВт-ч.

Виды ВИЭ	1995 год (факт)	2010 год (прогноз)
Энергия биомассы	22,5	230
Крупные гидроэлектростанции	270	300
Мини- и микроГЭС (<10 МВт)	37	55
Геотермальные ЭС	3,5	7
Ветровые энергоустановки	4	80
Солнечные фотопреобразователи	0,03	3
Итого	**337 (100%)**	**675 (100%)**

По сравнению с 1995 годом мощность ветроустановок к 2010 году должна возрасти в 20 раз, а солнечных электростанций на основе фотоэлектрического преобразования энергии в 100 раз.

В мае 2000 г. Европейская Комиссия одобрила Директиву, призывающую страны ЕС внести свой вклад в развитие ВИЭ в плане реализации Киотского Соглашения о сокращении эмиссии парниковых газов и устанавливающую для каждой страны ЕС индикативные показатели по производству электроэнергии за счет ВИЭ (рис.6).

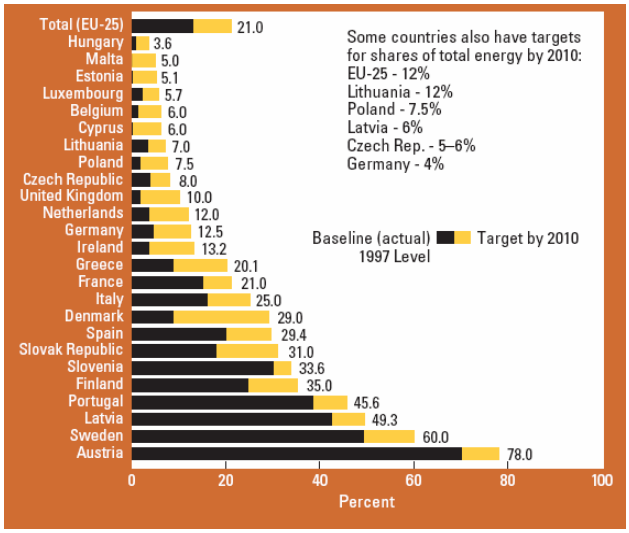


Рис.6. Индикативные показатели по вкладу ВИЭ в производство электроэнергии в 2010 году, согласованные странами ЕС в 2000 г.

Если в 1997 году вклад ВИЭ в общее производство электроэнергии в Европе составлял около 14% (включая крупные ГЭС), то к 2010 году этот вклад должен возрасти до 21%.

Национальные индикативные показатели по развитию ВИЭ сегодня действуют, по крайней мере, в 45 странах, включая 25 европейских стран, входящих в ЕС. Кроме того, 20 штатов США и 3 канадских провинции приняли политические решения о включении ВИЭ в число приоритетных энергоисточников с установлением конкретных целей по уровню их развития к 2010-2012 гг.

10 развивающихся стран, в том числе Бразилия, Китай, Доминиканская Республика, Египет, Индия, Малайзия, Мали, Филиппины, Южная Африка и Тайланд имеют национальные программы развития ВИЭ. Например, Китай поставил цель ввести к 2010 г. в эксплуатацию не менее 60 ГВт новых электрогенерирующих энергоустановок на ВИЭ (без крупных ГЭС), достигнув по установленной мощности ВИЭ показателя 10% от суммарной мощности всех энергоустановок. К 2020 г. Китай планирует достичь 10% вклада ВИЭ в суммарном потреблении энергоресурсов и 12,5% в производстве электроэнергии.

В таблице 4 приведены утвержденные правительствами краткосрочные и долгосрочные цели некоторых неевропейских стран по использованию ВИЭ.

Таблица 4

Страна	Целевые индикаторы по использованию ВИЭ
Австралия	К 2010 г. ежегодно производить 9,5 ТВт-ч электроэнергии
Бразилия	К 2006 г. увеличить электрогенерирующие мощности на 3,3 ГВт за счет использования энергии ветра, биомассы и малых ГЭС
Канада	К 2010 г. достичь вклада ВИЭ в производство электроэнергии в различных провинциях от 3,5 до 15%
Китай	К 2010 г. довести вклад электрогенерирующих мощностей до 10% (60 ГВт), обеспечить вклад в суммарное энергопотребление к 2010 г. – 5%, к 2020 г. – 10%
Доминиканская республика	К 2015 г. довести мощность ветроустановок до 500 МВт
Египет	К 2010 г. довести вклад в производство электроэнергии до 3%, к 2020 г. – до 14%
Индия	В период с 2003 по 2012 гг. обеспечить 10% электрогенерирующих мощностей на ВИЭ (10 ГВт)
Израиль	К 2007 производить 2% электроэнергии, а к 2016 г. – 5%
Япония	К 2010 г. 1,35% электроэнергии за счет ВИЭ, не считая геотермальные электростанции и крупные ГЭС
Корея	К 2010 г. 7% электроэнергии производить за счет ВИЭ, включая ГЭС, и к 2011 г. создать 1,3 ГВт подсоединенных к сети фотоэлектрических станций, в т.ч. 0,3 ГВт на 100 000 домах
Малайзия	К 2005 г. производить 5% электроэнергии
Мали	К 2020 г. производить 15% энергии
Новая Зеландия	К 2012 г. обеспечить производство 30 ПДж энергии, включая тепло и моторное топливо
Норвегия	К 2010 г. обеспечить производство 7ТВт-ч энергии (преимущественно с помощью ветроустановок)
Филиппины	К 2013 г. довести мощность установок до 4,7 ГВт
Сингапур	К 2012 г. установить 50 000 м^2 солнечных коллекторов, обеспечив производство около 35 МВт-ч тепловой энергии
Южная Африка	К 2013 г. обеспечить ежегодное производство 10 ТВт-ч энергии
Швейцария	К 2010 г. обеспечить производство 3,5 ТВт-ч электрической и тепловой энергии
Таиланд	К 2011 г. обеспечить 8% суммарного энергопотребления (без учета традиционного использования биомассы)
США	20 штатов приняли целевые индикаторы по производству электроэнергии в различные годы от 5 до 30%

В 2003 году установленная мощность **ветроэнергетических установок** в мире составляла около 40 ГВт, а в 2004 г. уже около 48 ГВт. Таким образом, темп ввода ВЭУ в мире достиг в 2003 г. 8 ГВт/год (рис.7).

В Европе рынок ВЭУ возрастал в течение последних 6 лет с темпом 22% в год, причем в 2004 году в Европейских странах (EU-25) были введены в эксплуатацию 5,7 ГВт ветроэнергетических мощностей, а суммарная мощность ВЭУ достигла 34 ГВт. По недавним прогнозам EWEA – Европейской ветроэнергетической ассоциации – 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. В связи с бурным развитием рынка ВЭУ приоритет отдается сетевым ветроустановкам мегаватного класса. Если в 2002 году максимальная единичная мощность сетевой коммерческой ВЭУ составляла 2,5 МВт (диаметр ветроколеса 80 м, высота башни 70 – 100 м), то в 2006 году на рынок выходят ВЭУ с единичной мощностью 3 – 5 МВт. Одновременно развивается

производство ВЭУ мощностью 10 – 100 кВт, перспективных для обеспечения автономного энергоснабжения потребителей, не подключенных к централизованным сетям.

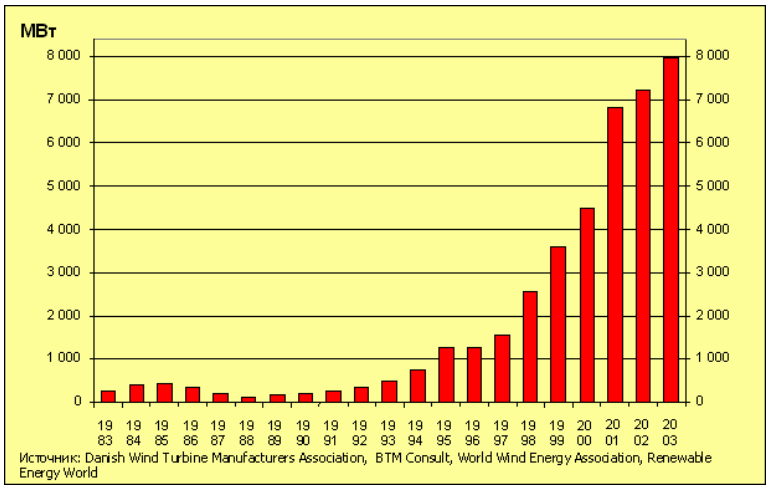


Рис.7. Ежегодный ввод мощностей ВЭУ в мире.

Опыт создания и эксплуатации ветровых энергоустановок 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 €/кВт;
- стоимость производимой энергии - 34 €/кВтч;
- текущие эксплуатационные затраты - 5 - 22 €/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 будут составлять соответственно 650 €/кВт, 24 €/кВтч и 5 - 11 €/МВтч при гарантированной продолжительности работы (сроке службы) ВЭУ до 120 000 часов. При таких показателях ВЭУ окажутся в полной мере конкурентоспособными по отношению к традиционным энергоустановкам на органическом топливе.

Быстрыми темпами во многих странах мира развивается **солнечная энергетика**.

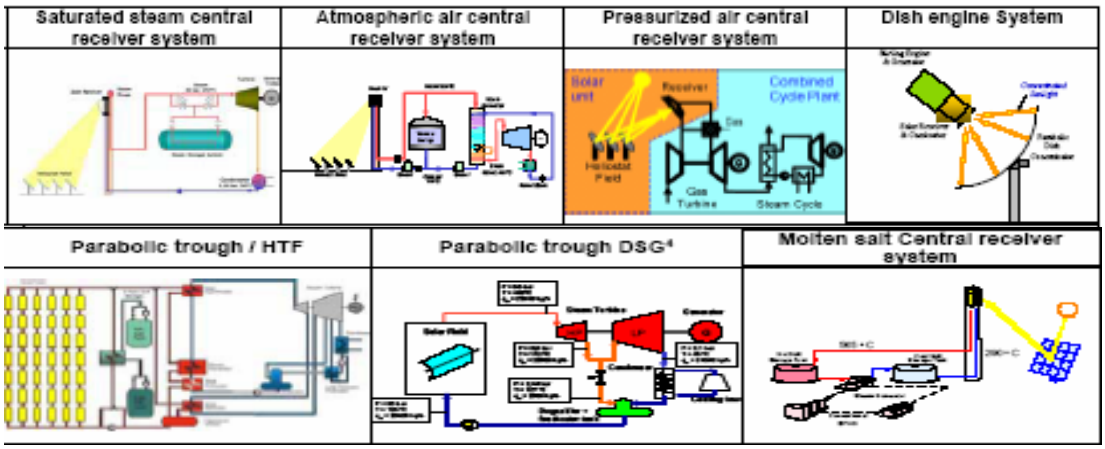


Рис.8. Схемы солнечных тепловых электростанций.

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

следующие основные конфигурации (рис.8):
- 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) общей мощностью 354 МВт(э) с параболоцилиндрическими концентраторами. Опытные башенные СЭС действуют в США (10 МВт) и Испании. Параболоидные солнечные энергоустановки активно разрабатываются в США, Австралии, Испании, Германии. В ближайшее время ожидается ввод двух СЭС в Испании, разрабатываются проекты СЭС для Мексики, Египта и других стран, расположенных в районах с высокими поступлениями солнечной радиации. 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 и освоения крупномасштабного промышленного производства основных компонентов СЭС[5].

В отличие от тепловых СЭС, производство **фотоэлектрических преобразователей** (ФЭП), обеспечивающих прямое преобразование энергии солнечного излучения в электроэнергию и использующих как прямое, так и рассеянное излучение, уже освоено в промышленном производстве, и они находят широкое практическое применение при создании энергоустановок с единичной мощностью от нескольких десятков Ватт до сотен кВт.

Особенно велик рынок ФЭП в развивающихся странах, а также в ряде Европейских стан (Германия, Испания и др.), а также в Японии. Установленная мощность действующих в мире ФЭП в 2003 году достигла 3 ГВт, а ежегодный рост объема продаж ФЭП за последние 10 лет превышает 30% в год, а за последние 5 лет (2000 – 2004 гг.) 60% (рис.9).

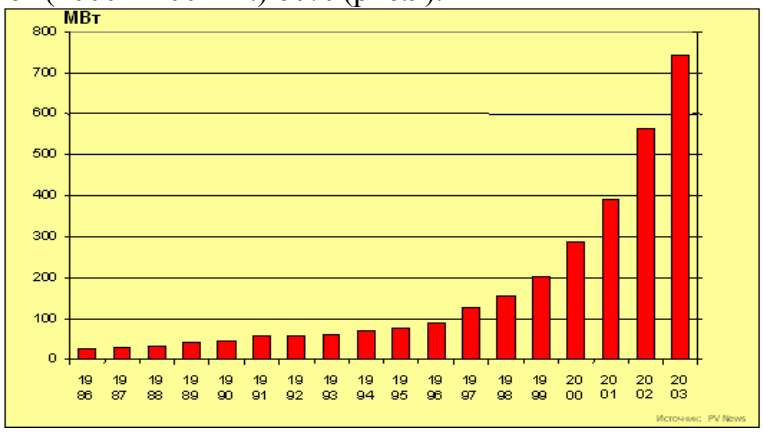


Рис.9. Ежегодный объем продаж ФЭП на мировом рынке.

[5] European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. EC FP-6 Project SES6-CT-2003-502578 «ECOSTAR», DLR, Germany, 2005, 144 p.

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).

Более 90% рынка – это ФЭП на основе поли- и монокристаллического кремния, модули которых имеют кпд около 15%. 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 Втч/м^{2}год. В европейских климатических условиях подсоединенные к сети ФЭП характеризуются числом часов работы на номинальной нагрузке от 900 до 1500 часов в год, а ФЭП в составе автономных установок - 750 – 900 часов в год. Достигнутые по состоянию на 2004 год и прогнозные на 2010 год стоимостные показатели ФЭП:

- ФЭП в модулях: 3 €/кВт$_{пик}$ (2004) и 2 €/кВт$_{пик}$ (2010),
- ФЭП присоединенные к сети: 5 €/кВт$_{пик}$ (2004) и 3,5 €/кВт$_{пик}$ (2010),
- ФЭП в составе автономных энергоустановок: 7 €/кВт$_{пик}$ (2004) и 5,5 €/кВт$_{пик}$ (2010).

На рис.10. представлены статистические данные Международного энергетического агентства о применении ФЭП в различных сферах энергетического хозяйства развитых стран.

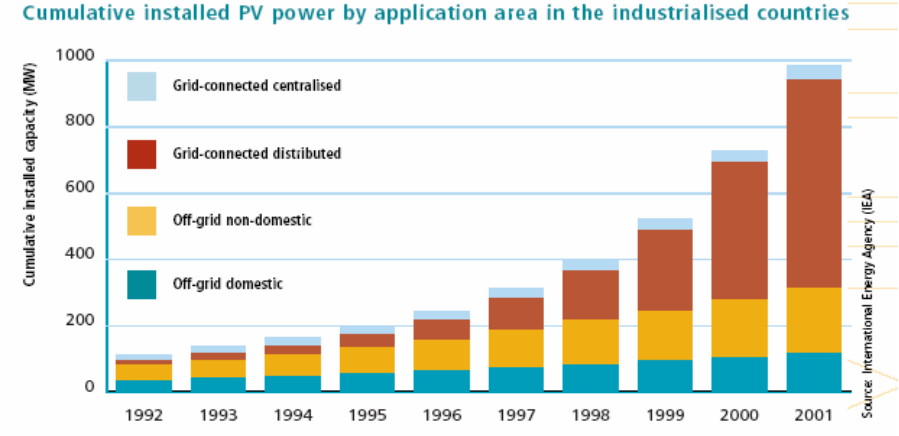


Рис.10. Сферы применения ФЭП.

Видно, что наибольшее применение ФЭП находят в локальных сетях энергоснабжения, а также для автономного (внесетевого) энергоснабжения различных потребителей.

Во многих исследовательских центрах ведутся работы направленные на повышение кпд ФЭП за счет создания слоевых (каскадных) структур, обеспечивающих более полное преобразование энергии солнечного излучения во всем его спектре, а также на снижение стоимости полупроводниковых материалов и ФЭП в целом за счет применения тонокопленочных структур и использования концентраторов солнечного излучения. Ожидается, что в обозримом будущем кпд ФЭП могут быть увеличены до 30-35%, а их стоимость в модулях может быть снижена менее чем до 1 €/кВт$_{пик}$.

Широкое коммерческое применение во многих странах находят **солнечные установки теплоснабжения**. Суммарная тепловая мощность солнечных коллекторов, действующих только в европейских странах, сегодня превышает 12 ГВт, причем ежегодный объем продаж солнечных установок в последние годы непрерывно возрастает и превышает 1,5 ГВт/год[6].

[6] EUROPEAN SOLAR THERMAL INDUSTRY FEDERATION
http://www.erecrenewables.org/documents/Technology%20Brochures/Brochure%20ESTIF_24_01_06_FINAL.pdf)

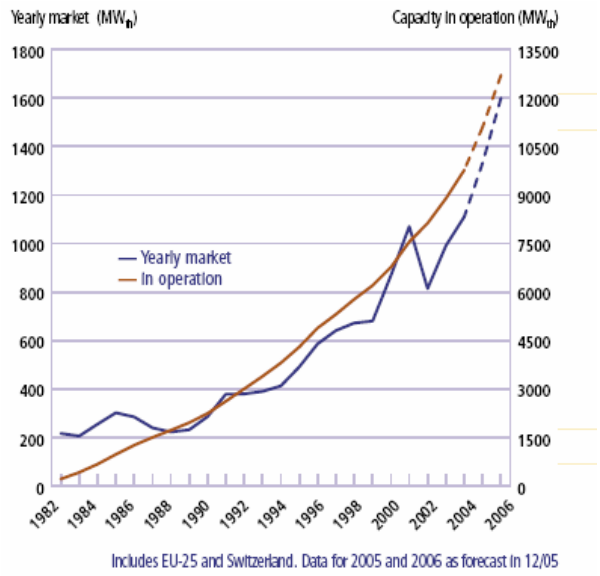


Рис.11. Развитие рынка солнечных установок теплоснабжения в Европе.

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

По удельному показателю: площадь тепловых солнечных коллекторов на 1000 жителей (рис.13) – мировыми лидерами являются Израиль (около 750 м^2) и Кипр (около 630 м^2).

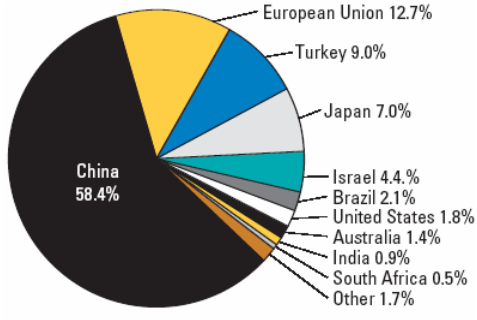


Рис.12.

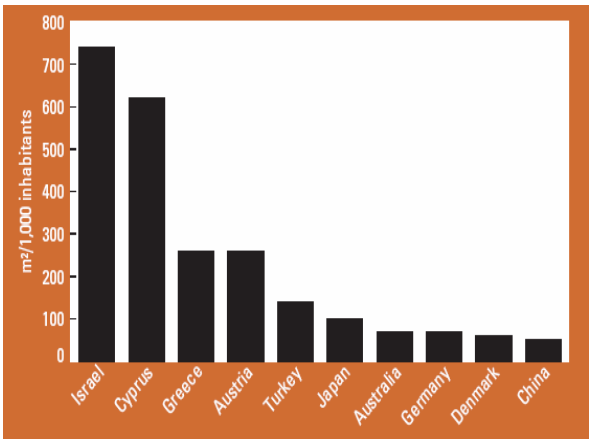


Рис.13.

Отдельно для стран ЕС аналогичная информация представлена на рис.14. Лидерами в Европе по суммарной мощности действующих солнечных установок (данные 2004 г.) являются Германия (47% от всех установленных в Европе солнечных коллекторов), Греция (14%), Австрия (12%) и Испания (6%).

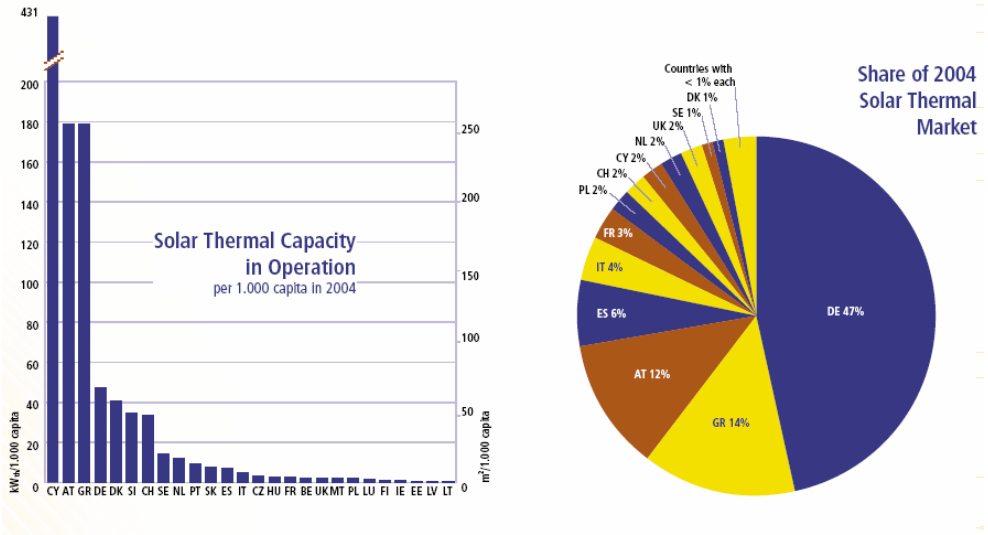


Рис.14. Распределение солнечных коллекторов по европейским странам.

Биомасса применительно к использованию в энергетике - весьма широкое понятие, включающее отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности, сельскохозяйственные отходы, твердые бытовые отходы (ТБО), жидкие стоки, различные промышленные отходы, содержащие органику.

В Швеции, Дании, Германии, Франции, Австрии и в других странах ведется активное строительство котельных и электростанций, работающих на продуктах переработки биомассы.

В некоторых странах ЕС биомасса вносит существенный вклад в топливно-энергетический баланс: в Австрии - 12%, в Швеции - 18%, в Финляндии - 23%.

Энергетическое использование биомассы предполагает то или иное использование ее теплотворной способности. Например, теплотворность сухой древесины составляет в среднем 20 ГДж/т. Основные методы энергетического использования биомассы термохимические (сжигание, газификация, пиролиз) или биохимические (анаэробное сбраживание с получением биогаза, спиртовое брожение). Для электроэнергетики наибольшее значение имеет либо непосредственное сжигание биомассы, либо предварительная газификация с последующим сжиганием горючего газа.

Наибольшее количество первичной биомассы сосредоточено в лесах. КПД фотосинтеза составляет около 5%. Продуктивность для северных лесов - 1 т прироста древесины в год на 1 га. По площади лесов на первом месте в мире находится Россия (более 850 млн га), опережая Бразилию (545 млн га). По площади лесов, приходящихся на одного жителя, Россия находится на втором месте в мире (5.8 га) после Канады (7.9 га). Отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности представляют собой ценный первичный источник энергии. В основном они используются в котельных и на тепловых электростанциях. Такое применение находят также и твердые сельскохозяйственные отходы (солома, жмыхи, шелуха и др.).

Для сжигания древесных отходов в обычных топочных устройствах важен удельный объем топлива, приходящийся на единицу энергии, определяющий размеры оборудования и технологию сжигания. Удельный объем угля составляет около 30 дм^3/ГДж, щепы 250 – 350 дм^3/ГДж, соломы достигает 1 м^3/ГДж. Такие удельные энергетические показатели неприемлемы для промышленных установок. Поэтому в ряде стран древесные отходы превращают в

брикеты или пеллетки с удельным объемом около 50 дм^3/ГДж, что годится для обычного слоевого сжигания. Например, в США годовое производство пеллеток составляет около 1 млн. т, их рыночная цена - около 6 долл./ГДж при теплотворности около 17 ГДж/т. В Швеции потребляется более 2 млн. т пелеток в год. Большое внимание ускоренному развитию этой технологии уделяется в Дании, Австрии, Германии и других странах. Как правило, на биомассе создаются электростанции малой и средней мощности.

В последние годы вновь повышается интерес к жидким биотопливам для транспортных установок, особенно к этиловому спирту. Среди биотехнологий, используемых для производства топлив и энергии, важное место занимают также биогазовые технологии. Биогаз, получаемый при анаэробном сбраживании отходов животноводства представляет собою смесь из метана (60-70%) с диоксидом углерода и может сжигаться в различных энергетических установках, как правило, малой мощности.

Значительный вклад в местные энергобалансы могут дать твердые бытовые отходы (ТБО). ТБО обычно либо сжигаются, либо газифицируются.

По данным Европейской Комиссии в 2000 г. производство электроэнергии из биомассы достигло 39,2 TWh (10% от всей электроэнергии, производимой за счет ВИЭ). Из них 51% электроэнергии производился с использованием древесных отходов, 33% за счет ТБО и остальное - с использованием биогаза (прежде всего, свалок). При этом использование биомассы характеризуется следующими примерными экономическими показателями:

- производство тепла 25 €/MWh;
- производство пеллеток 80 €/t;
- производство электроэнергии 40-50 €/MWh;
- производство биоэтанола 250 €/t;
- производство биометанола 200-250 €/t;
- производство биоводорода 1500 €/t.

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^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, нагретые до 100^{o}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^{o}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^{o}C, в то время как для целей прямого теплоснабжения пригодны месторождения с более низкими температурами (30 – 100^{o}C). В определенных условиях неглубоко залегающие термальные воды с температурой 20 – 30^{o}C 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). На рис.15 представлены страны, реализующие широкие программы создания геотермальных электростанций. Среди них США, Филиппины, Италия, Мексика, Исландия, Индонезия и Новая Зеландия являются наиболее крупными «потребителями» геотермальной энергии.

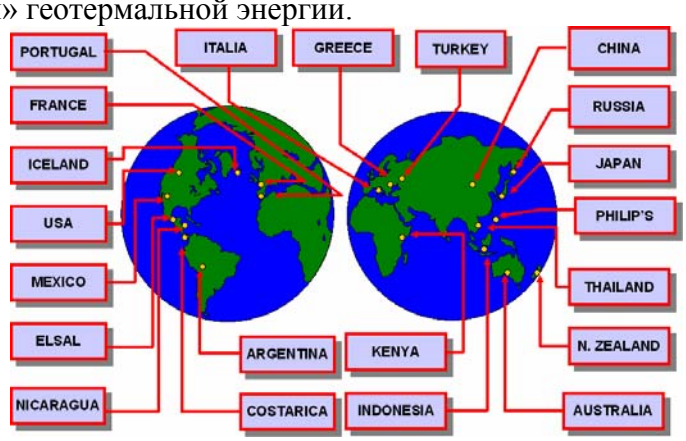


Рис.15. Страны эксплуатирующие ГеоЭС.

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. 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.

Геотермальные теплонасосные 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 ^{o}C, 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 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.

С целью избежания 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.



Рис.16.

По данным Европейской гидроэнергетической ассоциации (ESHA)[7] в 2005 г. суммарная мощность действующих **малых гидроэлектростанций** мира превысила 60 ГВт. После Азии Европа занимает по этому показателю второе место – 13 ГВт, около 17 000 мини-ГЭС.

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.

За последние годы достигнут значительный технический прогресс в разработке малых гидроагрегатов, в том числе и в России. Разработанное оборудование удовлетворяет повышенным техническим требованиям, в том числе:

[7] EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION, www.esha.be

- обеспечивает возможность работы установок, как в автономном режиме, так и на местную электрическую сеть,
- полностью автоматизировано и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- обладает повышенным ресурсом работы (до 40 лет, при межремонтных периодах до 5 лет) и др.

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

Приведенные выше данные свидетельствуют о серьезном отношении стран Европейского Союза и ряда других развитых и развивающихся стран к использованию ВИЭ. Официально признано, что ВИЭ обладают большим экономическим потенциалом. Уже к середине текущего века вклад ВИЭ в энергобаланс многих стран может составить 40-50%.

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, теплонасосным 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.

Исходя из этого только государственная поддержка развития ВИЭ в Европе, США и других странах, включающая прямые инвестиции и экономические механизмы поддержки, оценивается в 10 млрд. долларов в год. Из них около 700 млн долларов в год выделяется на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки.

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[8]:

- 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.

[8] *Оливер Шафер. EREC.* Механизмы поддержки возобновляемых источников энергии. Инф. бюлл. «Возобновляемая энергия», август 2005 г., СС. 4-7.

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.

Вместе с тем, если учитывать энергию, вырабатываемую традиционными крупными гидроэлектростанциями, то вклад ВИЭ в энергобаланс России, на первый взгляд можно также считать достаточно заметным (в 2000 году из 876 млрд. кВт-ч 165 млрд. кВт-ч или около 18,8% было выработано на ГЭС). Однако дальнейшее расширение использования гидроэнергетических ресурсов в нашей стране, впрочем, как и во многих других странах мира, в перспективе возможно в основном лишь за счет создания малых и микроГЭС. По всем направлениям практического использования новых нетрадиционных ВИЭ Россия, к сожалению, пока заметно отстает от многих стран Европы и США. Вклад нетрадиционных ВИЭ в энергобаланс страны по экспертным оценкам не превышает 0,5% - 1%[9].

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.

Вместе с тем, учитывая то, что

- *централизованные системы энергоснабжения в России охватывают менее 1/3 ее территории,*
- *около 20 млн чел. в стране проживают вне систем централизованного энергоснабжения,*
- *значительное число регионов страны энергодефицитны и нуждаются в завозе топлива,*
- *по данным Газпрома, лишь 52% населенных пунктов страны газифицированы (в т.ч. городов – 59%, сельских нас. пунктов – 30,6%),*

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 сельско-хозяйственного) 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 ррайонах 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

[9] *П.П. Безруких и др.* (2002), Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. С.-Петербург, Наука.

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. Хочется надеяться, что в результате этих мер отношение к возобновляемым источникам энергии в стране кардинально изменится в лучшую сторону и уже в ближайшие годы солнечные, ветровые и другие установки в различных регионах страны перестанут быть для людей какой-то «диковинкой».

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

Алиев Р.М.

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

Дагестан является уникальной геотермальной провинцией России. Широкомасштабному развитию здесь геотермии способствуют благоприятные геотермические и гидрогеологические условия крупного термоводоносного бассейна многопластового типа, связанного с Предкавказским прогибом, наиболее погруженная и перспективная часть которого проходит по территории Республики Дагестан. По термической напряженности недр территория Дагестана превосходит все известные осадочные бассейны СНГ, за исключением районов современного вулканизма. Температуры на глубинах 3-6 км здесь зафиксированы в 140-210 ^{0}С, что на 80-100 ^{0}С выше, чем в Азербайджане, Астраханской и Ростовской областях, на 40-60 ^{0}С выше, чем в Туркмении, Казахстане и Ставропольском своде, на 90-120 ^{0}С выше, чем в Татарии и на Южном Урале. По запасам термальных вод Дагестан занимает первое место в Российской Федерации (86,2 тыс. м^3/сутки). За ним идут Камчатка (77,613), Чеченская Республика (64,68), Краснодарский край (35,574), Ставропольский край (12,2), Республика Адыгея (8,98), Карачаево-Черкесская Республика (6,8), Кабардино-Балкарская Республика (5,3), Чукотский АО (2,2), Магаданская область (0,135). В Дагестане уже много лет успешно функционируют системы геотермального теплоснабжения в городах Махачкала, Кизляр и Избербаш. При этом отпускные цены на тепло на 30-50 % ниже, чем от муниципальных газовых котельных. С 1966 г. в республике открыто 25 месторождений, по которым прогнозные ресурсы термальных вод оцениваются в 1 млн. м^3/сутки, подготовлено более 100 скважин, добыто 200 млн. м^3 термальной воды, реализовано 5 млн. Гкал теплоэнергии, что позволило сэкономить 1 млн. тут. Данный факт в сочетании с наличием в резерве большого числа скважин и разведанных месторождений позволяет реализовать в республике высокотехнологичные интегрированные схемы мощностью в сотни мегаватт [1].

Как видно, сегодня проблема запасов не стоит перед геотермальной отраслью Дагестана, не сдерживает ее развитие. Проблема заключается в отсутствие крупных теплоемких потребителей и низкая стоимость природного газа, получаемого из магистральных газопроводов. Среди других факторов можно назвать следующие.

1. Низкая производительность труда при добыче термальных вод на мелких и средних термоводозаборах. Производительность труда при добыче 1 тут в геотермальной отрасли уступает таковой в угольной, нефтяной и газовой промышленности примерно в 15-20 раз.

2. Низкий энергетический потенциал пригодных для широкого применения пресных термальных вод и наоборот, высокая коррозионная активность и склонность к солеотложениям высокопотенциальных термальных вод, имеющих необходимую для отопления и производства электроэнергии температуру.

3. Отставание, отсутствие прогресса в технологии применения геотермальных вод и наоборот бурное развитие в последнее десятилетие технологий применения природного газа, нефтепродуктов, особенно электроэнергии в быту.

От решения этих вопросов зависит дальнейшее развитие геотермальной отрасли Дагестана. Какие пути решения их могут быть предложены. На

сегодняшний день представляется возможным выделить следующие пути решения этих вопросов [2].

1. Создание крупных, устойчивых теплопотребителей в виде энергобиологических комплексов по производству ценных продуктов питания создаваемых на базе естественных геотермальных ресурсов. Технико-экономическое обоснование Речнинского ЭБК полностью подтверждает высокую рентабельность использования геотермальной энергии при ее концентрации и добычи в больших объемах.

2. Расширение применения имеющих низкую себестоимость добычи и технически легко применимых пресных геотермальных вод из неглубоко залегающих артезианских бассейнов путем использования тепловых насосов.

3. Применение опреснительных установок на базе эффекта обратного осмоса и химической переработки получаемых при этом рассолов.

Возможности реализации этих путей попытаемся показать ниже на примерах конкретных площадей.

В настоящее время в теплоснабжении городов и населенных пунктов наметилась тенденция к децентрализации выработки тепловой энергии. Централизованная система теплоснабжения на базе крупных котельных и ТЭЦ, как показала практика, имеет ряд недостатков, основные из которых связаны с большими потерями тепла в протяженных тепловых сетях.

В условиях рыночной экономики одновременно с ростом цен на нефтепродукты и газ неимоверно выросли и цены на услуги по теплоснабжению от городских котельных и ТЭЦ.

Стоимость отопления 1 кв. м. жилья сейчас превышает 8 руб., а горячего водоснабжения составляет более 6 руб. на человека. Для типового пятиэтажного 70-ти квартирного жилого дома суммарная стоимость услуг по централизованному отоплению и горячему водоснабжению сейчас достигают более 0,7 млн. руб. в год, а в перспективе при 100 % оплате услуг составит более 1 млн. руб. в год.

Прикидочные расчеты показывают, что теплоснабжение такого дома может быть обеспечена с помощью одного теплового насоса мощностью 150 кВт на базе термальной воды с температурой 45 ^{0}С.

При стоимости 1 кВтч электроэнергии в 1 руб., годовые затраты с учетом потерь составят около 500 тыс. руб. Как видим применение геотермальной энергии в комплексе с тепловыми насосами может снизить стоимость отопления и горячего водоснабжения жилых зданий в 2 раза.

Разумеется, для каждого населенного пункта и города эффективность применения тепловых насосов будет разная и в каждом конкретном случае она должна быть соответствующим образом обоснована.

Применение опреснительных установок на базе эффекта обратного осмоса также имеет большие перспективы, так как позволяет расширить область применения, прежде всего слабоминерализованных термальных вод. Полученная пресная вода может быть подана для горячего водоснабжения.

Себестоимость опреснения 1 куб. м воды с минерализацией до 80 г/л составляет всего 1,5 руб., что ниже стоимости водопроводной воды. Полученный рассол может быть химически переработан или сброшен без вреда для экологии в городскую канализационную сеть.

В Дагестане наиболее обширные запасы промышленных геотермальных вод сосредоточены в Северном регионе. Здесь открыто десять крупных месторождений, пробурено и подготовлено к эксплуатации более пятидесяти

термальных скважин. Длительное время термальные воды используются для теплоснабжения г. Кизляра, покрывая более 70 % нагрузки муниципального жилого фонда.

В Махачкале тепло от геотермальных источников сегодня самое дешевое. За последние семь лет тысячи жителей северо-западного района столицы впервые смогли получить экологически чистое отопление и горячую воду из скважин Тернаирского термоводозабора.

Необходимо, однако, отметить, что рентабельность такой экономической деятельности сегодня не превышает 5-6 %, что недостаточно для вложения инвестиций в высокодоходные проекты. Однако, в рыночных условиях, при определенной поддержке со стороны государства и бизнесструктур, все же имеются подходы к решению этой проблемы путем диверсификации геотермального производства, внедрения в эту сферу современных агро- и биотехнологий.

Наиболее приоритетными для сотрудничества в области геотермального теплоснабжения являются следующие инновационные проекты [3].

1. Реконструкция системы геотермального теплоснабжения в г.Кизляре. Город Кизляр расположен в северной части республики по обеим сторонам р. Старый Терек. Ведущие отрасли экономики, в которых занято почти 85 % населения - машиностроение и пищевая промышленность. Богатейшие геотермальные ресурсы и благоприятное транспортно-географическое положение создают предпосылки для дальнейшего развития экономики города и района.

В настоящее время Кизляр находится в преддверии больших перемен, которые ожидаются во всех сферах его жизни, в т. ч. в развитии городского хозяйства. В городе наиболее остро стоят вопросы обеспечения населения, а также предприятий общественного и культурно-бытового назначения теплом и горячей водой. Положение усугубляется нарастающим с каждым годом дефицитом питьевой воды и низким качеством теплоснабжения от существующих геотермальных теплостанций. В коренном обновлении нуждаются практически все звенья городской системы теплоснабжения, начиная от термораспределительных станций, тепловых сетей и кончая абонентскими вводами.

В настоящее время работы по подсчету запасов Кизлярского месторождения еще продолжаются и есть основания надеяться, что в ходе этих работ запасы месторождения будут пересмотрены. В случае если запасы будут получены на уровне 43 тыс. $м^3$/сутки, то представляется реальная возможность поставить вопрос о превращении Кизляра в "бездымный" город на Юге России.

Для того чтобы в г. Кизляре геотермальная энергия стала основным энерго-носителем, в ближайшие годы необходимо провести полную реконструкцию действующей системы теплоснабжения, которая здесь работает с 1970 г. При этом предусматривается максимальное использование средств автоматизированного управления, что позволит повысить качество теплоснабжения и снизить удельный расход геотермальной воды (рис.1).

По расчетам, внедрение проекта позволит получить дополнительно 210 тыс. Гкал теплоэнергии, что вполне достаточно для 100 % покрытия нагрузок в тепле и горячей воде муниципального жилого фонда и 70 % нагрузки промпредприятий.

Суммарный объем инвестиций, требуемых для осуществления данного проекта, составляет 278,9 млн. руб.

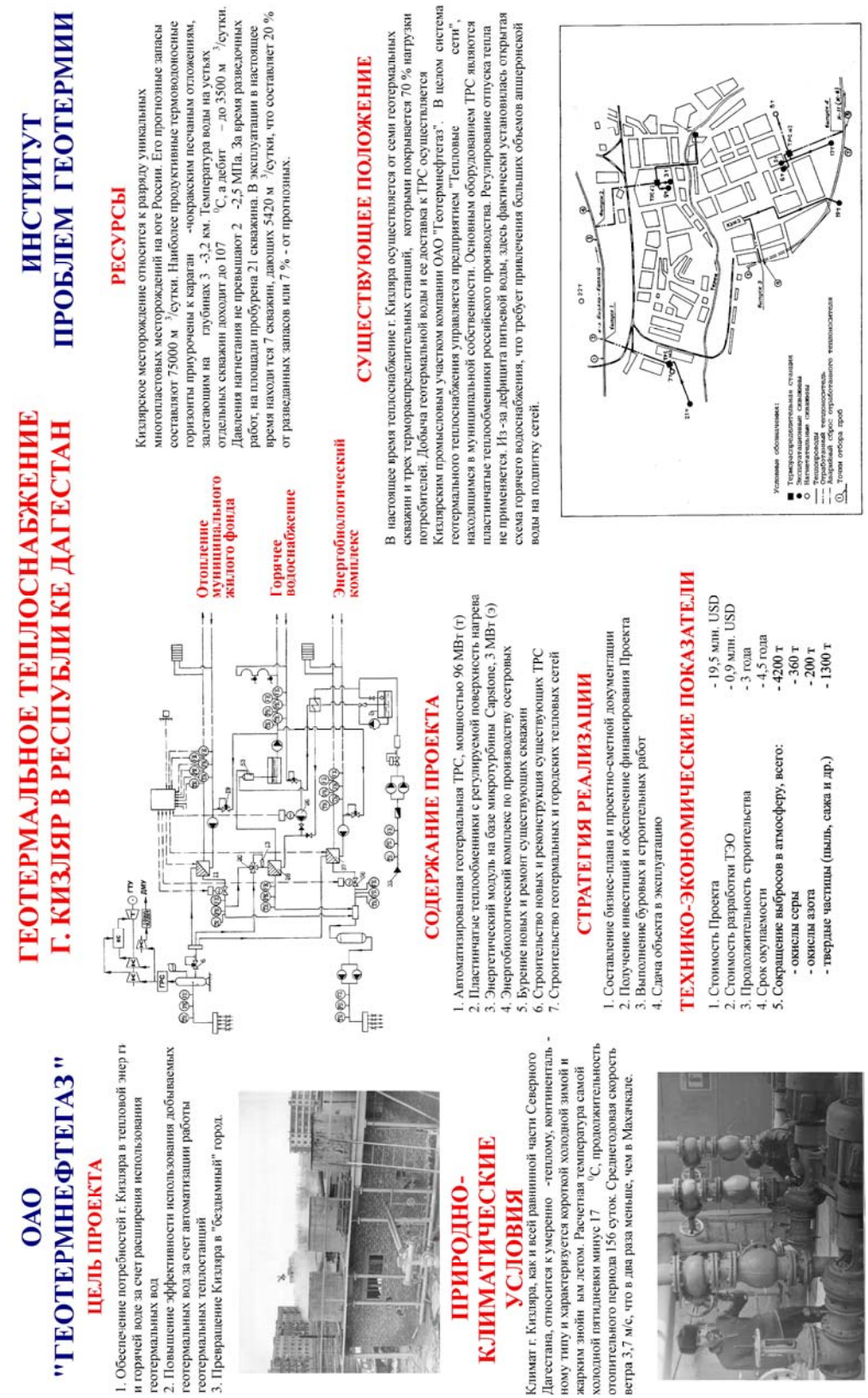


Рис.1.

2. Геотермальное теплоснабжение г.Махачкалы. В Махачкале конкурентоспособность геотермальных вод достаточно высока, а спрос на геотермальную энергию опережает предложение. Поэтому перед отраслью стоит задача расширения использования геотермальных вод путем ввода в эксплуатацию дополнительных мощностей.

Целью Проекта является реализация потенциальных возможностей Тернаирского термоводозабора путем реконструкции действующей теплостанций и создания на их базе более мощного единого ЦТП. Проектом предусматривается восстановление насосной станции по обратной закачке, монтаж озонаторной установки, сборного пункта и перекачивающей насосной станции. Проект ориентирован на обеспеченную реальным спросом тепловую нагрузку и на заинтересованность администрации города в развитии систем геотермального теплоснабжения.

Как видно из схемы, термальная вода с температурой 105 0С в объеме 11600 м3/сутки поступает сначала на сепараторы, где происходит отделение метана. Последний после компримирования под давлением 1,5 МПа поступает в ГТУ. В летний период объем добываемой воды уменьшается до 6100 м3/сутки, соответственно сокращается и количество отделяемого газа. Для обеспечения постоянства режима работы ГТУ ее номинальная мощность определяется по летнему режиму работы термоводозабора, а в зимний период излишки газа (11000 м3/сутки) поступают на пиковую котельную, включаемой в особо холодные дни. Излишки газа в начале и конце отопительного сезона поступают в сети газоснабжающих организаций.

После отделения от газа термальная вода поступает на 1-й контур первой ступени, где через систему пластинчатых теплообменников отдает часть тепла (25 ^{0}С) 2-му контуру, питающему отопительную систему по графику 85-60 ^{0}С (рис.2).

Второй контур является замкнутой и периодически подпитывается сырой водой из водопровода вследствие неизбежных потерь теплоносителя в сети и отопительной системе. Из первой ступени, вода с температурой 75 ^{0}С направляется в 1-й контур второй ступени, где через систему пластинчатых теплообменников отдает тепло (25 ^{0}С) 2-му контуру, через который нагретая сырая вода поступает на горячее водоснабжение.

После этого термальная вода с температурой 50 ^{0}С направляется на утилизацию и очистку. В летний период вся добываемая вода после теплосъема утилизируется через систему нагнетательных скважин и перевода одной из эксплуатационных скважин в нагнетательную.

В зимний период приемистость нагнетательных скважин недостаточна для полной утилизации отработанных вод, поэтому на сбросе после насосной по закачке устанавливается озонатор, пропускной способностью 6-10 тыс. м^3/сутки.

Таким образом, в материнские пласты закачивается 60-65 % добываемых вод и 35-40 % пропускается через озонаторы. Использование циркуляционных систем обеспечит экологическую чистоту всего производственного цикла.

Ориентировочный объем инвестиций, требуемых для осуществления данного проекта, составляет 161,8 млн. руб., в том числе строительство центральной термораспределительной станции в Махачкале 1, пиковая котельная, перекачивающие и закачивающие насосы и насосные станции, дегазаторы, газораспределительная и газотурбинные станции, озонаторы, восстановительные работы на скважинах резервного фонда.

3. Создание энергобиологического комплекса на базе разведанных геотермальных ресурсов Северного Дагестана. Проект разрабатывается с 1998г. в содружестве с Институтом проблем геотермии Российской Академии наук с целью освоения тепловых и водных ресурсов простаивающих разведанных геотермальных месторождений путем строительства вблизи термоводозаборов энергобиологических комплексах по производству ценных продуктов питания.

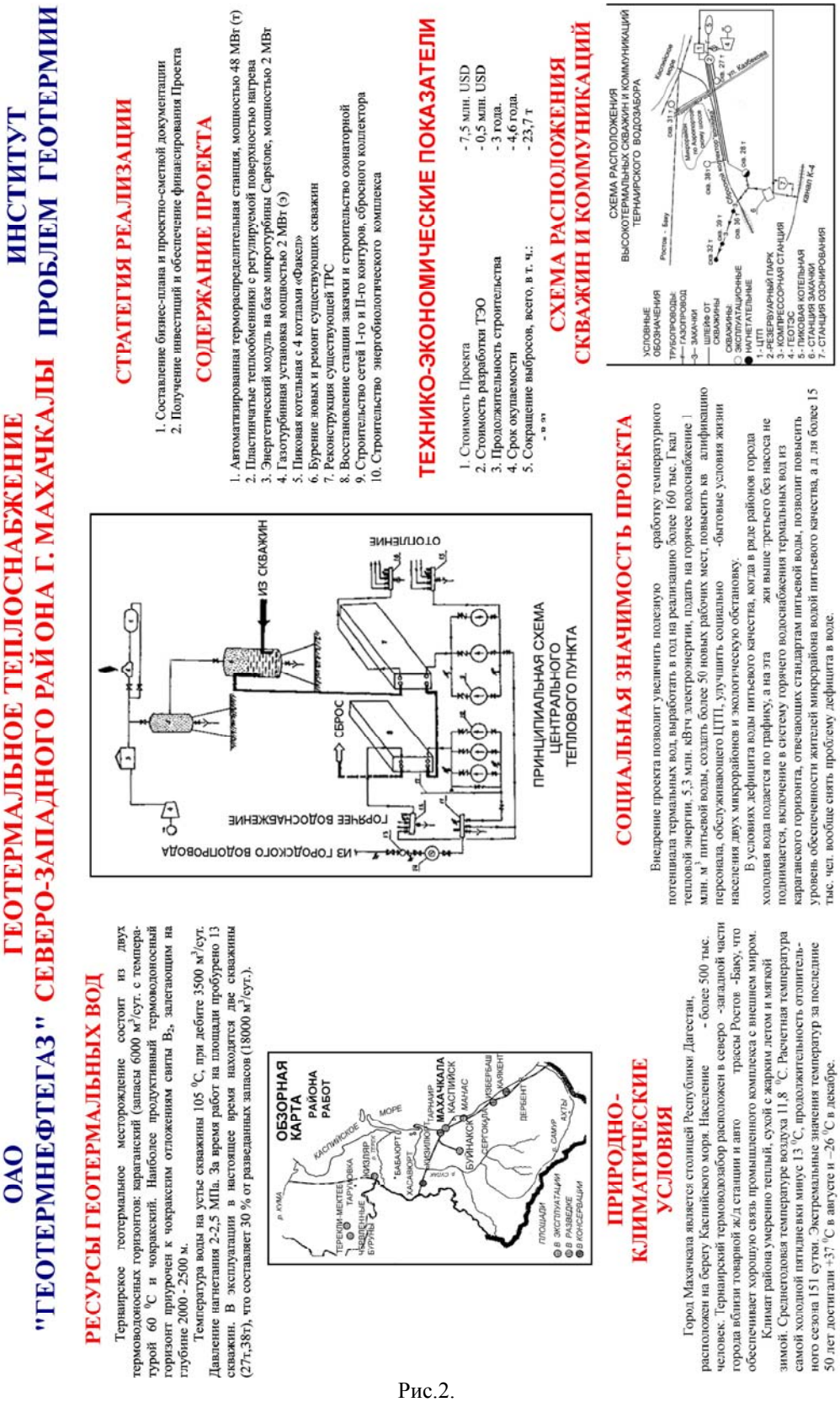


Рис.2.

Первую очередь комплекса планируется создать на базе Речнинского геотермального месторождения в Кизлярском районе Республики Дагестан.

Первая очередь ЭБК включает в себя следующие основные производства:

- осетровое хозяйство, рассчитанное на получение балыка и черной икры;
- водорослевая ферма, рассчитанная на получение биомассы спирулины;
- геотермальная циркуляционная система, состоящая из сети добычных и нагнетательных скважин, и станций реинжекции, которая включает четыре скважины и одну модульную ГеоЭС, общей годовой выработкой 860 тыс. кВтч электроэнергии и 185 тыс. ГДж тепловой энергии.

Валовой выход товарной продукции по основным видам сооружений и блоков ЭБК определен в следующих объемах: молодь осетровых рыб крупной навески (50 г) - 10 млн. шт., балык красной рыбы - 250 т, икра черная пищевая - 25 т, томаты и огурцы - 900 т, белково-витаминная биомасса спирулины - 200 т.

В сравнении с известными прототипами подобных предприятий, которые в холодное время года используют коммерческое тепло, геотермальные воды позволяют круглогодично поддерживать оптимальные температурные режимы в блоках ЭБК независимо от климатических условий и, кроме того, являются прекрасной питательной средой для выращивания ценных белково-витаминных кормов (рис.3).

Ожидаемые финансовые результаты проекта: инвестиции 540 млн. руб., выручка от реализации за весь период (25 лет) работы ЭБК - 12,3 млрд. руб., чистый поток денежных средств - 3,43 млрд. руб., чистый дисконтированный доход (NPV) - 715 млн. руб., внутренняя норма доходности (IRR) - 24 %, индекс доходности (PI) - 2,7, окупаемость (PP) - 8 лет с начала финансирования.

Для успешного осуществления проекта имеются все необходимые условия: уникальные по качеству и запасам геотермальные воды, готовый фонд эксплуатацион-ных скважин, свободные земельные участки, благоприятные климатические условия, а также удобство расположения термоводозабора и площадки строительства в отноше-нии подъездных путей, электро- и водоснабжения.

Здесь фактически уже решена проблема сброса отработанных в геотермальных вод, который может осуществляться по руслу р. Городской банк и через многочисленную сеть оросительных каналов, которые большую часть времени года практически безводны.

Организационная сторона проекта проблем не вызывает. Энергобиологический комплекс будет создаваться на производственной базе Кизлярского промыслового участка ОАО "Геотермнефтегаз" и племптицесовхоза "Октябрьский", где имеются необходимые здания и сооружения, свободные земельные участки, а также шесть подготовленных к эксплуатации геотермальных скважин.

Проект энергобиологического комплекса прошел все стадии государственной и вневедомственной экологической экспертизы и является единственным геотермальным проектом, включенным в реестр инвестиционных проектов Республики Дагестан.

Реализация проекта по созданию ЭБК позволит решить две большие проблемы, стоящие перед Республикой.

1. Воспроизводство осетровых в зависимости от объемов выращивания восполнит ущерб, наносимый нефтеразработками на Дагестанском секторе шельфа Каспийского моря, или позволит их значительно минимизировать.
2. Увеличит промышленный потенциал Дагестана за счет создания экологически чистых производств при выращивании ценных продуктов питания.

Из множества инвестиционных проектов направленных на комплексное освоение геотермальных ресурсов нам бы хотелось выделить проект бинарной

энергоустановки (рис.4) выполненной нами в рамках темы "Создание автоматизированной системы проектирования, разработки и эксплуатации геотермальных систем".

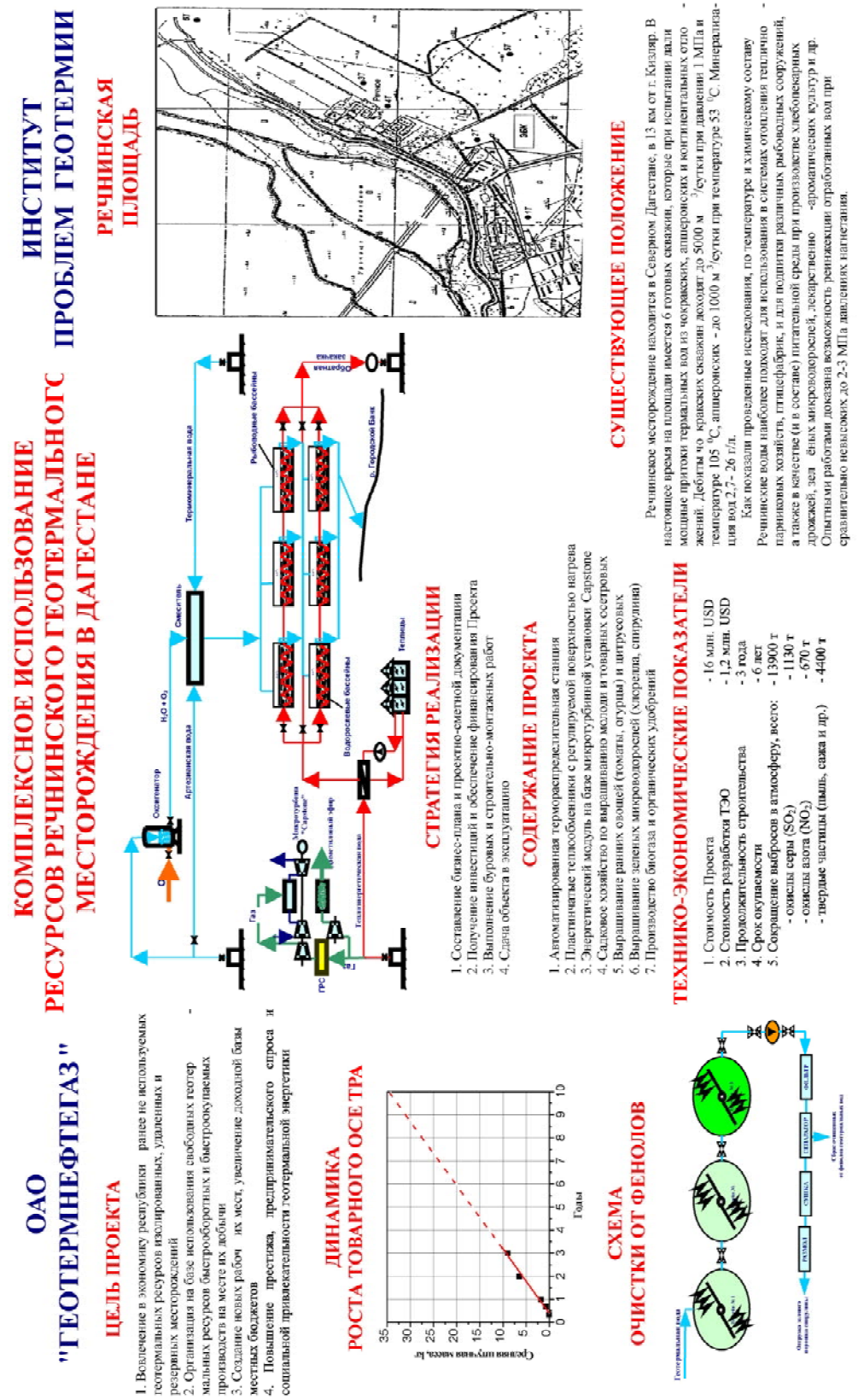


Рис.3.

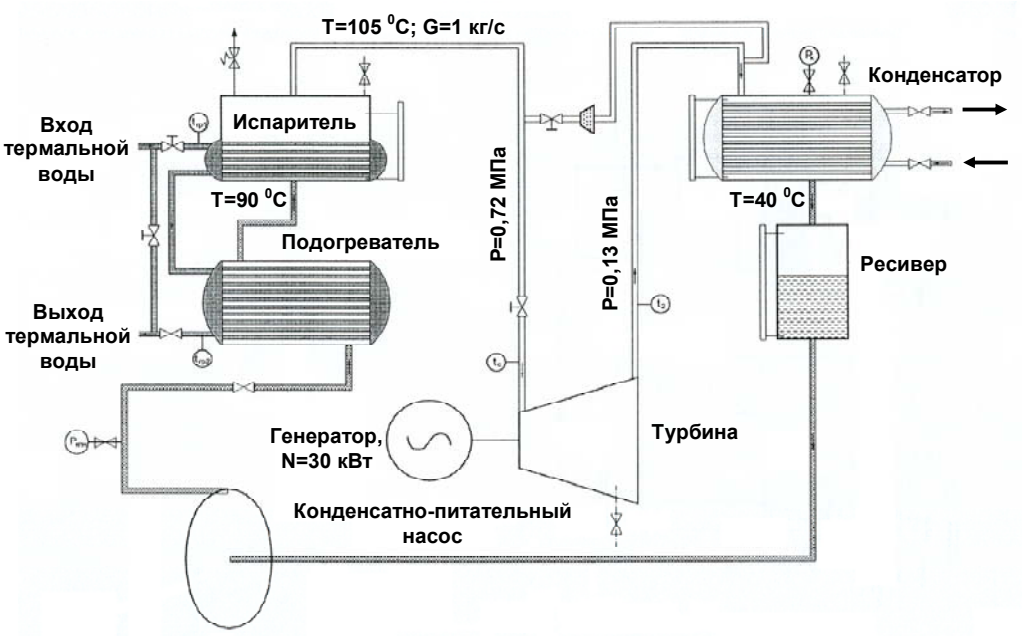


Рис.4. Экологически чистая блочно-модульная бинарная энергетическая установка.

Совместно с Кировским заводом и известным в республике изобретателем П. И. Исаевым в ОАО "Геотермнефтегаз" уже создана первая на Северном Кавказе бинарная электростанция - венец, вершина разработанной в Институте интегрированной схемы использования геотермальных вод. С началом отопительного сезона начнется монтаж блоков и промышленные испытания установки в условиях реальной эксплуатации.

Выводы. Концепция приоритетного использования геотермальных вод в городском и сельском хозяйстве, воплощенная в предлагаемых здесь инновационных проектах направлена на увеличение эффективности и доходности геотермального производства, на внедрение в практику высокотехнологичных интегрированных систем в больших количествах вырабатывающих тепловую и электрическую энергию, использующие геотермальные воды для производства экологически чистых ценных продуктов питания, пользующихся высоким потребительским спросом.

Литература:

1. *Магомедов К.М.* Теоретические основы геотермии. - М.: Наука, 2001. - 277с.
2. *Алиев Р.М., Алхасов А.Б., Исрапилов М.И., Бадавов Г.Б.* Геотермальные проекты Республики Дагестан, как объект привлечения инвестиций // Материалы междунар. конф. "Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы". Махачкала, 19-22 сентября 2005 г. - ООО "Деловой Мир", 2005. Т. 1. С. 118-130.
3. Инвестиционные проекты (использование тепла Земли) / Под ред. *Р.М. Алиева*. Махачкала, 2005. - 137 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ МУТНОВСКИХ ГЕОЭС

Потапов В.В., Горбач В.А.

Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН;
Петропавловск-Камчатский, Россия; 683002, Северо-Восточное шоссе, 30, а/я 56 :

Аннотация. На основе экспериментов по извлечению коллоидного кремнезема рассмотрена возможность комплексного использования теплоносителя Мутновских ГеоЭС. Извлечение кремнезема из жидкой фазы теплоносителя (сепарата) позволит получить дополнительную тепловую и электрическую энергию, а также минеральное сырье в виде аморфного кремнеземсодержащего материала, утилизуемого в промышленности. Получение дополнительной тепловой и электрической энергии достигается за счет очистки теплоносителя от кремнезема, устранения твердых отложений в скважинах, трубопроводах, теплооборудовании, снижения температуры обратной закачки сепарата от 140-160 ^{0}C до 80-100 ^{0}C и ниже, что допускает более глубокое охлаждение сепарата в теплообменниках бинарного энергоблока. Исследования проводили по следующим основным направлениям: 1) изучение характеристик коллоидного кремнезема в водном растворе сепарата скважин Мутновского месторождения; 2) эксперименты по извлечению кремнезема; 3) разработка способов использования извлеченного материала в различных отраслях промышленности. Получены данные о кинетике поликонденсации кремнекислоты в гидротермальном растворе и скорости образования коллоидного кремнезема. Эти данные позволяют найти необходимую продолжительность стадии старения и роста частиц кремнезема, предшествующую их извлечению из раствора. Экспериментальное извлечение кремнезема выполнено набором методов химической технологии и водоочистки: коагуляции, электрохимической коагуляции и баромембранного фильтрования. Эксперименты по микрофильтрационному мембранному извлечению выполнены с применением керамических мембранных фильтров картриджного типа и диаметром пор мембранного слоя 0,2 мкм. Была выбрана схема фильтрации с продольной подачей основного потока раствора вдоль мембранных трубок и поперечным фильтрованием внутрь трубок очищенного раствора (фильтрата). Исследованы проницаемость и селективность мембранных фильтров по коллоидному кремнезему, физико-химические характеристики фильтрата и концентрата, полученных при работе фильтрационной установки. Экономический анализ показал преимущество использования мембранного извлечения перед другими методами. Разработаны способы использования аморфного кремнеземсодержащего материала, извлеченного из гидротермального раствора, для следующих производств: а) сорбентов для хроматографии и для очистки природных и сточных вод от нефтепродуктов; б) силикатов металлов; в) добавок в цемент для повышения прочности бетона; г) водных полисиликатов и жидких стекол.

Введение. Высокотемпературный гидротермальный теплоноситель представляет источник электрической и тепловой энергии и минерального сырья. Для повышения эффективности использования теплоносителя необходима разработка рентабельной технологии извлечения кремнезема. Образование коллоидного кремнезема в гидротермальном растворе происходит в несколько этапов [1, 2, 3]. Первоначально кремний поступает в раствор в виде отдельных молекул кремниевых кислот в результате химического взаимодействия воды с

алюмосиликатными минералами пород гидротермальных месторождений на глубине 1,0-3,5 км в зонах тепловых аномалий при повышенных температуре (до 250-350^{0}С) и давлении (4,0-20,0 МПа). Гидротермальный раствор является многокомпонентным, в нем в ионной и молекулярной форме присутствуют соединения Na, K, Si, Ca, Mg, Al, Fe, Cl, S, C, B, Li, As, Cu, Zn, Ag, Au и др.

При температуре 250-350^{0}С, когда раствор находится в контакте с минералами пород, общее содержание C_t кремния в воде можно оценить по растворимости α-кварца. При восходящей фильтрации в трещиновато-пористых породах или при движении в продуктивных скважинах геотермальных электро- и теплоэлектростанций (ГеоЭС, ГеоТЭС) давление и температура раствора снижаются, и раствор разделяется на паровую и жидкую фазы. Общее содержание C_t кремнезема в жидкой фазе может достигать при этом 700-1500 мг/кг. Вследствие этого водный раствор становится пересыщенным относительно растворимости аморфного кремнезема C_e.

Такое состояние мономерных кремниевых кислот в водном растворе нестабильно. Пересыщение раствора S_m, равное разности (C_s - C_e) концентрации ортокремниевой кислоты (мономерный кремнезем) C_s и растворимости C_e, вызывает нуклеацию и полимеризацию молекул кремнекислоты с конденсацией силанольных групп, образование силоксановых связей и частичную дегидратацию [3].

После завершения полимеризации часть кремния продолжает оставаться в виде молекул ортокремниевой кислоты H_4SiO_4, концентрация которой близка к растворимости C_e, в равновесии с коллоидным кремнеземом. Кроме коллоидных частиц и молекул кремниевых кислот в растворе присутствует небольшое количество ионов кремниевых кислот ($H_3SiO_4^-$, $H_2SiO_4^{2-}$, $HSiO_3^-$ и т.д.) и макромолекулы поликремниевых кислот.

В результате нуклеации и полимеризации в растворе формируются частицы аморфного кремнезема коллоидных размеров. Часть силанольных групп SiOH на поверхности частиц диссоциирует с отщеплением протона H^+, и поверхность частиц приобретает отрицательный электрический заряд. Отрицательный поверхностный заряд приводит к электростатическому отталкиванию частиц и обеспечивает их устойчивость. Потеря устойчивости частиц в узком слое у поверхности проводящего канала приводит к образованию твердых отложений кремнезема из потока гидротермального раствора на внутренней поверхности трубопроводов, теплооборудования и скважин ГеоТЭС, ГеоЭС [2].

Цель нашего исследования – разработка эффективных и экономически целесообразных методов извлечения кремнезема и повышения эффективности использования гидротермального теплоносителя ГеоТЭС, ГеоЭС. Извлеченный из теплоносителя материал в зависимости от его физико-химических характеристик может быть использован в различных отраслях промышленности для изготовления бумаги, резины, клея, стекла, керамики, кирпича, цемента, бетона, сорбентов, катализаторов, а также в хроматографии и электронике [1, 2, 3].

Бинарный цикл гидротермального теплоносителя выглядит следующим образом. Бинарный цикл гидротермального теплоносителя представлен на рис.1. В ходе бинарного цикла происходит передача тепловой энергии от сепарата к органическому рабочему телу (ОРТ) :

$$Q^c \cdot Cp^c (T_1{}^c - T_2{}^c) = Q^{opt}\, Cp^{opt} (T_1{}^{opt} - T_2{}^{opt}) \qquad (1)$$

где, Q^c, Cp^c и Q^{opt}, Cp^{opt} – расход и средняя теплоемкость сепарата и ОРТ соответственно, $T_1{}^c$ – температура сепарата на входе в теплообменник; $T_2{}^c$ –

температура сепарата на выходе из теплообменника; $T_1^{орт}$ – температура ОРТ на входе в теплообменник; $T_2^{орт}$ – температура сепарата на выходе из теплообменника;

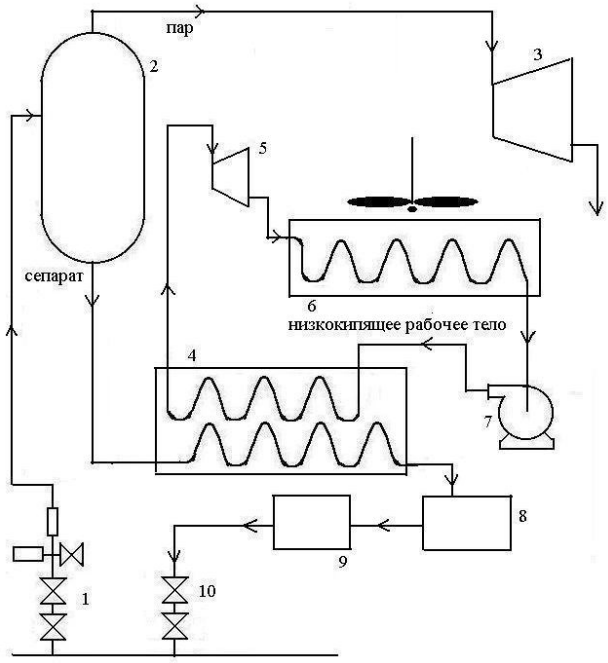


Рис.1. Бинарный цикл гидротермального теплоносителя (1 – продуктивная скважина, 2 – сепаратор, 3 – паровая турбина, 4 – теплообменник для нагрева низкокипящего рабочего тела, 5 – газовая турбина, 6 – конденсатор с воздушным охлаждением, 7 – насос, 8 – установка для извлечения кремнезема, 9 – теплообменники для получения тепла, 10 – реинжекционная скважина).

Мощность по производству электрической энергии, получаемая на газовой турбине бинарного энергомодуля, обусловлена температурой, до которой нагревается органическое рабочее тело (ОРТ) в теплообменнике. Нагрев ОРТ зависит от минимально возможной температуры, до которой можно охлаждать сепарат в теплообменнике без риска образования отложений кремнезема в трубах теплообменника, в трубопроводах и реинжекционных скважинах. Таким образом, существует проблема повышения эффективности использования теплоносителя за счет извлечения кремнезема и других химических соединений. Извлечение кремнезема должно быть рентабельным. Поэтому необходимы методы утилизации извлеченного кремнеземсодержащего материала. В условиях геотермального энергопроизводства реализация предлагаемых подходов позволит: 1. сократить простои ГеоЭС, ГеоТЭС и затраты на бурение новых реинжекционных скважин; 2. снизить температуру обратной закачки и получить дополнительную электрическую и тепловую энергию в бинарных энергомодулях ГеоЭС, ГеоТЭС с низкокипящим ОРТ; 3. получать добавочное минеральное сырье в виде аморфного кремнезема; 4. извлекать ценные химические соединения Li, B, As и др.

Методы промышленного извлечения химических соединений из гидротермального теплоносителя и их утилизации. В табл.1а представлен химический состав гидротермальных теплоносителей различного типа, в табл. 1б-технологические методы извлечения химических соединений из жидкой и газовой фаз теплоносителей. На высокотемпературных месторождениях концентрация кремнезема в сепарате всегда высока. К числу таких месторождений относятся: Вайракей, Каверау (Новая Зеландия), Отаки (Япония), Сьерро-Приетто (Мексика), Дикси-Валлей, Солтон-Си (США), Рейкьянесс (Исландия), Монте-Амиато (Италия) и Мутновское месторождение (Южная Камчатка, Россия). На этих

месторождениях для успешного извлечения химических соединений необходимо предварительное удаление кремнезема, засоряющего поверхность сорбентов и препятствующего охлаждению сепарата из-за риска роста твердых отложений в скважинах, трубопроводах, теплооборудовании, аппаратах технологической линии извлечения.

Таблица 1а. Химический состав жидкой фазы (сепарата) теплоносителей различных гидротермальных месторождений.

Компоненты мг/л	Вайракей, Новая Зеландия, мг/л	Отаки, Япония мг/л	Сумикава, Япония, мг/л	Онума, Япония, мг/л	Сьерро-Приетто, Мексика, мг/л	Дикси-Валлей США мг/л	Солтен-Си, США мг/л
pH	8,4	7,70	7,5	-	-	9,2-9,44	5,2
Al^{3+}	0,35	0,31	2,4	1,3	-	-	-
Li^{+}	11	-	-	-	26	2,95	245
K^{+}	185	321	70	54,6	1863	87,3	14300
Na^{+}	1190	1640	348	391	7777	578	-
NH_4^{+}	-	-	-	-	-	-	-
Ca^{2+}	23	17.3	-	13,4	404	10,15	-
Mg^{2+}	0,004	0,04	<0,1	0,77	-	0,028	68
Fe^{2+}	-	0,02	-	-	-	-	1300
Fe^{3+}	-	-	0,03	0,03	-	-	-
Cl^{-}	2100	2710	550	566 + 3,4 (F)	14488	617	-
HCO_3^{-}	13	32,3	46	31,7	90	97	-
CO_3^{2-}	-	-	-	-	-	64	-
SO_4^{2-}	32	129	106	205	-	265	-
$H_2BO_3^{-}$	-	-	-	-	-	-	-
H_3BO_3	28 (B)	-	237 (B) + 14 (As)	-	-	-	300 (B)
SiO_2(общая)	560	977	860	512	1138	591	506

Компоненты мг/л	Мэмос Лэйкс, США, мг/л	Рейкьянесс, Исландия мг/л	Кизилдере, Турция, мг/л	Монте-Амиато, Италия мг/л	Челекен, Туркменистан, мг/л	Мутновское месторождение, Россия, мг/л	Паужетское месторождение, Россия, мг/л
pH	-	7,6	8,9	6,0-8,5	6,0	8,5-9,3	8,0-8,3
Al^{3+}	0,25	-	-	0,31-1,1	-	0,3	0,16
Li^{+}	1,9	7,7	-	21,9-11,0	8,5	1,6	3
K^{+}	33,0	2125	127,8	558	620	57,0	78
Na^{+}	345,0	15300	1240,25	1977	73430	239,9	736,4
NH_4^{+}	-	1,6	3,95	439	-	0,7	0,4
Ca^{2+}	2,1	2560	3,2	128	22942	4,0	45
Mg^{2+}	0,21	3	0,95	<0,5	3232,5	0,24	1,8
Fe^{2+}	-	-	-	1,6	18,3	0,1	0,6
Fe^{3+}	-	-	-		1,17	0,1	
Cl^{-}	235,0	29800	107,17	4135	160000	291,1	1305
HCO_3^{-}	-	-	2246,75	-	17,0	43,9	37,64
CO_3^{2-}	-	-	-	-	0,0	18,6	-
SO_4^{2-}	116,0	62	769,75	25,8	370,0	124,9	102
$H_2BO_3^{-}$	-	-	-	-	265,0	-	15
H_3BO_3	As –1,3, F –12,0	12,4 (B)	24,48 (B)	41904	-	106,9	177
SiO_2(общая)	255,0	985	288,0	700-1040	-	650-900	300-350

Таблица 1б. Методы извлечения химических соединений из гидротермального теплоносителя.

Месторождение	**Извлекаемые химические соединения**	**Методы извлечения**	**Тип установки**
Каверау, Вайракей, Бродландс, Новая Зеландия	SiO_2	Ввод CaO, ультрафильтрация	Пилотная установка
	As	Ввод сульфата железа, окисление гипохлоритом натрия, сорбция мышьяка	Пилотная установка
Охааки (Бродландс), Новая Зеландия	SiO_2	Псевдоожиженный слой из мелкозернистого песка	Пилотная установка
Вайракей, Бродландс, Новая Зеландия	SiO_2	Флокулянты, $FeCl_3$, $Ca(OH)_2$, полиалюминий хлорид, $MgCl_2$, $CaCl_2$	Лабораторная установка
Сумикава, Северная Япония	SiO_2	азотнесущие катионные поверхностно-активные ПАВ	Лабораторная установка
Сумикава, Онума, Япония	SiO_2	Ввод центров роста - коллоидных частиц кремнезема – добавлением геля кремнезема или гидротермального раствора	Лабораторная, пилотная установка

Продолжение таблицы 1б.

Отаки, Япония	H_2S (из газовой фазы)	1) Адсорбция неорганическими материалами, сжигание сероводорода; 2) окисление сероводорода термофильными микроорганизмами	Пилотные установки
Сьерро-Приетто, Мексика	SiO_2	Добавление коагулянта CaOt	Пилотная установка
	KCl - NaCl	Испарение, кристаллизация, флотация	Пилотная установка
	SiO_2	Флокулянты	Лабораторная установка
Дикси-Валлей, США	SiO_2	Добавление $MgCl_2$, затем микрофильтрация мембранами с диаметром пор 1 мкм	Лабораторная, пилотная установки
Солтен-Си, США	Zn	Ионообмен, жидкостная экстракция, электролиз	Промышленное производство
	Fe, Mn, Pb, Ag, Cu, Sn	Осаждение гидроксидов металлов после ввода CaO, осаждение сульфидов металлов, цементация	Пилотные установки
Мэмос Лэйкс, США	SiO_2 (коллоидный раствор)	Обратный осмос, ультрафильтрация, ввод коагулянтов (соли)	Пилотные установки
	Cs, Rb, Li	Обратный осмос, ультрафильтрация, ионный обмен	Пилотные установки
Рейкьянесс, Исландия	SiO_2	Рециркуляция шлама, прошедшего электромагнитную обработку	Промышленное производство
	NaCl	Испарение, кристаллизация	
	CO_2 (из газовой фазы)	Сепарация газов, охлаждение, конденсация,	
Кизилдере, Турция	SiO_2	Ввод осадителей: $Ca(OH)_2$, CaO, $CaCO_3$, $CaSiO_3$	Лабораторная установка
Кизилдере, Турция	B	Сорбенты	Пилотная установка
Кизилдере, Турция	CO_2 (из газовой фазы)	конденсация	Промышленное производство
Монте-Амиато, Италия	SiO_2	Коагуляция ($Ca(OH)_2$, $CaCl_2$), флокуляция	Лабораторная установка
Лардарелло, Италия (газовая фаза)	H_3BO_3 (борная кислота)	Конденсация пара, концентрирование конденсата, фильтрование, кристаллизация, центрифугирование	Промышленное производство
	$Na_2B_4O_7.10H_2O$ (боракс)	Конденсация пара, концентрирование конденсата, фильтрование, кристаллизация, центрифугирование	Промышленное производство
	NH_4HCO_3 (бикарбонат натрия)	Выпаривание конденсата пара, конденсация газов и получение аммонийного раствора; барботирование CO_2	Промышленное производство
Лардарелло, Италия (газовая фаза)	S	Выпаривание, окисление, флокуляция	Промышленное производство
Челекен Туркменистан	Br, J	Дегазация, конденсация, сорбция	Промышленное производство
Мутновское месторождение, Камчатка, Россия	SiO_2	Коагуляция, флокуляция, электрокоагуляция, низкотемпературное концентрирование, баромембранное фильтрование	Лабораторная установка
Паужетское месторождение, Камчатка, Россия	SiO_2	Использование коагуляции (известь), баромембранное фильтрование	Лабораторная установка

Кинетика поликонденсации кремнекислоты и размеры коллоидных частиц кремнезема. Результаты экспериментов с растворами при pH=8,7-9,3 в виде зависимости пересыщения $S_m=(C_s-C_e)$ от продолжительности поликонденсации t_p при 20 ^{0}C приведены на рис.2. По графику на рис.2 можно судить о скорости перехода растворенной кремнекислоты в коллоидный кремнезем. Средние радиусы коллоидных частиц, которые образуются в ходе поликонденсации, показаны в таблице 2. Определение радиусов частиц выполняли методом динамического светорассеяния или фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). Как видно из таблицы 2, средний радиус частиц в растворах Мутновского месторождения находится в пределах 7-12 нм.

Таблица 2. Результаты измерений методом ФКС гидротермального раствора скважин Мутновского и Паужетского месторождений.

№	C_t, мг/кг	I_{FC} .$\times 10^{-3}$, Гц	$D\times 10^7$, см^2/с	R_h, нм	R_p, нм
G1	684,4	6,42	2,04	12,0	10,0
G2	684,4	5,17	3,99	7,0	10,0

Продолжение таблицы 2.

G3	793,75	14,6	2,41	11,0	10,0
G4	325,1	1,96	0,15	18,0	10,0
G5	937,5	8,48	3,15	8,0	10,0

I_{FC} - интенсивность рассеянного света; D – z-средний коэффициент диффузии; R_h – средний гидродинамический радиус, рассчитанный программой FlexCor; R_p – максимум распределения по размерам, рассчитанный программой DynaLS; G1, G2 – раствор Мутновского месторождения, скважина 049 (разное время отбора); G3 - раствор Мутновского месторождения, скважина 014; G4 – Паужетское месторождение, скважина 103.

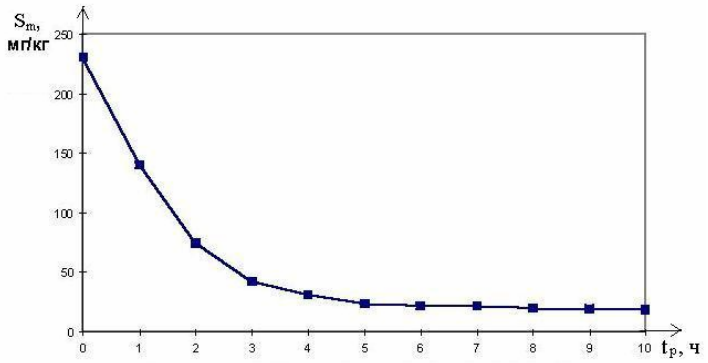


Рис.2. Зависимость пересыщения раствора от продолжительности поликонденсации при 20ºС.

Эксперименты по осаждению кремнезема коагулянтами. Осаждение кремнезема проводили с вводом различных коагулянтов: гашеной извести, сернокислого алюминия, хлорного железа, морской воды, электрохимической коагуляцией на алюминиевых электродах. Результаты экспериментов отражены в табл.3. Расход коагулянтов, приведенный в табл.3, соответствует режиму осаждения кремнезема с хлопьеобразованием. В результате исследования процесса электрокоагуляции в гидротермальном растворе нами выявлены оптимальные параметры технологии осаждения кремнезема: диапазон значений плотности тока j=30-200 А/м^2 и силы тока I=0,5-1,5 А на 1 кг водного раствора, расстояния между электродами h_{el}=8-10 мм, длительности обработки t_{et}=10-40 мин, удельных затрат электрической энергии на 1 кг обрабатываемого раствора Q_{EL}=0,0009-0,0033 кВт·час/кг и на 1 кг осажденного кремнезема Q_{Si}=1,8-6,0 кВт·час/кг.

Таблица 3. Критический расход коагулянтов и стоимость обработки воды при критическом расходе в режиме хлопьеобразования при температуре 20 ^{0}C. ЭКА – электрокоагуляция на алюминиевых электродах.

Коагулянт	Коагулирующий катион	Критический расход коагулянта, мг/кг	Критический расход катиона, мг/кг	Стоимость обработки, руб./кг
CaO	Ca^{2+}	80,0	57,1	0,0015
$Al_2(SO_4)\cdot 18H_2O$	Al^{3+}	250,0	20,2	0,03363
$FeCl_3\cdot 6H_2O$	Fe^{3+}	250,0	55,66	0,03061
ЭКА	Al^{3+}	90,0	90,0	0,01285

Эксперименты по извлечению коллоидного кремнезема с применением керамических мембранных фильтров. На рис.3 показана схема установки с керамическими мембранными фильтрами. Установку испытали в лаборатории при температуре 20 ^{0}C и в энергомодуле Верхне-Мутновской ГеоЭС при 90-70 ^{0}C. В разных сериях испытаний в установке были установлены: один картриджный патрон малого типоразмера (20 л/ч), два патрона малого типоразмера (40 л/ч), и один патрон большого типоразмера (до 720 л/ч). Диаметр пор мембранного слоя был 0,2 мкм. Перед фильтрованием для укрупнения коллоидных частиц в раствор

вводили коагулянт – сернокислый алюминий. Концентрация введенных катионов Al^{3+} составляла 4-10 мг/кг.

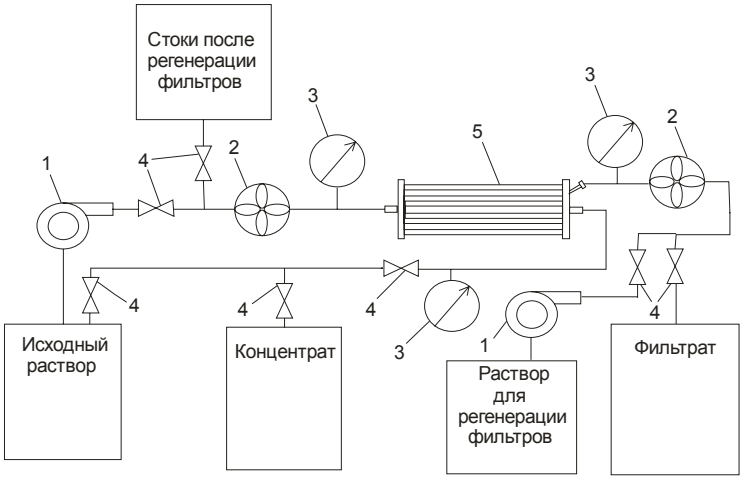


Рис.3. Схема установки с керамическими мембранными фильтрами (1 – насос; 2 – расходомер; 3 – манометр; 4 – шаровой кран; 5 – патроны с керамическими мембранными фильтрами).

Эксперименты с керамическими мембранными фильтрами показали возможность извлечения коллоидных частиц кремнезема из потока жидкой фазы гидротермального теплоносителя. Конструкция фильтров картриджного типа с дренажными каналами внутри полых керамических трубок с наружным мембранным напылением оказалась эффективной для извлечения коллоидного кремнезема. Извлечение может проводиться в широком диапазоне температур от 20 до 100 ^{0}C.

Проницаемость мембранного аппарата уменьшалась с течением времени, а селективность увеличивалась, что связано с образованием гелевого слоя отложений на керамических мембранных трубках. Удержание коллоидных частиц кремнезема происходит в мембранной системе, которая включает: 1) динамический мембранный слой отложений; 2) твердый мембранный слой на керамической подложке; 3) керамические трубки. Удержание водных форм алюминия достигается за счет сорбции их поверхностью коллоидных частиц кремнезема и последующего удержания частиц кремнезема в мембранной системе.

Произведение проницаемости на селективность мембранного слоя по коллоидному кремнезему находилось в достаточно узком диапазоне величин, определяемым параметром PS. Величина параметра PS, а также параметра τ_{dl}, связанного со временем выхода мембранной системы на стационарный режим, зависит от ряда указанных физико-химических факторов. Найденную связь между проницаемостью и селективностью можно использовать для проектирования и оптимизации мембранных устройств, предназначенных для извлечения коллоидного кремнезема из водных сред.

Баромембранное фильтрование позволяет получить в дополнение к аморфному дисперсному кремнезему с низким содержанием примесей (1,0-0,1 масс.% и менее) концентраты в виде водных гидрозолей коллоидного кремнезема. Содержание коллоидного кремнезема в получаемых концентратах может быть повышено в 2-7 раз и более по сравнению с начальным. Размеры частиц кремнезема в концентратах достигают 54-137 нм, частицы распределены в относительно более узком диапазоне размеров, чем в исходном растворе. Водные гидрозоли могут быть использованы для производства катализаторов, синтетических цеолитов и полисиликатов. В полученных пробах концентрата

происходило увеличение содержания катионов K^+ и Na^+, а также сульфат-ионов SO_4^{2-}. В пробе концентрата К-1 значения коэффициентов концентрирования были следующими: K_K = 1,188, K_{Na} = 1,117, K_{SO4} = 1,318. В пробе концентрата К-2 значения коэффициентов концентрирования имели более высокие значения: K_K = 2,823, K_{Na} = 1,555, K_{SO4} = 2,136. Концентрирование ионов следует объяснить их взаимодействием с поверхностью коллоидных частиц кремнезема.

Сравнительный анализ различных схем извлечения коллоидного кремнезема. Принципиальная технологическая схема извлечения коллоидного кремнезема с применением баромембранного фильтрования приведена на рис.4. На основе полученных экспериментальных данных нами показано преимущество баромембранных методов над другими подходами к извлечению кремнезема. Альтернативными являются схемы с вводом коагулянтов и осаждением кремнезема с образованием хлопьев коагулянта и кремнезема. Однако осаждение кремнезема из разбавленных природных растворов без предварительного концентрирования приводит к высоким расходам коагулянта и электрической энергии. Предпочтительным является подход с предварительным мембранным концентрированием и последующим вводом коагулянтов в концентрированный водный гидрозоль кремнезема, либо получением монодисперсного стабильного гидрозоля кремнезема как конечного продукта.

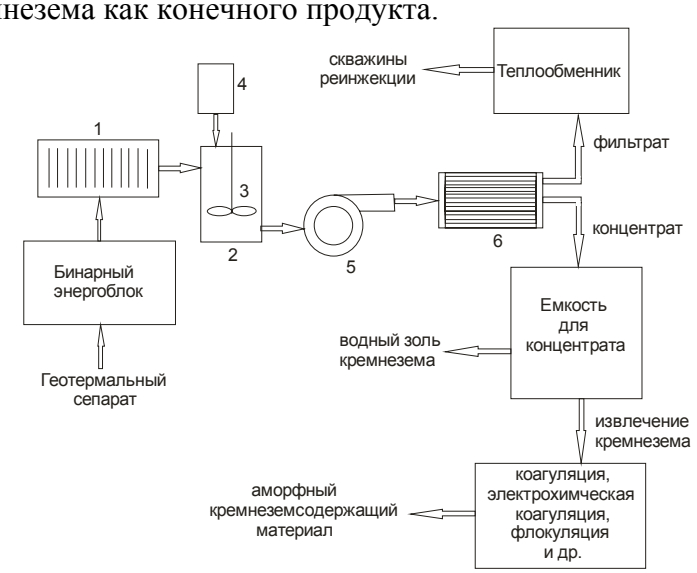


Рис.4. Схема извлечения коллоидного кремнезема с применением баромембранного фильтрования (1 – танк для старения; 2 – танк для ввода коагулянта; 3 – мешалка; 4 – дозатор коагулянта; 5 – насос; 6 – керамические мембранные фильтры).

Для очистки гидротермального теплоносителя по технологической схеме, представленной на рис.4, необходимы затраты электрической энергии и химических реагентов (коагулянтов).

Стоимость Ex_{EP} электрической энергии, израсходованной на работу насосов при продолжительности работы установки τ (с):

$$Ex_{EP} = 2{,}777 \cdot 10^{-7} \cdot \eta_p^{-1} \cdot \Delta P_{MF} \cdot Q_{GW} \cdot \tau \cdot \alpha_E, \quad (2)$$

η_p- КПД насоса, α_E – стоимость кВт электроэнергии, руб./кВт.

Стоимость T_R химических реагентов, используемых для коагуляции коллоидных частиц, зависит от удельного расхода реагентов Q_R (кг/м^3) и их стоимости α_R (руб./кг):

$$Ex_R = Q_{GW} \cdot \tau \cdot Q_R \cdot \alpha_R \quad (3)$$

Доходная часть от работы установки представляет сумму следующих факторов.

1) Прибыль Pr_{BE} от продажи дополнительной электрической энергии, производимой бинарным энергоблоком:

$$Pr_{BE} = 2{,}777 \cdot 10^{-7} \cdot \eta_{BE} \cdot C_p \cdot Q_{GW} \cdot (t_1 - t_2) \cdot \tau \cdot \alpha_E, \quad (4)$$

где η_{BE} – КПД бинарного энергоблока, C_p – объемная теплоемкость водного раствора, Дж/м^3, t_1 – температура на входе в теплообменник БЭ, t_2 – температура на выходе из теплообменника БЭ.

КПД бинарных энергоблоков, использующих гидротермальный сепарат, зависит от расхода воды, температуры воды на входе в теплообменники и выходе, органического рабочего тела, расхода Q_{GW} и температур охлаждающей воды t_{1c} и t_{2c}, находится в диапазоне 6,0-12,0 %. Прибыль Pr_{AS} от продажи аморфного кремнезема:

$$Pr_{AS} = (1 - \beta_{CS}) \cdot Q_{GW} \cdot (C_{t1} - C_{t2}) \cdot \tau \cdot \alpha_{AS}, \quad (5\text{-}1)$$

где C_{t1} – концентрация на входе в установку для извлечения кремнезема, кг/м^3, C_{t2} – концентрация на выходе из установки, кг/м^3; α_{AS} - стоимость порошка аморфного кремнезема, руб./кг.

2) Прибыль Pr_{GS} от продажи водного гидрозоля кремнезема, который можно получить концентрированием гидротермального раствора в мембранных устройствах:

$$Pr_{GS} = \beta_{CS} \cdot Q_{GW} \cdot C_{GS} \cdot \tau \cdot \alpha_{GS}, \quad (5\text{-}2)$$

где β_{CS} – доля объема гидротермального раствора, направленного на концентрирование для получения гидрозоля; C_{GS} – концентрация кремнезема в полученном гидрозоле, (кг/м^3); α_{GS} - стоимость водного гидрозоля в расчете на 1 кг SiO_2, руб./кг.

Стоимость извлеченного кремнезема и водного гидрозоля зависит от их физико-химических характеристик и отрасли промышленности, в которой извлеченный материал можно утилизовать.

3) Прибыль Pr_S от продажи дополнительной электроэнергии за счет ликвидации простоев ГеоЭС, возникающих из-за необходимости удаления твердых отложений кремнезема из оборудования:

$$Pr_S = 0{,}2777 \cdot N_{GP} \cdot \Delta\tau \cdot \alpha_E, \quad (6)$$

где N_{GP} – мощность ГеоЭС, МВт, $\Delta\tau$ - продолжительность простоев ГеоЭС, с.

4) Экономия Ec_D за счет устранения затрат на бурение скважин обратной закачки отработанного теплоносителя в случае заполнения их твердыми отложениями:

$$E_D = N_W \cdot H_W \cdot \alpha_W, \quad (7)$$

где N_W – количество скважин обратной закачки, H_W – средняя глубина скважин, м, α_W – средняя стоимость бурения и строительства 1 м скважины обратной закачки в зонах тепловых аномалий, руб./м.

Таким образом, прибыль Pr_{BM} от использования мембранной установки для очистки теплоносителя от кремнезема выражается формулой:

$$Pr_{BM} = Pr_{BE} + Pr_{AS} + Pr_{GS} + Pr_S + Ec_D - Ex_{EP} - Ex_R \quad (8)$$

Затраты электрической энергии на работу насосов, прокачивающих сепарат через мембранный фильтр, можно снизить, увеличив диаметр пор d_p мембранного слоя. При этом для сохранения доли извлеченного коллоидного кремнезема придется повысить расход коагулянта, поскольку коллоидные частицы должны быть укрупнены до больших размеров. Диаметр пор должен быть выбран таким образом, чтобы минимизировать сумму затрат на электрическую энергию и на химические реагенты.

Стоимость Ex_{EP} электрической энергии, необходимой для работы насосов в зависимости от перепада давления, приложенного к мембранному слою

установки БМФ, представлена в табл.4. Стоимость в табл.4 выражена в рулях на 1 кг фильтрованной воды. Расчеты проведены для перепадов давлений ΔP_{MF} от 0,1 до 1,0 МПа. Этот диапазон характерен для микрофильтрационных и ультрафильтрационных мембран, которые могут применяться для очистки сепарата и получения концентрированных гидрозолей.

Таблица 4. Стоимость электрической энергии, израсходованной на работу насосов в зависимости от перепада давления ΔP_{MF}, приложенного к мембранному слою в установке БМФ. КПД насоса - 80%, стоимость электроэнергии - 2,50 руб./кВт·ч.

ΔP_{MF}, МПа	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
Ex_{EP}, руб./кг	$8{,}69\cdot10^{-5}$	$1{,}738\cdot10^{-4}$	$2{,}607\cdot10^{-4}$	$3{,}476\cdot10^{-4}$	$4{,}345\cdot10^{-4}$	$5{,}214\cdot10^{-4}$	$6{,}952\cdot10^{-4}$	$8{,}69\cdot10^{-4}$

В табл.5 приведена стоимость химической обработки сепарата коагулянтами, включая электрохимическую коагуляцию. Для случая электрокоагуляции стоимость включает затраты на электроэнергию и листовой алюминий для анода.

Таблица 5. Стоимость обработки сепарата с вводом коагулянтов (руб./кг). ЭКА – электрокоагуляция. КР – критический расход коагулянта, приведенный в табл. 3.

Коагулянт	Расход коагулянта, мг/кг							
	1	2	4	6	8	10	20	КР
CaO	$2{,}62\cdot10^{-5}$	$5{,}24\cdot10^{-5}$	$1{,}048\cdot10^{-4}$	$1{,}572\cdot10^{-4}$	$2{,}096\cdot10^{-4}$	$2{,}62\cdot10^{-4}$	$5{,}24\cdot10^{-4}$	$1{,}5\cdot10^{-3}$
$Al_2(SO_4)\cdot18H_2O$	$1{,}664\cdot10^{-3}$	$3{,}329\cdot10^{-3}$	$6{,}659\cdot10^{-3}$	$9{,}988\cdot10^{-3}$	$1{,}331\cdot10^{-2}$	$1{,}664\cdot10^{-2}$	$3{,}328\cdot10^{-2}$	$3{,}363\cdot10^{-2}$
$FeCl_3\cdot6H_2O$	$5{,}499\cdot10^{-4}$	$1{,}099\cdot10^{-3}$	$2{,}199\cdot10^{-3}$	$3{,}299\cdot10^{-3}$	$4{,}399\cdot10^{-3}$	$5{,}499\cdot10^{-3}$	$1{,}099\cdot10^{-2}$	$3{,}061\cdot10^{-2}$
ЭКА	$1{,}427\cdot10^{-4}$	$2{,}855\cdot10^{-4}$	$5{,}711\cdot10^{-4}$	$8{,}566\cdot10^{-4}$	$1{,}141\cdot10^{-3}$	$1{,}427\cdot10^{-3}$	$2{,}854\cdot10^{-3}$	$1{,}285\cdot10^{-2}$

Сопоставление табл.4 и 5 показывает, что стоимость реагентного осаждения кремнезема выше, чем сумма стоимостей электрической энергии и коагулянтов в случае баромембранного фильтрования.

Литература:

1. *Потапов В.В., Подвербный В.М., Поваров К.О.* Химическая обработка и комплексное использование гидротермального теплоносителя // Теплоэнергетика. – 2003. - № 1. - С. 28-36.
2. *Потапов В.В., Поваров К.О., Подвербный В.М.* Способы повышения эффективности бинарных блоков ГеоЭС // Теплоэнергетика. - 2003. - № 10. - С. 41-48.
3. *Потапов В.В.* Коллоидный кремнезем в высокотемпературном гидротермальном растворе. Владивосток: Дальнаука. – 2003. – 216С.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ ПОДХОД – ОСНОВА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Ильин А.К., Ильин Р.А.

Лаборатория нетрадиционной энергетики ОЭП СНЦ РАН при Астраханском государственном техническом университете; Астрахань, Россия; 414025, ул. Татищева, 16

На основе работ авторов изложен термодинамический метод оценки теплоэнергетических установок на основе новых критериев.

Оценка по энергетическим коэффициентам полезного действия. Широко известен электрический к.п.д. установок:

$$\eta_{эл} = N_{эл} / Q_{топл}, \quad (1)$$

где $N_{эл}$ - электрическая мощность установки, $Q_{топл}$ - тепловая мощность (за счет сжигания топлива). Применяется также энергетический к.п.д. по сумме электрической и тепловой энергии, вырабатываемой энергетической установкой:

$$\eta_{эт} = (N_{эл} + Q_{тепл}) / Q_{топл}. \quad (2)$$

Он относится часто к теплофикационным установкам: ТЭЦ и др.

Этот же показатель в последнее время трактуется и как "коэффициент использования теплоты топлива" $K_{ит}$ в энергетических установках (рис.1). На рисунке видно, что этот показатель не может быть универсальным; отопительные котлы, например, имеют наибольший $K_{ит}$, что не соответствует их фактическому положению в рейтинге теплоэнергетических технологий. Кроме того, показатели по (1) и (2) не могут использоваться для оценки эффективности установок на возобновляемых источниках энергии.

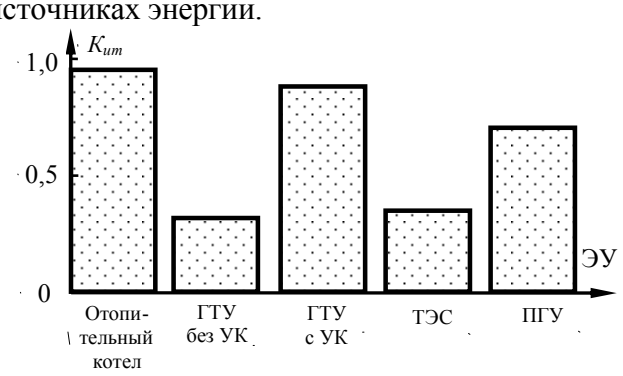


Рис.1. Коэффициенты использования теплоты топлива в основных видах теплоэнергетических установок (ЭУ).

Оценка по коэффициенту использования располагаемой эксергии. В промышленной и коммунальной теплоэнергетике, как правило, используются источники тепловой энергии, температура и эксергия потоков рабочих веществ которых достаточно высоки. При этом эксергия первичного источника значительно превышает эксергию, которая требуется низкотемпературному потребителю, например – в теплоснабжении, отоплении, горячем водоснабжении. Значительная часть первичной эксергии вследствие этого теряется из-за необратимости процессов.

Предлагается метод оценки на основе коэффициента эффективности использования первичной эксергии источника тепловой энергии как отношение эксергии, необходимой для потребителя (на входе в потребитель при температуре T_n) к эксергии теплоты, выделяющейся при сгорании топлива

при теоретической температуре горения T_m [К] в стехиометрических условиях. Этот коэффициент, таким образом, учитывает степень использования всей располагаемой эксергии в температурном интервале T_m - T_n в конкретных теплоэнергетических технологиях; T_o - температура окружающей среды, К. Он принципиально отличается от эксергетического к.п.д. отдельных устройств, работающих в пределах какой-то части указанного интервала, например – эксергетического к.п.д. котла.

На основании общих термодинамических принципов можно получить основные зависимости для оценки эффективности использования первичной эксергии для различных схем тепло- и электроснабжения.

Если топливо сжигается, например, только для обеспечения эксергией и только одного потребителя с температурой T_n, то этот коэффициент равен

$$\eta_\Sigma = (Q_u - Q_{пот}) \cdot \tau_n / (Q_u \cdot \tau_m), \qquad (3)$$

где Q_u - теплота, выделяющаяся при сгорании топлива при T_m, $Q_{пот}$ - все потери теплоты от момента сжигания топлива до входа в потребитель, τ_n , τ_m - эксергетические температурные функции соответственно в интервалах температур - $T_n \ldots T_o$ и $T_m \ldots T_o$. Для различных технологий и схем их комбинирования выражение приобретает конкретные формы.

Очевидно, что чем выше T_n , тем эффективнее используется первичная эксергия. Иллюстрацию понятия о коэффициенте η_Σ дает рис.2.

Авторами выполнен анализ по принятому методу различных теплоэнергетических установок и их комбинаций, отражающих различные варианты тепло- и электроснабжения, и включающих различные источники тепловой энергии, системы передачи энергии, потребители энергии. Получены необходимые расчетные формулы для коэффициента эффективности использования располагаемой эксергии. Для всех вариантов приводятся также результаты расчетов для частных случаев. Соответствующий анализ для конкретных реальных объектов должен, очевидно, выполняться отдельно.

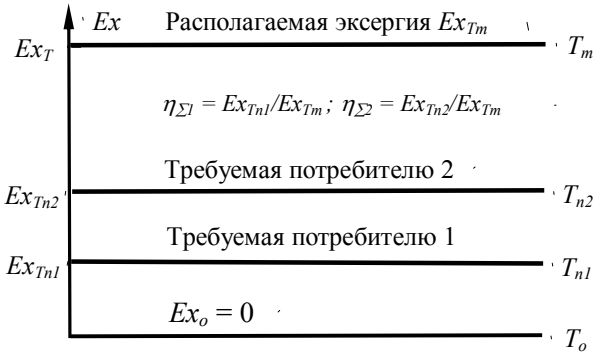


Рис.2. К понятию о коэффициенте использования располагаемой тепловой эксергии топлива.

Очевидно, что располагаемый интервал температур от T_m до T_o не может быть использован в одной энергетической установке. Поэтому наиболее важной проблемой повышения эффективности использования топлива и энергосбережения в теплоэнергетических технологиях является разработка и реализация схем комбинирования энергетических установок различных видов для более полного использования располагаемой разности температур и располагаемой эксергии. Особенно – с использованием возобновляемых источников энергии.

Номограмма для определения коэффициента использования располагаемой эксергии. Для удобства и оперативности определения коэффициента использования располагаемой эксергии в комбинированных

схемах использования энергии, а также частных коэффициентов для отдельных составляющих этих схем разработана и представлена на рис.3 номограмма, по которой можно определить величину коэффициента для следующих схем:

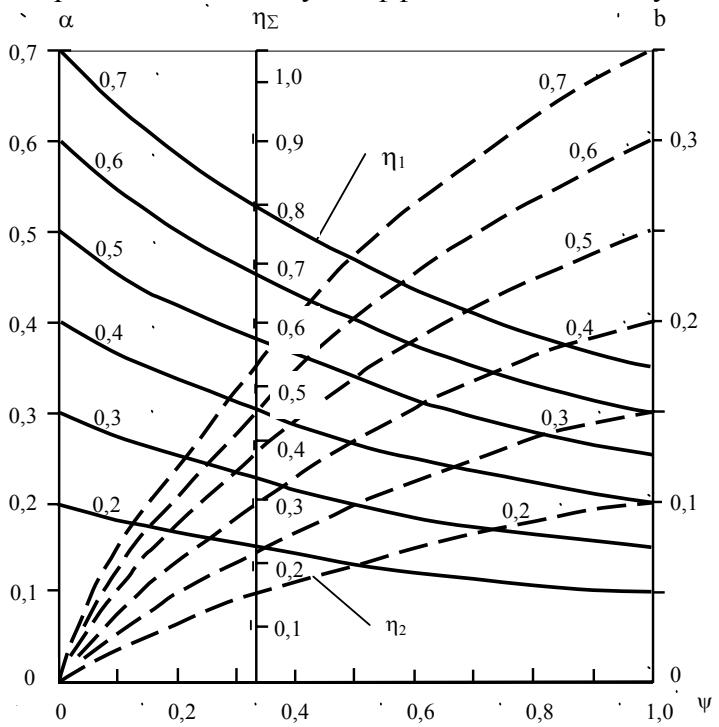


Рис.3. Номограмма для определения коэффициента использования располагаемой эксергии.

- теплоснабжение потребителя тепловой энергии от двух котлов;
- теплоснабжение потребителя от котла с замещением части тепловой энергии дополнительным низкопотенциальным источником (солнечные нагреватели);
- теплоснабжение потребителя параллельно от котла совместно с ГТУ (или ДВС) с утилизационным котлом;
- теплоснабжение потребителя от двух комбинированных источников тепловой и электрической энергии, работающих параллельно: котел с паровой турбиной и ГТУ (или ДВС) с утилизационным котлом;
- теплоснабжение потребителя от котла с замещением части тепловой энергии теплонасосной установкой.

Для указанных комбинированных схем тепло- и электроснабжения формула, связывающая общий (суммарный) коэффициент эффективности схемы и частные коэффициенты веток схемы, составляет:

$$\eta_\Sigma = \eta_1 / (1+\psi) + \psi \cdot \eta_2 / (1+\psi) = a + b \ .$$

Здесь η_1 - коэффициент эффективности использования первичной эксергии для первой, основной, части схемы энергоснабжения потребителя; η_2 - коэффициент для второй, дополнительной, части схемы; $\psi = Q_2 / Q_1$ - доля участия второй, дополнительной части схемы ветки комбинированного энергоснабжения по отношению к основной части схемы теплоснабжения потребителя; $a = \eta_1 / (1+\psi)$; $b = \psi \cdot \eta_2 / (1+\psi)$.

Оценка экономии топлива. На практике всегда, особенно для «простых» технологий (когда используется небольшая часть располагаемой эксергии в интервале температур $T_m \ldots T_o$ с помощью только одного энергетического устройства) коэффициент η_Σ имеет небольшую величину. Однако и при комбинированном использовании теплоэнергетических технологий (применение двух или трех устройств в интервале температур $T_m \ldots T_n$)

значительная часть располагаемой эксергии может оставаться неиспользованной.

Неиспользование эксергии вызывает перерасход топлива в энергосистеме (автономной, региональной или объединенной). Это предлагается учитывать показателем - относительный условный перерасход (или экономия в случае модернизации технологии) топлива в энергосистеме:

$$\delta B = \Delta B / B, \qquad (4)$$

где B - та часть расхода топлива в энергосистеме, которая связана с работой данного потребителя по конкретной технологии, ΔB - условное уменьшение (экономия) расхода топлива в системе, которое могло бы иметь место при более полном использовании располагаемой эксергии (в частности, путем совершенствования данной теплоэнергетической технологии или ее комбинирования с другими). Однако, если в данной конкретной технологии указанная возможность не использована, имеет место условный перерасход топлива в энергосистеме δB.

Показатель δB однозначно связан с коэффициентом использования располагаемой эксергии как основной (базовой) технологии $\eta_{\Sigma,баз}$, так и с коэффициентом для комбинированной (или модернизированной) технологии $\eta_{\Sigma.комб}$, созданной на основе базовой. Очевидно:

$$\delta B = \Delta B / B = (\eta_{\Sigma,\ комб} - \eta_{\Sigma,\ баз}) / \eta_{\Sigma,\ комб}\ . \qquad (5)$$

Конкретные расчетные зависимости для δB для различных вариантов комбинирования технологий в данной статье не приводятся вследствие большого объема информации.

Оценка по сроку окупаемости установок. Известны трудности и неоднозначности использования “доходности” и срока окупаемости новых технологий с использованием рыночных коммерческих показателей, имеющих всетаки как временной, так и неопределенный и географически “плавающий” характер.

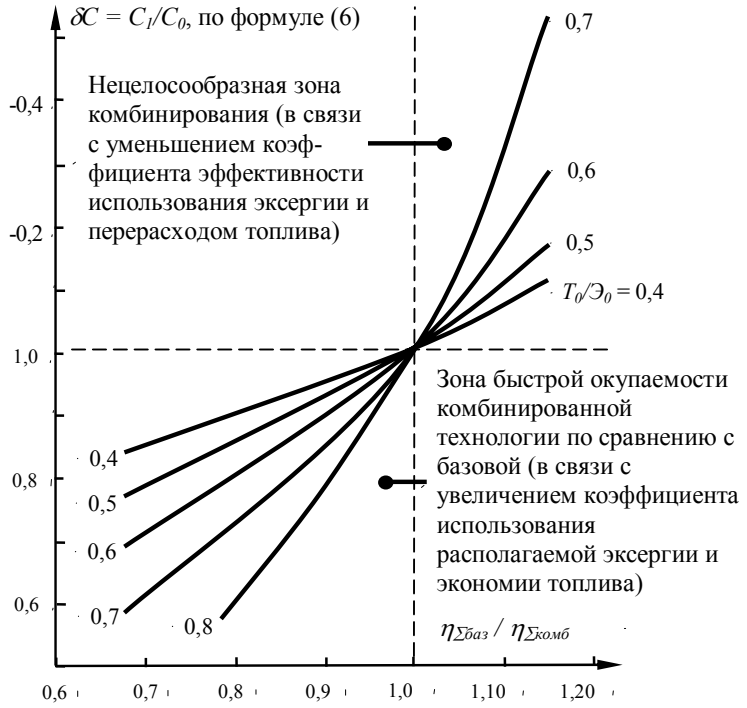


Рис.4. Зависимость теоретического относительного срока окупаемости комбинированных технологий по (6) от отношения коэффициентов использования располагаемой эксергии базовой технологии и присоединяемой технологии при различных отношениях эксплуатационных затрат T_0 к стоимости получаемой энергии (за определенный период) базовой технологии $Э_0$

Однако при переходе, например, к относительному сроку окупаемости можно преодолеть указанные трудности и получить необходимый результат по окупаемости. Автором предлагается именно такой показатель эффективности комбинированных теплоэнергетических технологий (установок).

В отдельных случаях, для получения предварительного принципиального результата для оценки можно использовать формулу:

$$\delta C = \frac{(1 - T_o/Э_o)}{1 - (T_o/Э_o)\cdot(\eta_{\Sigma,баз}/\eta_{\Sigma,комб})}. \qquad (6)$$

Последние формулы (3)-(5) учитывают изменение (увеличение) эффективности использования располагаемой эксергии, как наиболее существенный показатель при переходе от какой-либо базовой технологии к более эффективной комбинированной.

Получены расчетные формулы для относительного срока окупаемости современных комбинаций теплоэнергетических технологий (установок). Составлена номограмма, по которой можно определить условия достижения приемлемого срока окупаемости (рис.4).

Рейтинг теплоэнергетических технологий. Приведенные формулы и величины коэффициентов использования располагаемой эксергии использованы для составления “рейтинга” комбинированных теплоэнергетических технологий, который приведен на рис.5. Заштрихованные площади отражают, в первом приближении, область значений η_Σ для различных технологий. Величина (1-η_Σ) дает долю потерь располагаемой эксергии в данных технологиях.

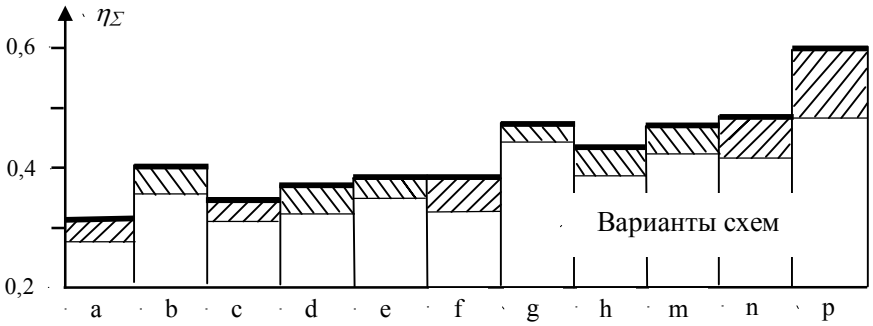


Рис.5. “Рейтинг” комбинированных теплоэнергетических технологий по коэффициенту эффективности использования эксергии:

a - теплоснабжение потребителя от котла или от двух котлов;
b - теплоснабжение двух потребителей от одного котла;
c - теплоснабжение потребителя от теплонасосной установки;
d - теплоснабжение от котла с частичным замещением тепловой энергии за счет дополнительного использования теплонасосной установки или солнечной установки;
e - теплоснабжение от парового котла при установке в котельной паровой турбины с электрогенератором;
f - теплоснабжение двух потребителей от котла и дополнительного низкопотенциального источника тепловой энергии (солнечная установка и др.);
g - теплоснабжение потребителя от котла с замещением части тепловой энергии дополнительным низкопотенциальным источником (солнечная установка и др.);
h - теплоснабжение и электроснабжение от параллельно работающих котла и ГТУ с утилизационным котлом;
m - теплоснабжение и электроснабжение потребителя от двух комбинированных источников электрической и тепловой энергии: ГТУ с утилизационным котлом и паровой котел с паровой турбиной;
n - комбинированная выработка электрической и тепловой энергии при использовании ГТУ (или ДВС) с утилизационным котлом;
p - парогазовая электростанция или надстройка промышленного парового котла газотурбинной установкой с одновременной подстройкой паровой турбиной с электрогенератором.

Эксергетическая номограмма для оценки эффективности теплоэнергети-ческих установок. В работах для оценки теплоэнергетических установок применен комплексный эксергетический показатель – полный коэффициент использования эксергии, который учитывает как непосредственно эффективность использования располагаемой тепловой эксергии топлива η^{ex}, так

и затраты эксергии на создание установок по коэффициенту затрат эксергии. Последний соответствует зависимости:

$$\eta_{ex.стр} = \frac{Ex_{полезн} \cdot C}{Ex_{стр}}, \qquad (7)$$

где C - определенное характерное время использования теплоэнергетической установки, в качестве которого в современных условиях может быть принят эксергетический срок окупаемости установок C_o; $ex_{полезн}$ - полезная эксергия на выходе из установки в единицу времени; $ex_{стр}$ - затраты эксергии на создание установки, Дж/кг. Затраты эксергии на создание установки

$$Ex_{стр} = ex_{о.стр} \cdot m, \qquad (8)$$

где m - масса установки, кг; $ex_{о.стр}$ - удельные затраты эксергии на создание 1 кг массы установки, Дж/кг (по справочным данным).

Комплексный, полный коэффициент использования эксергии равен

$$\eta_{ex.полн} = 1/\left[1/\eta_{ex} + 1/\eta_{ex.стр}\right]. \qquad (9)$$

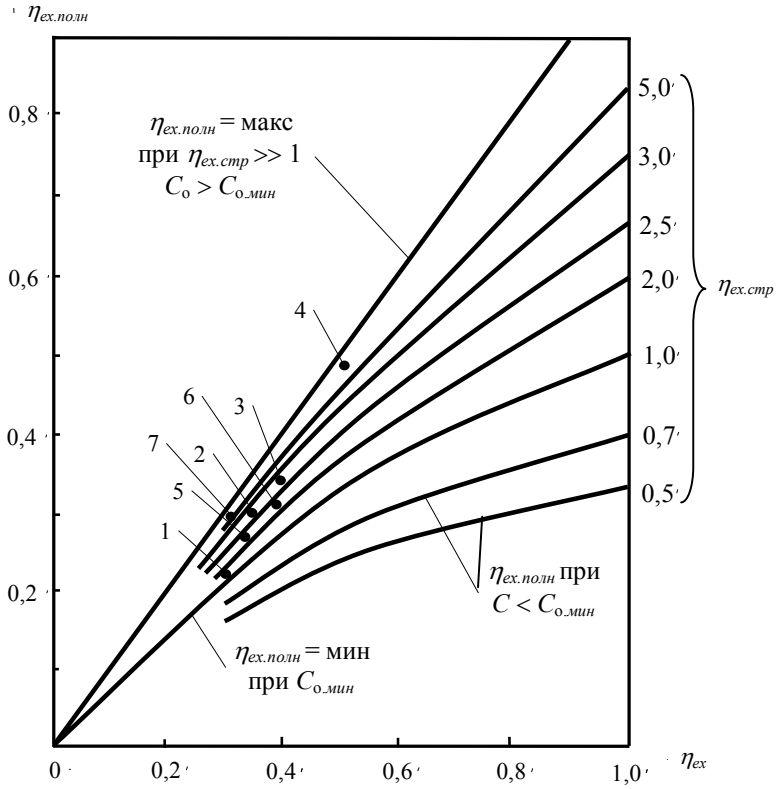


Рис.6. Эксергетическая номограмма для анализа эффективности теплоэнергетических установок. Для некоторых установок: 1 - ГТГ-6, 6,7 МВт, 2 - 2500, 28 МВт, 3 - MW701G, 334 МВт, 4 - ПГУ-2,5 ИВТ РАН, 5 - котел паровой ДКВр-10-13 (отопительный), 6 - тепловой насос НТ-4000 при температуре холодного источника выше 20 °С, 7 - котел паровой (6,6 т/ч) утилизационный В-460Б.

Полный коэффициент использования эксергии, таким образом, является показателем эффективности использования эксергии на создание теплоэнергетической установки и эффективности преобразования эксергии непосредственно в установке. Так как $\eta_{ex} \prec 1$, то всегда $\eta_{ex.полн} \prec \eta_{ex}$.

Из выражений (7)-(9) следует:

1. При $Ex_{о.стр} \succ Ex_{полезн} \cdot C$ теплоэнергетические установки не окупаются за определенный принятый период С. В этом случае $\eta_{ex.стр} \prec 1$, $1/\eta_{ex.стр} \succ 1$. Это

соответствует большим затратам эксергии $ex_{o.стр}$ или малому сроку полезного использования установки. Линия $C_{о.мин}$ на рис.6 соответствует величине $\eta_{ex.стр}=1$, т.е. минимальным значениям $\eta_{ex.полн}$ при известных η_{ex} и эксергетической окупаемости установки при соответствующем минимальном эксергетически окупаемом сроке ее использования.

2. При $\eta_{ex.стр} \succ 1$, $1/\eta_{ex.стр} \prec 1$ установка окупается за период меньше характерного срока использования.
3. При $\eta_{ex.стр} \succ\succ 1$, $1/\eta_{ex.стр} \to 0$ и $\eta_{ex.полн} \approx \eta_{ex}$ полный коэффициент использования эксергии принимает максимальное значение, что соответствует низкой удельной массе установки, или большому сроку использования, или совместному влиянию этих параметров.

На рис.6 можно определить также долю потерь располагаемой эксергии. Она составляет $\eta_{ex.потерь} = 1 - \eta_{ex.полн}$.

Таким образом, рис.6 представляет собой номограмму для предварительного анализа эффективности использования конкретной теплоэнергетической установки по полному коэффициенту использования эксергии при проектировании, выборе оборудования, модернизации, определении условий использования и др. Зона реальных диапазонов величин η_{ex} и $\eta_{ex.полн}$ для современных установок (ПГУ, ГТУ, котлы топливные и утилизационные, тепловые насосы, солнечные и др.), очевидно, соответствует величинам η_{ex} = 0,20 … 0,70 и $\eta_{ex.полн}$ = (0,14 … 0,20) … (0,40 … 0,70).

В качестве примера, на номограмме приведены точки, соответствующие некоторым теплоэнергетическим установкам.

Эксергетическая эффективность солнечных установок. В качестве примера приводится анализ эксергетической эффективности солнечных водонагревательных установок. Известен коэффициент использования энергии (энергоотдачи)

$$\eta_{энерг} = Э_{полезн} \cdot C / Э_{стр} \ , \qquad (10)$$

который равен отношению количества полезной энергии, полученной за определенный срок работы C, лет, к количеству энергии, затраченной на создание энергоустановки; $Э_{полезн}$ - Дж/год, $Э_{стр}$ - Дж. Если за срок работы принять срок службы установки, то для солнечных тепловых установок $\eta_{энерг}=10-20$ и более, для геотермальных тепловых $\eta_{энерг}$ - до 15 и более.

Коэффициент использования эксергии (эксергоотдачи) можно записать с использованием выражения (7) в виде

$$\eta_{экс} = Ex_{полезн} \cdot C / Ex_{стр}, \qquad (11)$$

аналогичном (10), но – в единицах эксергии. Величина $\eta_{экс}$ должна соответствовать условию $\eta_{экс} \geq 1$, и при вычислении встречает определенные трудности вследствие недостаточности данных по затратам эксергии на создание установок различных типов, в том числе – солнечных. При равенствах $Э_{полезн} \cdot C = Э_{стр}$ и $Ex_{полезн} \cdot C = Ex_{стр}$ получим $\eta_{энерг}=1$ и $\eta_{экс}=1$, что соответствует использованию в числителях (10) и (11) сроков минимальной энергетической $C_{о.энерг}$ и минимальной эксергетической $C_{о.экс}$ окупаемости.

Таким образом, срок эксергетической окупаемости солнечных водонагревательных установок может быть рассчитан из (11) по формуле

$$C_{o.экс} = ex_{o.стр} / \eta_{ex}, \qquad (12)$$

где: $C_{o.экс}$ - в секундах; $ex_{o.стр}$ - удельные затраты эксергии на создание установок, Дж/кВт тепловой мощности; η_{ex} - коэффициент использования эксергии в солнечных нагревателях установки.

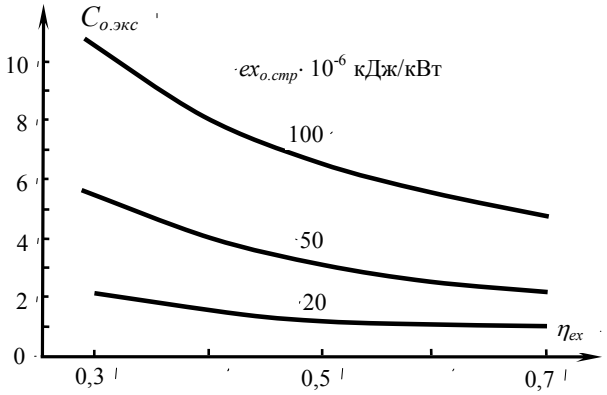


Рис.7. Минимальный срок эксергетической окупаемости солнечных водонагревательных установок при различных удельных затратах эксергии на создание установок

По формуле (12) построены графики на рис.7 при разных сочетаниях параметров $ex_{o.стр}$ и η_{ex}. На рис. видно, что на эксергетический срок окупаемости солнечных установок при реальных диапазонах η_{ex} = 0,35…0,55 существенно и наибольшим образом (по сравнению с η_{ex}) влияют затраты эксергии на создание установок.

Литература:

1. *Ильин Р.А.* Анализ эффективности теплоэнергетических технологий. Астрахань: СНЦ РАН, Южный научный центр РАН, Лаборатория нетрадиционной энергетики (при АГТУ), 2003. 88 с.
2. *Ильин Р.А., Ильин А.К.* Условная экономия топлива при совершенствовании теплоэнергетических технологий / Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 3. Саратов: СНЦ РАН, 2004. С.67-71.
3. *Ильин А.К., Ильин Р.А.* Методология термодинамической оценки эффективности теплоэнергетических технологий / Энергетика России в 21 веке: развитие, функционирование, управление. Материалы всеросс. конф. Секция D1. Энергетические технологии. Иркутск: Ин-т систем энергетики, 2005. С. D1.2.1-D1.2.8.
4. *Ильин Р.А., Ильин А.К.* Еще раз эксергетической эффективности использования топливных котлов для теплоснабжения // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2006. Приложение №8. С. 49-51.

МАЛЫЕ ГЭС И ПУТИ ОСВОЕНИЯ ГИДРОЭНЕРГОПОТЕНЦИАЛА МАЛЫХ И МЕЛЬЧАЙШИХ РЕК

Сулейманов И. А.-Г., Сулейманов Б.И.

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

Общий энергетический потенциал всех рек на территории бывшего СССР оценивается в 3942 млрд. кВт час. Из них, на долю малых ГЭС приходится 1520 млрд. кВт час, или 40 % всего потенциала [1]. Общий технический потенциал всех рек оценивается в 2145 млрд. кВт час, из которых на долю малых ГЭС приходится 492 млрд. кВт час, или 23 % всего технического потенциала. В настоящее время на малых ГЭС вырабатывается около 1млрд. кВт час электроэнергии, что составляет примерно 0.2 % всего технического потенциала. Для сравнения, на конец 1980-х годов, малыми ГЭС США вырабатывалось более 28 млрд. кВт час электроэнергии, а Китая более 11 млрд. кВт час [2,3].

Общий энергетический потенциал рек Дагестана оценивается в 50.8 млрд.кВт час. До 1990-х годов экономически целесообразный потенциал рек Дагестана оценивался в 16 млрд. кВт час [4]. Из них 12 млрд. кВт час предполагалось освоить большими и средними ГЭС, а 4 млрд. кВт час – малыми ГЭС. В настоящее время идёт переоценка экономически целесообразного потенциала рек Дагестана, в сторону его увеличения, в том числе и доли приходящейся на малые ГЭС. Но, для дальнейших расчетов и рассуждений, как базовую цифру по возможной выработке гидроэлектроэнергии на малых ГЭС принимаем 4 млрд. кВт часов. На сегодняшний день эта величина больше среднегодовой выработки электроэнергии в Дагестане всеми большими и средними ГЭС (3-3.5 млрд. кВт час). Эта часть электроэнергии (4 млрд. кВт час) должна осваиваться на малых и мельчайших реках Дагестана.

Естественным образом возникает вопрос, какими путями и средствами можно освоить указанный выше гидроэнергопотенциал приходящийся на малые и мельчайшие реки? Другим важным вопросом является, какой объём воды можно аккумулировать (в водохранилищах) на малой и мельчайшей речной сети Дагестана и какая часть из этого объёма может приходиться на работу малых, мини и микро ГЭС. Для ответа на эти и другие вопросы, в Дагестанском государственном техническом университете, проводились соответствующие исследования, начиная с 1995 года, результаты которых представляются в данной работе. Для лучшего восприятия полученных результатов рассмотрим сначала ответ на второй из указанных выше вопросов.

О малых и мельчайщих реках. По существующим классификациям к малым относят реки длиной от 100 до 250 км, со среднегодовыми расходами от 8 до 50 $м^3/с$ и с площадями водосбора от 2000 до 8000 $км^2$ [2,5,6]. Эти классификации разработаны в основном для случая равнинных рек и мало пригодны для горных. К «мельчайшим» большинство авторов относят реки длиной менее 10 км. В горных условиях эти реки составляют 96-97 % от общей длины всех рек, а с «малыми» они составляют 99 % от длины всех рек России и 99.9 % длины всех рек в горных условиях. В проведённых исследованиях, за «малые» приняты реки с минимальными параметрами из выше приведённых классификаций, длиной менее 100 км, со среднегодовыми расходами менее 8 $м^3/с$, к «мельчайшим» отнесены реки длиной менее 10 км.

В Дагестане всего насчитывается 6255 рек [7], с суммарной протяжённостью 18346,5 км. При принятой выше квалификации, из этого числа к большим можно отнести только 7 рек, т.е. 6248. Если, из суммарной длины всех рек отнять длину больших рек и длины притоков этих рек на участках, где среднегодовые расходы составляют более 8 $м^3$/с, то получим общую длину всех малых и мельчайших рек Дагестана равную 16030,5 км [7]. Данная общая длина всех малых и мельчайших рек неравномерно распределена по территории горной и предгорной части Дагестана, по бассейнам основных рек и по высоте гор (в рамках Балтийской системы уровней высот). Учитывая это, в проведённых исследованиях, малые и мельчайшие реки Дагестана были рассмотрены по: 1. Бассейнам основных рек – р. Сулак, р. Самур и бассейну рек самостоятельно впадающих в Каспийское море (21 река); 2. Высоте расположения русел рек в горах. 3. Среднегодовым расходам.

Градация зон по высоте гор была сделана в следующих интервалах: 1. Высокогорная зона – более 2500 м; 2. Горная зона 1 - 2500-2000 м; 3. Горная зона 2 - 2000-1200 м; 4. Предгорная зона 1 - 1200-700 м; 5. Предгорная зона 2 - менее 700 м. В каждом из указанных выше бассейне и в высотном диапазоне гор были установлены длины рек в зависимости ещё и от среднегодовых расходов малых и мельчайших рек. Были по отдельности определены длины рек на участках со среднегодовыми расходами от: 8 до 2 $м^3$/с; 2-1 $м^3$с; 1-0.4 $м^3$/с; 0.4-02 $м^3$/с; и менее 0.2 $м^3$/с. Такая разбивка рек по среднегодовым расходам необходима для более справедливого назначения (в последующем) параметров водохранилищ и плотин, чтобы получить водохранилища не менее суточного или недельного регулирования.

Самые длинные суммарные величины получились для случая мельчайших рек, но при этом, в рамках среднегодовых расходов в интервале менее 0.2 $м^3$/с, в высотном диапазоне гор, были выделены участки длин с конкретными (достаточно малыми) среднегодовыми расходами (по В.Х.Муслимову [8]). Так, в зоне высот более 2500 м суммарная длина рек равна 2731 км, при среднегодовых расходах 0.07 $м^3$/с, в зоне высот 2500-2000 $м^3$/с суммарная длина рек равна 6802 км, при среднегодовых расходах 0.04 $м^3$/с, в зоне высот 2000-700 м суммарная длина рек равна 2151 км, при среднегодовых расходах 0.03 $м^3$/с. В тех же высотных диапазонах гор, реки длиной от 10 до 25 км имеют среднегодовые расходы, соответственно: 1.22; 0.44; и 0.22 $м^3$/с, при явно меньшей суммарной длине, чем у мельчайших рек.

Эта часть исследований показала, какие суммарные длины малых и мельчайших рек имеются в основных бассейнах рек, с дифференциацией по высоте гор и среднегодовым расходам. Одновременно, эти же результаты показывают, что наибольшая длина малых рек, длиной от 10 до 25 км, со среднегодовыми расходами менее 2 $м^3$/с, а также мельчайших рек, наблюдается в высотном диапазоне гор от 2500 до 2000 м. Наибольшая длина рек со среднегодовыми расходами 8-2 $м^3$/с наблюдается в диапазоне высот гор от 2000 до 1200 м. Это указывает на то, что подавляющее большинство малых рек Дагестана располагаются выше или на уровне проживания основной части населения в горах, а также на то, что это обеспечивает самотёчность подачи воды к потребителям и пользователям, в т.ч. и наличие больших возможностей пропуска воды через малые ГЭС.

Одной из задач исследований было - определение теоретически возможного количества водохранилищ на малой речной сети Дагестана, при каскадном способе их возведения. Для этого необходимо было установить

средние уклоны рек в различном диапазоне среднегодовых расходов и в высотном диапазоне гор. Эта задача была решена. По каждому из рассматриваемых бассейнов рек, по каждому высотному диапазону гор, были определены средние уклоны русел рек, с учётом среднегодовых расходов. Например, в таблице 1 приводятся такие данные для рек со среднегодовыми расходами от 8 до 2 $м^3/с$. Аналогичные данные получены для рек со среднегодовыми расходами менее 2 $м^3/с$, причём, по отдельности для рек длиной от 10 до 25 км и рекам менее 10 км, с осреднёнными расходами по каждому высотному диапазону гор. Как и ожидалось, средние уклоны рек увеличиваются по мере уменьшения среднегодовых расходов и увеличения высоты гор. Данные по длине и уклонам рек необходимы для установления параметров и объёмов водохранилищ.

Таблица 1. Средние уклоны рек со среднегодовыми расходами от 8 до 2 $м^3/с$.

Зоны по высоте гор	Бассейн реки Сулак	Бассейн реки Самур	Самостоятельные реки горно- предгорной зоны
Более 2500 м	0.126	0.103	-
2500-2000 м	0.089	0.057	0.083
2000-1200 м	0.041	0.031	0.075
1200-700 м	0.053	0.022	0.035
Менее 700 м	-	0.014	0.017

О малых водохранилищах. В России и в большинстве стран Западной Европы к водохранилищам относят водоёмы ёмкостью 1 млн. $м^3$ и более. В США – водоёмы с полезной ёмкостью 5 тысяч акро футов, т.е. примерно 6.17 млн. $м^3$. В то же время, в справочной, учебной и научной литературе России к водохранилищам относят «…искусственный водоём, создаваемый в долине реки напорным гидроузлом, предназначенный для регулирования стока реки в различных водохозяйственных целях» и «… водохранилища … регулируются гидротехническими сооружениями…» [9.10]. Согласно этих определений, все водоёмы, которые регулируются гидротехническими сооружениями, можно отнести к «водохранилищам», в том числе имеющие объём менее 1 млн. $м^3$, которые относим к малым. В наших исследованиях придерживаемся того же мнения.

Для определения объёма воды во всех возможных водохранилищах на малой речной сети Дагестана данные об общей длине всех рек и их средних уклонах не достаточны. Организация массовых экспедиций изыскательских партий по всей малой речной сети, для установления реальных створов и топографий лож водохранилищ, в настоящее время не возможно. В литературных источниках даются квалификационные характеристики водохранилищ по их длине, глубине, площади зеркала, объёму и данные описательного типа, но нет данных о каких либо математических или физических моделях, из которых можно было бы получить какие либо осреднённые данные по водохранилищам. Учитывая это, была поставлена задача разработать математическую модель малого горного водохранилища, работая с которой можно было бы приближёно установить средний объём всех водохранилищ на малой речной сети горной части Дагестана и других аналогичных регионов.

Такая модель была разработана. Работа по разработке модели малого горного водохранилища привела к разработке универсальной математической модели, пригодной для любых климатических и топографических условий, для больших и малых водохранилищ [11,12]. В рамках модели было введен безразмерный параметр «коэффициент относительной ширины водохранилища», это отношение средней ширины водохранилищ к глубине водохранилища у

створа. Этот параметр устанавливается по осредненным данным построенных и спроектированных водохранилищ в данном регионе. В Дагестане, по 10 известным случаям малых водохранилищ этот параметр, в среднем равен 2.7, а по известным пяти большим водохранилищам он равен 3.2.

С учётом известных данных по длине участков малых рек (в сумме 16030.5 км), средних уклонов русел рек, коэффициенту относительной ширины водохранилища (2.7) и разработанной модели водохранилища, были вычислены средние объёмы водохранилищ по трём бассейнам основных рек, в каждом высотном диапазоне гор, с учётом среднегодовых расходов воды в реках. При этом, глубины водохранилищ у створов (H_1) подбирались с учётом получения объёмов воды в водохранилищах не менее суточно-недельного регулирования.

В результате, было установлено, что при каскадном способе создания малых водохранилищ, теоретически их может быть 143429, т.е. порядка 150 тысяч. Однако, в реальных водохозяйственных целях и практической деятельности человека такое количество водохранилищ не будет востребовано. Более того, во многих местах они будут явно не целесообразны, например, с целью незатопления сел, дорог, сельхозугодий, скотопрогонов и других объектов вдоль рек, или труднодоступности в удалённых горных массивах. Учитывая отсутствие, каких либо критериев по вычленению из теоретически возможного количества водохранилищ реально возможных и нужных для народного хозяйства, в обозримом будущем, то их количество (назовём их «прогнозно-возможное») примем по аналогии с гидроэнергетикой, как отношение между теоретическим и техническим потенциалом малых рек. По рекам Северного Кавказа технический потенциал составляет примерно одну треть от теоретического.

При принятии такого отношения в нашем случае, прогнозно-возможное количество водохранилищ будет в три раза меньше теоретически-возможного количества, а их распределение по зонам высоты гор, с учётом средних глубин у створов показано в таблице 2.

Таблица 2. Прогнозно-возможное количество малых водохранилищ в горной части Дагестана

Зоны по высоте, м	H_1=50м	H_1=40м	H_1=30м	H_1=20м	H_1=10м	Всего
>2500	134	568	9385	-	-	10087(21,1%)
2500-2000	-	159	1618	25476	-	27253(57%)
2000-700	-	-	86	1215	9169	10470(21,9)
Итого:	134	727	11089	26691	9196	47811(100%)
	0,3%	1,5%	23,2%	55,8%	19,2%	100%

Анализ полученных результатов показывает, что максимальное количество малых водохранилищ возможно в высотном диапазоне гор от 2000 до 2500 м (57 %), а выше и ниже этого диапазона они распределяются примерно поровну (соответственно, 21 и 22 %). Из полученных данных также вытекает, что большинство из водохранилищ будут иметь среднюю глубину у створа около 20 м (56 %), вторые по количеству будут водохранилища со средними глубинами у створа 30 м (23 %) и на третьем месте – с глубинами 10 м и менее (19 %). Это указывает на то, что в практической деятельности строительства плотин (в основном для малых ГЭС), необходимо быть готовым к таким конструкциям и технологиям возведения плотин, которые наибольшим образом соответствуют высотам от 10 до 30 м и особенно высотам 20 м.

Таблица 3. Распределение прогнозно-возможного количества малых водохранилищ и объемов воды в них по бассейнам основных рек и в высотном диапазоне гор по всей горной и предгорной части Дагестана.

Зоны по высоте гор	H_1 м	Бассейн р.Сулак						Бассейн р. Самур						Самостоятельные реки горно-предгорной зоны						Суммарное количество	
		Qср=8-2 м³/с		Qср=2-0,2 м³/с		Qср<0,2 м³/с		Qср=8-2 м³/с		Qср=2-0,2 м³/с		Qср<0,2 м³/с		Qср=8-2 м³/с		Qср=2-0,2 м³/с		Qср<0,2 м³/с			
		Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³	Кол вдх	W воды млн. м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
>2500	50	134	179,54																	134	179,54
	40			318	209,50			63	52,80	106	69,83					40	53,36			527	385,49
	30					5913	696,91					1971	232,30					1501	176,91	9385	1106,12
		Итого, в зоне > 2500 м:																		10046	1671,15
2500 - 2000	40	134	129.96											24	24.99					158	154.95
	30			985	344.67			55	35.15	328	114.77					250	87.48			1618	582.08
	20					16050	771.36					5350	257.12					4076	195.89	25476	1224.38
		Итого, в зоне 2500-2000 м:																		27252	1961.40
2000-700	30	16	11.00											71	34.51					87	45.51
	20	302	79.75	443	75.83			121	44.85	148	25..34			90	27.75	112	19.17			1216	272.69
	10					5646	60.98					1882	20.33					1434	15.49	8962	96.79
		Итого, в зоне 2000-700 м:																		10265	414.99
<700	20																				
	10							27	2.60					180	14.88					207	17.49
		Итого, в зоне <700 м:																		207	17.49
		Всего:																		47811	4065.03

Основным выводом из данной части исследований вытекает, что в горной части Дагестана имеется база для создания малых водохранилищ порядка 50 тысяч. Какая часть из этой базы может быть реализована в ближайшие 10 или 20 лет зависит уже от волевых, организационных и финансовых возможностей руководства Дагестана, организаций причастных к освоению водных ресурсов и Дагестанского общества. Если кому то покажется, что 50 тысяч возможных водохранилищ – это очень много, то можно напомнить, что в Китае, только в бассейне р. Янцзы - на её притоках, уже к 1990 году было построено более 48 тысяч плотин [13], а во всём Китае построено около 90 тысяч малых ГЭС [14, 15].

После установления прогнозно-возможного количества малых водохранилищ, с помощью разработанной модели водохранилища, установленной величины коэффициента относительной ширины водохранилища, установленных средних глубин у створов, ранее полученных данных по длине рек и их уклонам, были произведены вычисления средних значений объёмов водохранилищ по всем рассматриваемым бассейнам, зонам по высоте гор, с учётом среднегодовых расходов. Полученные результаты представлены в таблице 3, где они дифференцированы по бассейнам рек, зонам по высоте гор, среднегодовым расходам и глубинам воды у створов. В последних двух столбцах представлены суммарные данные по количеству водохранилищ и объёмам воды в них в рамках зон по высоте гор, на всей горной части Дагестана. Ниже приводятся данные по общему количеству водохранилищ и общему объёму воды в них, которое равно 4065.03 млн. $м^3$, или 4.065 млрд. $м^3$.

Из таблицы 3 видно, что во всех возможных малых водохранилищах (порядка 50 тысяч) можно аккумулировать объём воды порядка 4 млрд. $м^3$. Из них, 2.56 млрд.$м^3$ в бассейне р. Сулак (45.3 % среднегодового стока этой реки), 0.85 млрд. $м^3$ в бассейне р. Самур (31.6 % среднегодового стока) и 0.65 млрд. $м^3$ в бассейне самостоятельных рек (57 % стока этих рек). С учётом заполнения полезных объёмов больших водохранилищ Дагестана (Чиркейской, Ирганайской, Миатлинской и т. д.), свободный сток р. Сулак при этом составит более 1.37 млрд. $м^3$ (24 %), в других бассейнах больших водохранилищ нет. Полученный выше общий объём воды можно использовать во всех отраслях водного хозяйства и прежде всего малыми ГЭС.

О реальной востребованности малых ГЭС, малых плотин и водохранилищ в ближайшей перспективе. Для создания указанного выше или любого другого количества водохранилищ, необходимо строительство плотин на малой речной сети. Это касается и малых ГЭС. Малые ГЭС (как и большие) могут быть приплотинного, деривационного или комбинированного типа. Опыт проектирования и строительства малых ГЭС показывает, что даже в чисто деривационных вариантах, желательно создавать небольшой подпор в водозаборной части малого гидроузла, т.е. практически создавать небольшую по высоте плотину. В комбинированных вариантах (плотина и деривация) плотина уже обязательна. Следовательно, малым ГЭС будет соответствовать практически равное количество плотин. Возникает вопрос, какое количество плотин потребуется для создания малых ГЭС и, какое их количество вообще потребуется с учётом других отраслей водного хозяйства?

Прогноз необходимого количества плотин для малых ГЭС и других отраслей водного хозяйства необходимо делать как минимум на ближайшие 20-25 лет. Их потребность для малых ГЭС можно определить косвенно через известные другие показатели. Как указывалось ранее, экономически целесообразный потенциал малых рек Дагестана составляет 4 млрд. кВт час, который практически

не задействован. В начале 1990-х годов Дагэнерго составила список перспективных малых ГЭС, которые рекомендовались к строительству в ближайшее время. Средняя единичная мощность этих ГЭС составляла 270 кВт, а среднегодовая выработка 1-го ГЭС - 1.6 млн. кВт час. В настоящее время, Дагестанская региональная генерирующая компания уделяет внимание малым ГЭС с большими мощностями и выработкой, что естественно и справедливо, т.к. у них лучше экономические показатели. Однако, в перспективе, будут задействованы и более мелкие ГЭС, средняя единичная мощность и выработка которых будет меньше чем указанные выше средние цифры из списка Дагэнерго. Таких ГЭС будет гораздо больше, чем «больших» из малых. Об этом говорит хотя бы и тот факт из таблицы 3 , что львиная доля возможных малых водохранилищ соответствуют среднегодовым расходам малых рек меньших чем 0.2 $м^3$/с. В этом случае, средняя единичная мощность большого количества малых ГЭС будущего не будет превышать 200 кВт, а средняя выработка такой ГЭС будет не более 1.2 млн. кВт час. Причём, эти цифры думается завышенные.

Но и при таком раскладе, для освоения 4 млрд. кВт час электроэнергии приходящихся на малые и мельчайшие реки, потребуется 3333 малых ГЭС (со среднегодовой выработкой 1.2 млн. кВт час) и, соответственно, такое же количество малых плотин. Из таблицы 3 видно, что при делении общего объёма воды на возможное количество водохранилищ, то средний объём одного водохранилища равен 85000 $м^3$. В этом случае, для заполнения 3333 водохранилищ потребуется объём воды равный 283.3 млн. $м^3$.

С учётом перспектив на 20-25 лет, в горной и предгорной части Республики Дагестан будет проживать не менее 1.5 млн. человек. Норма потребления воды на хозяйственно-бытовые нужды из расчёта на 1-го человека в сельских населённых пунктах равна 0.125-016 $м^3$/сут (СНиП 2.04.02-84*, 1998). При принятии среднего водопотребления на 1-го человека 0.15 $м^3$/сут, потребный объём воды в год на всё население в горах и предгорье будет равно 82,1 млн. $м^3$. Согласно того же СНиП, количество воды на нужды местной промышленности и неучтённые расходы составляют в среднем 15 % от суммарных расходов на хозяйственно-бытовые нужды, т.е. к вышеуказанному объёму добавляется ещё 12.3 млн. $м^3$ воды. Всего, на эту часть жизнедеятельности людей приходится 94.4 млн. $м^3$ воды. Для аккумуляции этой воды потребуется 1111 плотин и водохранилищ (средним объёмом 85 тыс. $м^3$).

В настоящее время, в горно-предгорной зоне Дагестана орошается около 16 тыс. га земель. При восстановлении в перспективе ранее заброшенных горно-террасовых и горно-долинных земель и создании новых горно-террасовых земель с суммарной площадью 50 тыс. га, на их орошение потребуется около 276 млн. $м^3$ воды. Для аккумуляции этого объёма воды потребуется около 3247 плотин и водохранилищ, с тем же средним объёмом воды в каждом.

Суммируя количество плотин и водохранилищ для вышеуказанных целей, получаем общее их количество равное 7691, т.е. примерно 7700. Суммарный объём воды в этих водохранилищах будет равен 653.7 млн. $м^3$. От прогнозно-возможного (табл.3), полученные данные составляют 16 % как по количеству плотин и водохранилищ, так и по объёму воды в них. Подводя итоги под этой частью исследований, можно констатировать, что полученное количество малых плотин и водохранилищ (порядка 7700), а также возможные объёмы воды в них (порядка 650 млн. $м^3$), вычлененные из прогнозно-возможных (табл.3) и есть та реальная база, над освоением которой необходимо работать в ближайшие десятилетия. В том числе и по более, чем 3.3 тыс. малым ГЭС.

О малых плотинах. При наличии возможности строительства такого большого количества малых плотин, в относительно небольшом горном регионе (Дагестан), их количество во всей России может измеряться десятками тысяч. Учитывая это, в ДГТУ были начаты исследования по особенностям строительства монолитных бетонных плотин малых категорий, при возведении их существующими способами и методами. С целью более корректной количественной оценки получаемых результатов в сравнении с большими и средними плотинами, была введена единая градация для бетонных плотин, которая делит их на 8 категорий. Как показали исследования [16], к «малым» из них можно отнести первые три категории, объёмом бетона, соответственно, до 10, до 100 и до 1000 $м^3$.

В исследованиях были рассмотрены 27 реальных створов на малых реках Дагестана, на предмет возведения бетонных плотин, с полной проектной проработкой.

Изучались закономерности изменения удельных показателей строительства, с уменьшением объёмов бетона в теле плотин. Объём бетона в теле плотин был в диапазоне от 6.3 $м^3$ до 3216 $м^3$. Организация, технология и методы производства работ принимались, как и для случая больших и средних плотин, которые применяются в настоящее время. В результате, в исследуемом диапазоне объёмов бетона в теле плотин от 3216 до 6.3 $м^3$, например, удельные трудозатраты приходящиеся на 1 $м^3$ бетона (по чисто бетонным работам), соответственно, увеличиваются от 4 до 44 чел.час./$м^3$ (в 11 раз!), при этом, удельная стоимость 1 $м^3$ бетона по объекту возрастает в 4 раза. Если сравнить полученные результаты с лучшими показателями полученными в СССР на больших плотинах (7-й категории, с объёмом бетона от 1 до 10 млн. $м^3$), то по удельным трудозатратами они выше до 16 раз (!), а по удельной стоимости бетона выше до 8 раз**!** Публикация этих данных в ведущем журнале отрасли – «Гидротехническое строительство» [16] шокировало специалистов, которые предполагали, что с уменьшением объёма бетона в теле плотин удельные показатели ухудшаются, но не предполагали что на столько.

Эти результаты показывают, что в области строительства плотин малых категорий, для любых водохозяйственных целей, необходим поиск новых конструкций плотин, новых технологий их возведения и новые способы организации работ. Предполагая плохую ситуацию в области малых бетонных плотин, описанную выше, на кафедре гидротехнических сооружений ДГТУ, начиная с середины 1980-х годов, велись работы по разработке новых конструкций плотин, методов их расчёта и новым технологиям их возведения. Направление исследований – сборные бетонные плотины. В этом направлении удалось получить 12 авторских свидетельства и патента на изобретение новых сборных плотин и более 30 разновидностей сборных плотин всех существующих типов (гравитационных, арочных, контрфорсных, ячеистых ит.д.), разработать методы расчёта для нескольких сборных плотин, разработать новые технологии по возведению сборных плотин в соответствии с их конструкцией. Новые конструкции и технологии удалось апробировать опытом реального строительства, были построены массивно-контрфорсная плотина в Гунибском районе, гравитационная плотина в Хасавюртомском районе и арочная плотина в Левашинском районе [17,18,19,20].

Исследования в области малых сборных плотин и их строительство показало, что по сравнению с монолитными на них достигается снижение удельных трудозатрат по бетонным работам в 5-7 раз, а в целом по объекту в 3-5

раз, при примерно равной стоимости строительства. Экономический эффект получается от досрочного пуска объекта в строй, особенно в малой гидроэнергетике. Полученные результаты существенны, но полного восстановления удельных показателей на малых плотинах до лучших показателей на больших не удалось. Необходимо продолжить исследования в этой области. В настоящее время ведутся исследования по разработке новых типов водозаборов для малых ГЭС, для случаев скальных и нескальных оснований в горных условиях. Полученные результаты могут применяться и для других водных отраслей.

О малых ГЭС. В разных странах к малым относят разные по мощности ГЭС. Например, в России и в США к ним относят станции с установленной мощностью 30 тыс. кВт (30 МВт), в Австрии, Германии, Испании, Индии, Канаде, Китае и Китае к ним относят ГЭС мощностью до 5 тыс. кВт (5 МВт), в Италии, Норвегии, Швеции и Швейцарии ГЭС мощностью до 2 тыс. кВт (2 МВт) и т.д. Не определён и нижний предел малых ГЭС, например, в некоторых странах и Российских ведомствах к мини-ГЭС относят станции мощностью от 50 до 100 кВт, в других - мощностью от 500 до 1000 кВт, к микро-ГЭС в одних случаях относят установки мощностью от10 до 50 кВт, в других случаях – от 50 до 100 кВт и т. д. [3]. Нет серьёзного обобщающего анализа по данному вопросу, учитывая это, попытаемся дать своё видение классификации малых ГЭС с соответствующим обоснованием.

Вопрос, какие ГЭС относить к малым, мини или к микро думается необходимо связывать со всем комплексом сооружений и мероприятий, связанных со строительством ГЭС. Это не только мероприятия связанные с гидротурбинами, генераторами и другим оборудованием здания ГЭС, но и мероприятия и технологии связанные со строительством основных сопутствующих объектов гидроузла. Например, к ним относятся плотины, водоводы, водосбросы и т.д. Здесь необходимо обратить внимание, - какими организационными способами, методами и технологиями возводятся объекты, включая здания ГЭС.

Например, строительство крупных ГЭС всегда сопровождалось строительством временных и постоянных посёлков (и городов), созданием сооружений строительных баз (бетонных заводов, арматурных и опалубочных цехов, складов щебня , песка и обогатительных комбинатов, различного назначения СМУ, ПМК, УПТК, автобаз специальных и гражданских машин и т. д.) и специализированных организаций (типа УМР, «Гидроспецстрой», «Гидроэлектромонтаж», проектно-изыскательских групп ведущих проектных институтов и т.д.). Средней мощности ГЭС возводятся практически с тем же набором названий организаций, но при меньшем их количестве и меньшем количестве людей в организациях. При этом, технология и производство работ на однотипных сооружениях остаются одинаковыми.

При возведении основных сооружений малых ГЭС мощностью 10-30 МВт, например плотин, мы пользуемся практически теми же технологиями возведения, что и на больших и средних плотинах, при незначительных потерях в удельных показателях (например, по опалубочным работам, бетонированию и т.д.). При этом, проблемы по отведению экзотермического тепла из блоков бетонирования во всех трёх случаях одинаковы, сроки остывания бетона блоков примерно те же. Если же, с уменьшением объёма бетона в теле плотин, при тех же технологиях возведения мы получаем скачёк (в разы) в удельных показателях строительства, то должны понимать, что находимся на границе другого качества

или за её пределами. Такие границы очевидно и должны быть «водоразделом» между понятиями типа «большой» и «малый». Чтобы не «возиться» с такими неопределёнными понятиями и была предложена вышеупомянутая градация бетонных плотин по категориям.

При разделении по мощности гидроэлектростанций, возникают похожие проблемы со своей спецификой. Например, заводы изготовители делают оборудование ГЭС мощностью до 10 кВт в серийной «упаковке», в виде трёх готовых блоков, которые на месте установки легко собираются вручную. Агрегаты мощностью до 300-600 кВт выпускаются партиями, при их установке по месту работы потребуется крановое и другое оборудование, а так же обязательно устройство бетонных водозаборов, а возможно и закрытых или открытых дериваций. Турбины и генераторы мощностью 1-5 МВт и более, заводом изготовителем сегодня рассматриваются как индивидуальные заказы, с соответствующими ценами. Монтаж и установка таких агрегатов, в значительной степени напоминает соответствующие работы по ГЭС средней и большой мощности. Для установления правильной терминологии («малые», «мини» и т. д.), здесь также необходимо найти свои «водоразделы» по скачку определённых показателей, по монтажу в гидроузле, комплексному объёму всех работ или характеру выпуска оборудования заводом.

Ввиду указанных выше недостатков по понятиям «малая», «мини», «микро», «средние» и «большие» ГЭС, предлагается единая классификация для всех возможных ГЭС, с разбивкой их на 8 категорий. Ниже она представлена в таблице 4.

Таблица 4. Классификация ГЭС по 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

Здесь, МГ означает «мощность ГЭС», последующие цифры – категорию ГЭС. Эта классификация учитывает весь диапазон существующих в мире мощностей ГЭС, от нескольких кВт (МГ-1, до 10 кВт), до более, чем 10 млн. кВт (МГ-8), например, в категорию МГ-8 входит строящаяся в Китае ГЭС Санься («Три Ущелья», на р. Янцзы), мощностью более 20 млн. кВт. В Дагестане, в настоящее время, Региональная генерирующая компания проектирует и строит малые ГЭС, которые по классификации таблицы 4 относятся в основном к категориям МГ-3 и МГ-4. Недавно построенные Гунибская и Гельбахская гидроэлектростанции относятся к категории МГ-5.

Литература:

1. *Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Зорина Т.Н.* «Потенциальные гидроэнергетические ресурсы СССР реализуемые на малых ГЭС». М., Гидротехническое строительство, №10, 1986, с.4-7.
2. Малая гидроэнергетика. Под. ред. Михайлова Л.И. М., Энергоатомиздат, 1989, 280 с.
3. *Малинин Н.К., Тягунов Н.Г.* «Малая гидроэнергетика за рубежом». М., Гидротехническое строительство, №6, 1983, с. 49-52.
4. *Муслимов В.Х.* «Гидроэнергетические ресурсы Дагестана». М., Гидротехническое строительство, №11, 1987, с. 17-20.
5. ГОСТ 1917973. Гидрология суши. Термины и определения. М., Издательство стандартов, 1973.

6. Гидроэнергетические ресурсы. Под. редакцией К.П..Вознесенского. М., «Наука», 1967, 598 с.
7. *Сулейманов И.А-Г., Рагимова А.С., Сулейманов С.И.* «О возможностях малого речного стока Дагестана и проблемы малого плотиностроения». М., 6-й Международный конгресс: Вода, экология и технология. «ЭКВАТЭК-2004», часть 1, с. 83-84.
8. *Муслимов В.Х.* «Гидроэнергетические ресурсы Дагестанской АССР». Махачкала. Дагкнигоиздат, 1972, 211 с.
9. *Авакян А.Б., Салтанкин В.П., Шарапов В.А.* «Водохранилища». Природа мира. М., «Мысль», 1987, 325 с.
10. *Рассказов Л.Н., Орехов В.Г., Правдивец Г.А. и др.* «Гидротехнические сооружения». Часть 2. М., Стройиздат, 1996, 344 с.
11. *Сулейманов И.А-Г., Рагимова А.С.* «Разработка аналоговой модели водохранилищ малоизученных речных бассейнов». Махачкала. Минмелиоводхоз РД, ДГТУ. Сбор. статей. Проблемы мелиорации и перспективы развития хозяйственного комплекса Республики Дагестан. 2005, с. 75-80.
12. *Сулейманов И.А-Г., Рагимова А.С.* «Модель приближённого определения объёмов водо- и селехранилищ малоизученных створов малых рек». Нальчик. Росгидромет. Тезисы Всероссийской конференции по селям. 2005, с.76-76.
13. *Золотов Л.А., Шайтанов В.Я.* «Гидроузел Санься на р. Янцзы». М., Гидротехническое строительство, № 3, 1996.
14. «Большие возможности малых ГЭС». Беседа Н.Петрова с Л.П.Михайловым и Б.Н.Фельдманом. М., «Наука и жизнь», № 8, 1986, с.27-33.
15. *Румянцева Т.М., Шуров А.Ф.* «Малые ГЭС Китая». М., Гидротехническое строительство, № 9, 1985, с. 61-62.
16. *Сулейманов И.А-Г., Гаджиева А.С.* «Особенности строительства бетонных плотин малых категорий». М., Гидротехническое строительство, № 2, 2001, с.25-29.
17. *Сулейманов И.А-Г.* «Дагестанская сборная бетонная плотина». М., Гидротехническое строительство, № 11, 1992, с. 15-20.
18. *Сулейманов И.А-Г., Муслимов В.Х.* «Строительство плотин на малых реках». М., Гидротехническое строительство, № 9, 1993, с. 14-18.
19. *Сулейманов И.А-Г., Сулейманов С.И.* «Конструктивные особенности сборной бетонной арочной плотины на р. Чуглинка в Дагестане». М., Гидротехническое строительство, № 4, 2002 с. 21-23.
20. *Сулейманов И.А-Г., Гаджиева А.С.* «Сборная бетонная плотина на р. Акташ в Дагестане». М., Гидротехническое строительство, № 6, с. 42-45.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЕХНИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ВЕЩЕСТВ КАК ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Базаев А.Р.

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

Дан анализ результатов экспериментальных исследований по фазовым равновесиям и объемным свойствам бинарных смесей технически важных жидкостей (вода, углеводороды, алифатические спирты), выполненных в лаборатории теплофизики. Обоснована возможность использования данных смесей в качестве эффективных теплоносителей (рабочих тел) в двухконтурных тепловых схемах энергоустановок в широком рабочем температурном интервале.

Перспективная стабильная энергетика неразрывно связана с внедрением в практику нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ): Солнца, парогидротермов, термальных вод и биомассы [1]. Преобразование тепловой энергии этих источников в электрическую требует создание специального тепломеханического оборудования (теплообменная аппаратура, турбогенераторы, насосные устройства 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 интервале параметров состояния. Установлено, что общая экономия от внедрения надежных данных по теплофизическим свойствам в несколько тысяч раз превышает затраты на их получение [2].

Традиционные энергопреобразователи работают на индивидуальных низкокипящих рабочих телах с ограниченным температурным интервалом (не более 283.15-298.15 К) эффективного применения каждого из них [3].

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 смесевого рабочего тела [3,4]. Смесевое рабочее тело состоит, как правило, из низкокипящего и высококипящего компонентов. Варьируя состав смеси, ее можно использовать в качестве рабочего тела в ГеоТЭ, использующих термальные воды различной температуры. Авторами работы [3] исследована возможность применения водоаммиачной смеси как рабочего тела для создания унифицированного оборудования ГеоТЭ, позволяющего преобразовать энергию термальных вод с температурой 373.15-473.15 К, что в 4 раза превышает температурный интервал эффективного применения для энергоустановок на индивидуальных низкокипящих рабочих телах. Компанией “Калекс” (США) [5] разработана энергосистема с применением в рабочем цикле водоаммиачной смеси, состав которой изменяется в различных ее частях. Такой цикл обычно называется циклом Калины. В этой энергосистеме состав водоаммиачной смеси также меняется в зависимости от температуры окружающей среды. Оптимальный режим работы энергосистемы с циклом Калины соответствует интервалу температур геотермального теплоносителя 393.15-453.15 К. Как утверждает сам автор, при любых граничных условиях в рамках рабочего интервала, КПД новой энергосистемы составляет от 20% до 40%, что выше КПД систем с органическим

циклом Ренкина, которые традиционно используются при применении геотермальных ресурсов.

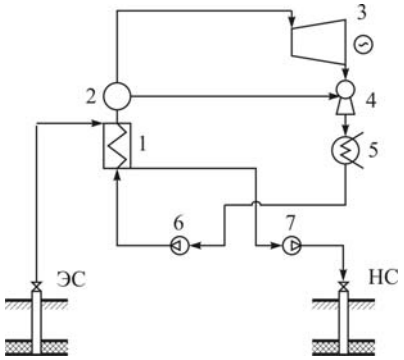


Рис.1. Тепловая схема энергоустановки: 1 – парогенератор; 2 – накопитель пара; 3– турбина; 4 – эжектор; 5 – конденсатор; 6,7 – насосы; ЭС- эксплуатационная скважина; НС- нагнетательная скважина.

На рис.1 приведена взятая из работы [3] простейшая тепловая схема энергоустановки со смесевым рабочим телом, которая демонстрирует процессы, происходящие в закрытом термодинамическом цикле.

Из эксплуатационной скважины ЭС геотермальная вода с температурой $T_э$ поступает в парогенератор 1, передает свою тепловую энергию рабочему телу и с помощью насоса 7 подается в нагнетательную скважину НС, охладившись до температуры $T_Н$. В парогенераторе сначала кипит низкокипящий компонент смесевого рабочего тела, потом, по мере повышения температуры до $T_Э$, и высококипящий, т.е. происходит фазовый переход 1 рода жидкость-пар. Образовавшаяся паровая смесь из накопителя 2 под давлением $P_в$ подается на турбину 3, которая совершает механическую работу за счет внутренней энергии пара. Отработанный пар под давлением $P_{вых}<P_в$ поступает в конденсатор 4 через эжектор 5. В конденсаторе пар переходит в жидкость (фазовый переход 1 рода пар-жидкость). При неполном вскипании рабочей смеси в парогенераторе оставшаяся жидкая фаза (раствор) из накопителя пара поступает через эжектор также в конденсатор. После смешения и конденсации раствор насосом 6 вновь подается в парогенератор.

Таким образом, характерной особенностью двухкомпонентных рабочих тел является изменение температуры в процессах испарения (в парогенераторе) и конденсации (в конденсаторе) при постоянном давлении, и изменение состава его в различных частях энергосистемы. Такая особенность смесевого рабочего тела позволяет использовать его в закрытом термодинамическом цикле универсального энергомодуля для различных источников тепла с температурой от 373.15 до 573.15 К и выше. Для этого наряду с тепловыми схемами и параметрами основных элементов тепломеханического оборудования необходимо подобрать оптимальный состав смесевого рабочего тела, обеспечивающий наибольшую выработку электроэнергии для любой температуры источника в указанном интервале.

Целью данной работы является исследование термодинамических свойств бинарных смесей технически важных и экологически безопасных жидкостей (вода, углеводороды, алифатические спирты) как эффективных теплоносителей в бинарных циклах в широком интервале температур.

Расчет термодинамических свойств смесей предполагает наличие данных по фазовому равновесию жидкости и пара и p,ρ,T-измерений во всем диапазоне концентраций и в различных агрегатных состояниях, включая и критическое состояние.

На рис.2 приведена конструкция пьезометра постоянного объема – основного узла экспериментальной установки для прецизионных исследований фазовых равновесий и p,ν,T,x – свойств смесей.

Отличительной особенностью данной установки является отсутствие так называемого «балластного» объема пьезометра, благодаря чему исследуемое вещество имеет заданную температуру опыта и гомогенность, что повышает достоверность получаемых экспериментальных данных плотности смесей, особенно в околокритической и сверхкритической областях. В таблице 1 приведены основные характеристики установки.. Подробное описание экспериментальной установки и методика p, ν ,T,x - измерений даны в [6,7].

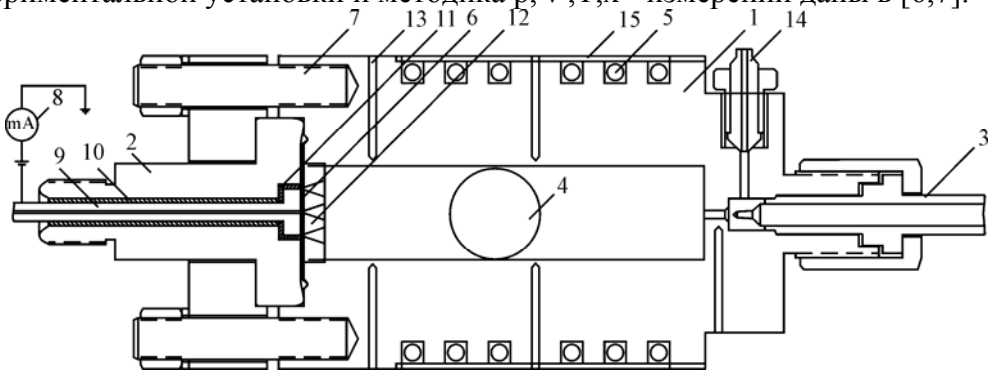


Рис.2. Пьезометр постоянного объема: *1*–корпус пьезометра; *2*–корпус дифференциального мембранного разделителя; *3*–запорный вентиль; *4*–шарик; *5*–электронагреватель; *6*–мембрана; *7*–болт; *8*–микроамперметр; *9*–токоввод-контакт; *10*–керамическая трубка; *11*–слюда; *12*–диск с отверстиями; *13*–отверстие (карман) для термопары; *14*–ниппель; *15*–кожух.

Таблица 1. Данные о погрешности измеряемых и определяемых параметров.

Параметры	Область измерений	Относительная погрешность, %
Температура *(T),* К: - измеряемая - термостатирования	 423.15–673.15 423.15–673.15	 0.002 0.003
Давление *(p),* МПа	0.1–6.0 6.0–50	0.020 0.050
Масса *(m),* г	1–25	0.003
Объем пьезометра при *p* и *T* опыта, см3	32.38–32.80	0.060
Плотность (ρ), кг/м3	40–600	0.150
Состав, масс.доля	0–1	0.001

Были измерены бинарные смеси вода-углеводород (метан, н-пентан, н-гекасн, н-гептан, н-октан, бензол, толуол), вода-алифатические спирты (метанол, этанол, пропанол-1) и н-алкан–спирт в двухфазной, однофазной (жидкой, газовой), околокритической и сверхкритической областях параметров состояния для различных значений состава. Результаты исследований опубликованы в России и за рубежом, в частности, таблицы экспериментальных p, ν,T,x-данных приведены в [7-9].

На рис.3 приведена фазовая диаграмма в p,T- плоскости системы вода–н-гептан. При нормальных температуре и давлении вода и углеводород практически не растворимы друг в друге, т.е. при смешении они расслаиваются. При постоянном объеме сосуда (пьезометра) и относительно невысокой температуре опыта система вода–н-гептан находится в трехфазном состоянии (ж-ж-г): водная фаза, в которой растворился н-гептан; над ней располагается углеводородная фаза, в которой растворилась вода; газовая фаза, состоящая из паров воды и н-

гептана. Область трехфазного равновесия на диаграмме обозначена цифрой 3. При повышении температуры до значения, соответствующей точке ВКТ(верхняя критическая точка) углеводородная фаза переходит в газовую, а сама система вода–н-гептан переходит в двухфазную, состоящую из жидкой фазы (водного раствора н-гептана) и газовой (смесь паров воды и н-гептана). Для различных количеств воды и н-гептана, соответствующих различным значениям состава фаз, трехфазная область будет переходить в двухфазную в точках кривой 4.

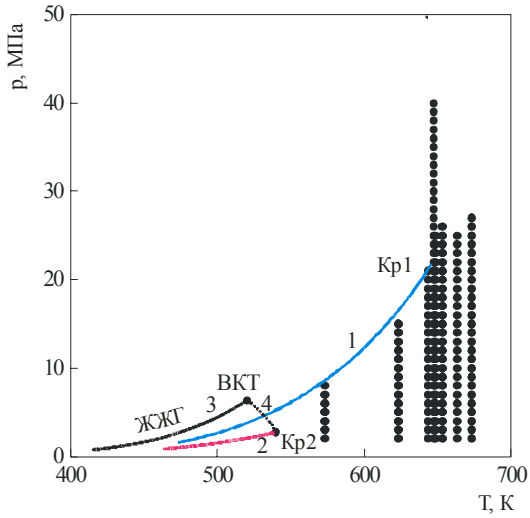


Рис.3. Фазовая диаграмма системы вода–н-гептан в p,T-плоскости: Кр1- критическая точка воды; Кр2- критическая точка гептана; 1 - давление насыщенных паров чистой воды; 2- давление насыщенных паров чистого гептана; 3 - фазовое равновесие Ж-Ж-Г; ВКТ- верхняя конечная критическая точка; 4 - ветвь критической кривой Ж-Г; ●●●●● - область p,ρ,T,x-измерений системы вода–н-гептан.

Вертикальными линиями (рис.3) изображены однофазная газовая и сверхкритическая области параметров состояния системы вода–н-гептан, которые исследованы автором данной работы.

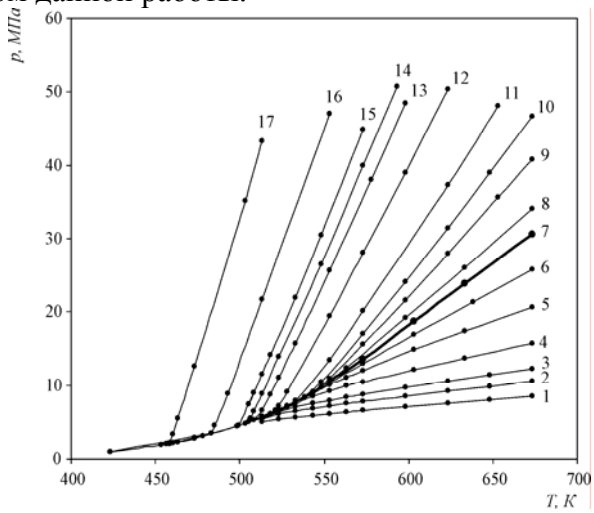


Рис.4. Фазовая диаграмма в p,T-плоскости смеси вода-этанол состава 0.5 мол.доли этанола от температуры для значений плотности в кг/м^3: 1 - ρ = 55.91, 2 - 69.20, 3 - 84.34, 4 - 117.37, 5 - 171.26, 6 - 234.62, 7 - 293.47, 8 - 327.37, 9 - 385.33, 10 - 421.15, 11 - 463.71, 12 - 521.89, 13 - 556.34, 14 - 570.48, 15 - 583.15, 16 - 617.51, 17 - 663.77.

Газовые смеси вода-углеводород при определенных значениях состава и параметрах состояния могут быть по своим свойствам подобны идеальногазовому состоянию. Существуют области параметров состояния смесей водяного пара с метаном, где значение фактора сжимаемости $Z=PV/RT\approx1$. Из этого следует, что

смесь реальных газов может находиться в состоянии, близком к идеальногазовому (рис.5).

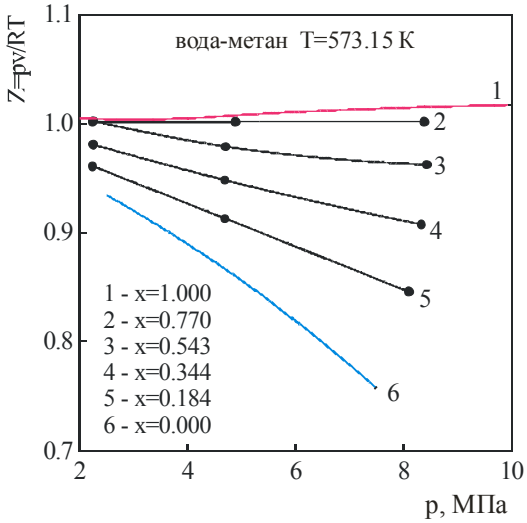


Рис.5. Зависимость фактора сжимаемости Z смеси вода-метан от давления при температуре 573.15 К, для различных значений состава.

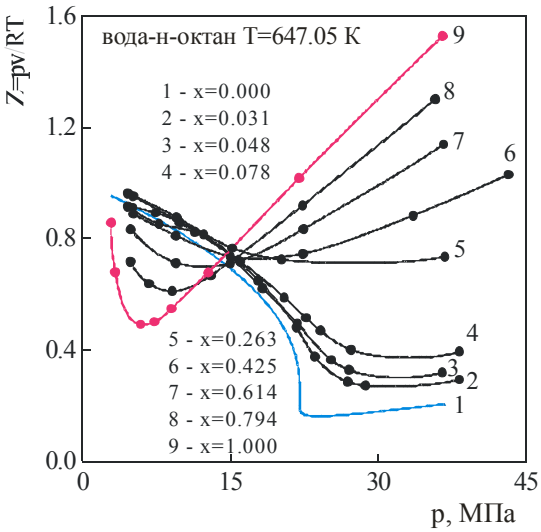


Рис.6. Зависимость фактора сжимаемости Z смеси вода–н-октан от давления при температуре 647.05 К, для различных значений состава.

Существует узкая область давлений (≈15 МПа), где фактор сжимаемости смеси водяного пара с парами углеводородов практически не зависит от состава и равен ≈0.73 (рис.6).

Эти особенности термодинамического поведения данного класса смесей необходимо учитывать в технологических и аппаратурных расчетах, а также при построении теории растворов.

Смеси воды с алифатическими спиртами исследованы в широком температурном интервале, включающем однофазную (газовую и жидкую), двухфазную, околокритическую и сверхкритическую области для различных значений состава. На рис.4 приведена p,T-диаграмма для системы вода-этанол состава 0.5 мол.доли. В отличии от фазовой диаграммы системы вода-углеводород, фазовая диаграмма смеси вода-этанол аналогична фазовой диаграмме индивидуального вещества (воды или этанола). Это объясняется тем, что близкие по своим свойствам полярные компоненты вода и этанол, образуют так называемый идеальный раствор, т.е. они взаимосмешиваются в любых пропорциях.

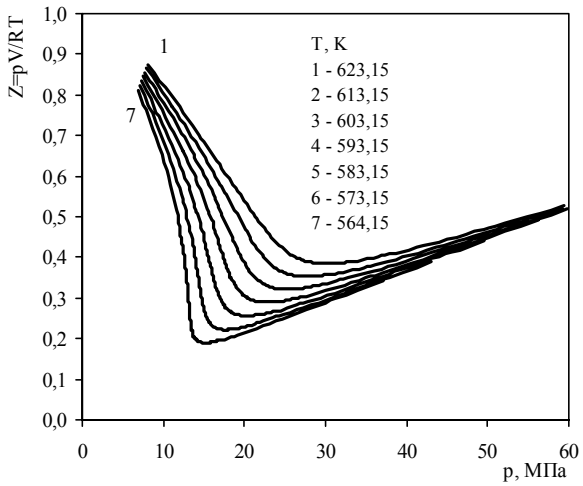


Рис.7. Зависимость фактора сжимаемости смеси вода-метанол состава 0.5 мол.доли от давления и температуры.

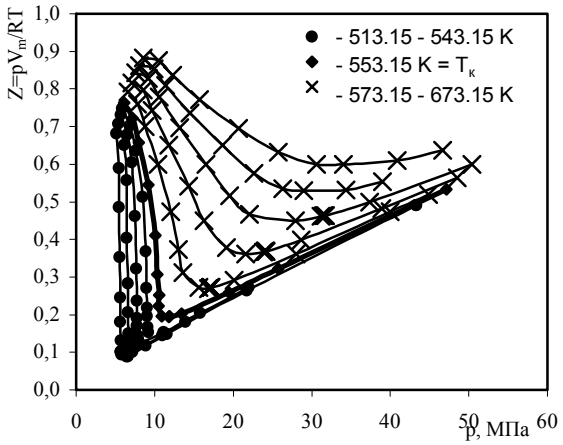


Рис.8. Зависимость фактора сжимаемости смеси вода-этанол состава 0.5 мол.доли от давления и температуры.

При нормальных условиях алифатические спирты (метанол, этанол, пропанол-1) образуют с этими н-алканами также идеальные растворы. Экспериментально установлено, что термодинамическое поведение смесей алифатических спиртов с некоторыми н-алканами (н-пентан, н-гексан, н-гептан и н-октан) аналогично термодинамическому поведению водных растворов этих же спиртов.

Характерной особенностью для смесей вода–алифатический спирт и н-алкан–алифатический спирт является подобие их термодинамического поведения с термодинамическим поведением индивидуальных компонентов (вода, спирт, н-алкан).

Критическое состояние данного класса смесей, как у индивидуальных веществ, определяется критической точкой с параметрами, зависящими от их состава. Это обстоятельство значительно облегчает разработку уравнения состояния для этих смесей в критической области.

Анализ результатов исследования термодинамических свойств данного класса смесей в широком интервале параметров состояния и значений состава позволяет заключить, что смеси вода-углеводород могут быть использованы в качестве эффективных теплоносителей в энергоустановках, преобразующих тепловую энергию парогидротермов и энергию Солнца. Смеси вода-

алифатический спирт и н-алканы–алифатический спирт могут служить теплоносителями в бинарных циклах энергоустановок для преобразования энергии возобновляемых источников в электрическую с температурой 423.15 – 523.15 К.

Литература:

1. *Доброхотов В.Ц., Шпильрайн Э.Э.* Нетрадиционные возобновляемые источники энергии // Журн. Теплоэнергетика. 1996. №5. С.2-8.
2. *Сычев В.В.* Итоги комплесного исследования теплофизических свойств рабочих тел и энергоносителей // Журн. Теплоэнергетика. 1998. № 9. С.10-13.
3. *Васильев В.А., Крайнов А.В., Геворков И.Г.* Расчет параметров унифицированной энергоустановки на водоаммиачной смеси // Журн. Теплоэнергетика. 1996. №5. С.27-32.
4. *Цветков О.Б., Лаптев Ю.А.* Теплофизические аспекты экологических проблем современной холодильной техники. // Журн.Химия и компьютерное моделирование. 2002. №10. С.54-57.
5. *Калина А.И.* Новая бинарная энергосистема с бинарным циклом. // Калекс, LLC., 2630 Карлмонт Драйв, Бельмонт, Калифорния, 94002 США.
6. *Базаев А.Р.* P,v,T,x-измерения и термодинамические свойства водных растворов углеводородов в сверхкритических условиях. Дис.докт.тех.наук. Махачкала: Институт проблем геотермии, 1997. 264 с.
7. *Базаев А.Р., Базаев Э.А.* Соотношения p, ρ, T, x для газовых смесей вода–углеводород в широкой области параметров состояния. // Журн. Теплофизика высоких температур. 2004. №1. С.48-57.
8. *Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдурашидова А.А.* Термические свойства системы вода–метанол состава 0.5 массовых долей при температурах 373.15–673.15 К и давлениях до 60 МПа. // Журн. Теплофизика высоких температур. 2004. №6. С.885-889.
9. *Базаев А.Р., Базаев Э.А., Абдурашидова А.А., Рабаданов Г.А.* Определение критических параметров смесей вода–этанол по данным p, ρ, T, x-измерений. // Материалы Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы».Махачкала, 2005. Т.2. С. 109-114.

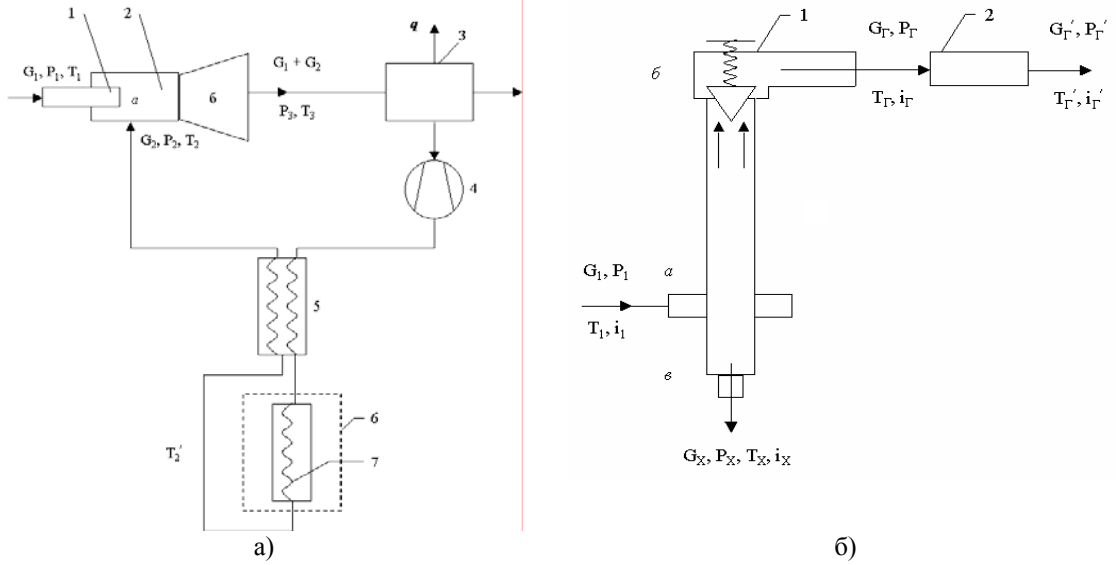
ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЦИКЛОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ УТИЛИЗАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ

Вердиев М.Г.

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

Введение. Промышленная разработка геотермальных, газовых и нефтяных месторождений связана со значительными капитальными, эксплутационными затратами и затратами технологического характера (насосные устройства, холодильные машины, теплообменная аппаратура и др.). В большинстве случаев в начальной стадии эксплуатация этих месторождений энергоносители обладают значительными запасами механической (потенциальной) энергии, которая, как правило, не используется и недостаточно эффективно используется потенциальная и внутренняя энергии сопутствующих газов.

Максимальная утилизация продукции геотермальной скважины может быть достигнута при использовании всех видов энергий с минимальными затратами. В ходе исследований разработаны некоторые способы утилизации потенциальной энергии термальных источников, путем использования соответствующих термодинамических процессов с определением их оптимальных областей применения. Утилизация потенциальной энергии может быть осуществлена в любой последовательности комплексного процесса. Публикация результатов исследований начинается с изложения утилизации механической энергии путем использования струйных трансформаторов теплоты, работающих в прямом, обратном и совмещенном циклах [1, 2, 3].



а) б)

Рис.1. Схематические виды установок утилизации энергии газового или парового потоков и флюида с помощью эжекторной установки (а) и вихревой трубы (б).

Важным преимуществом струйных трансформаторов тепла является возможность их непосредственного использования в качестве компрессоров, в которых происходит преобразование энергии по схеме потенциальная энергия – в кинетическую, которая в свою очередь – в потенциальную. Струйные трансформаторы могут быть использованы с одинаковым успехом, как для преобразования энергии флюида, так и газа или водогазовой смеси. Эти

устройства отличаются простотой конструкции, компактностью, отсутствием движущихся частей и, следовательно, высокой надежностью в работе и практически отсутствием эксплуатационных расходов. Уровень потенциальной энергии на выходе струйных трансформаторов может быть как выше, так и ниже уровней входящих потоков, иначе говоря, давление потока на выходе может быть как выше, так и ниже давлений торможения входящих потоков. Различают два типа струйных трансформаторов тепла – эжекторные и вихревые. К преимуществам этих устройств следует отнести и то, что они могут быть использованы как в простых циклах холодильной машины и теплового насоса, так и в совмещенных циклах, когда одновременно используются теплота высокого и низкого потенциалов.

В эжекторных установках в основном трансформация тепла осуществляется по повысительной схеме с коэффициентом преобразования $\varphi > 1$. Коэффициент преобразования представляет собой отношение количества теплоты q_0, низкого потенциала отбираемого от охлаждаемой среды и сообщаемой нагреваемой среде, к энергии q подводимой в цикле ($\varphi = q_0/q$).

Эжекторные установки утилизации геотермальной энергии. Принципиальная схема эжекторной системы утилизации геотермального или газового энергоносителя и ее цикл в T-S-диаграмме приведены на рис.1а и рис2а.

При утилизации потенциальной энергии потока флюида система работает следующим образом. Исходный рабочий поток флюида с параметрами G_1, P_1 и T_1 подается в сопло 1 эжектора 2, где при истечении его давление снижается до P_2. В камере смещения ***а*** исходный поток смешивается с сухим насыщенным паром хладоагента с параметрами G_2, P_2 и T_2 засасываемым из испарителя 7 через противоточный регенеративный теплообменник 5. Полученная смесь из камеры смешения поступает в диффузор ***б*** и ее давление повышается до P_3 при температуре T_3 и массовом расходе G_1+G_2. Далее поток поступает в теплообменник 3, где происходит конденсация паров хладоагента. Часть конденсата через дросселирующий вентиль 4 и теплообменник 5 направляется в испаритель 7, находящийся в охлаждаемой среде ***б*** (в качестве хладоагента используется вода).

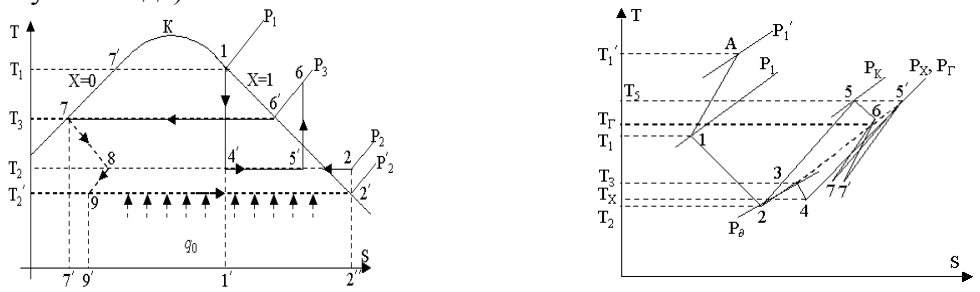


Рис.2. T-S диаграммы эжекторной установки (а) и установки с вихревой трубой (б).

Рабочий поток в состоянии определяемой точкой 1 с параметрами G_1, P_1, T_1, i_1, x = 1 (смотри T-S-диаграмму рис.2а) поступает в эжектор, и его параметры изменяются по линии 1 – 4′ – 5′ – 6 – 6′ – 7. В начале давление падает по линии 1 – 4′ при истечении из сопла, затем после камеры смешения, изменением давления в камере смешения пренебрегаем, (линия 4′ – 6′) смесь потоков поступает в диффузор (точка 5′) и ее давление на выходе повышается до P_3 (линия 5′ – 6) с параметрами G_1+G_2, T_3, i_3. Далее, в теплообменнике происходит охлаждение смеси до T_3 (точка 6′), затем – конденсация пара хладоагента при постоянной температуре (линия 6 – 6′ – 7).

Анализ режима работы вихревой струйной установки. Вихревая труба или труба Ранка-Хильша [1-3] также как и эжектор представляет собой простейший аппарат, не содержащий движущихся частей. Эти аппараты могут быть использованы для утилизации тепловой и потенциальной – упругой энергии газового или парового потоков. Поток газа или пара при устьевом давлении $P_У$ и температуре $T_У$ вводится в цилиндрическую трубу тангенциально - касательно к ее внутренней поверхности через входное сопло. Газ, совершающий вращательное движение вокруг оси трубы, разделяется на два потока, которые выводятся через противоположные торцы трубы. Периферийный поток, вследствие его торможения стенкой трубы, нагревается и выводится через кольцевую щель регулируемого вентиля ***б***. Холодный – центральный поток противотоком к периферийному – выводится из трубы через диафрагму, расположенную на выходе из трубы.

Установка утилизации энергии газового или парового потока схематически изображена на рис.1*б*, а её T-S диаграмма утилизации внутренней энергии на рис.2*б*.

При этом температура $T_Г$ горячего потока больше температуры $T_У$ входящего потока, т.е. $T_У \le T_Г$, а температуры T_X холодного потока меньше $T_У$, т.е. $T_X \le T_У$. Давления выходящих потоков ниже давления на входе в трубу, т.е. $P_X \le P_У$ и $P_Г \le P_У$. При перемещении периферийного потока его температура непрерывно растет, а тангенциальная составляющая скорости падает. Центральный поток, формирующийся из частиц, переходящих из периферии и совершающих работу в поле центробежных сил, охлаждается.

Пренебрегая потерями давления на концах вихревой трубы из уравнений энергетического баланса для температур холодного и горячего потоков получим:

$$T_X = T_У + \frac{u_{\tau X}^2 - u_{0X}^2}{2c_P} \text{ и } T_Г = T_У + \frac{u_{\tau Г}^2 - u_{0Г}^2}{2c_P},$$

где $u_{\tau x}$ и $u_{\tau г}$, u_{0x} и $u_{0г}$ – соответственно средние тангенциальные и осевые скорости холодного и горячего потоков, c_P – удельная теплоемкость газа, $T_У$ – температура потока на выходе из газоподводящего сопла. При наличии потерь ΔP_X и $\Delta P_Г$ давлений на концах трубы (в диафрагме ***в*** и кольцевой щели ***б***) температуры потоков отличатся на соответствующие величины интегральных дроссельных эффектов, т.е. $T_X^{'} = T_X - (\frac{\partial T}{\partial P})_i \Delta P_X$ и $T_Г^{'} = T_Г - (\frac{\partial T}{\partial P})_i \Delta P_Г$.

Как видно из последних соотношений, наличие перепадов давлений способствует снижению температур на обоих концах вихревой трубы (линии 3 – 4 и 5 – 6). Следовательно, при использовании вихревой трубы в качестве теплового насоса (термотрансформатора) потери энергии на кольцевой щели приводят к снижению термодинамической эффективности. При использовании вихревого аппарата в качестве холодильной установки потери энергии на диафрагме приводят к дальнейшему снижению температуры холодного потока, т.е. реализуется режим максимальной холодопроизводительности установки. В случае использования вихревого аппарата в совмещенном цикле (одновременное использование эффектов охлаждения и нагревания) термодинамически выгодно реализовать режимы работы по линиям 1 – 2 – 3 – 4 для холодного и 1 – 2 – 5 (см. рис. 2б) для горячего потоков, так как при этом достигается минимум и максимум потенциалов теплоты.

Поток газа или пара с параметрами G_1, P_1, T_1, i_1 поступает в вихревую трубу 1 через сопло ***а***. В вихревой трубе исходный поток расщепляется на два противоточных потока с параметрами G_X, P_X, T_X, i_X – холодный и $G_Г$, $P_Г$, $T_Г$, $i_Г$ –

горячий, которые выводятся через противоположные торцы через диафрагму ***в*** и регулируемый вентиль ***б***. Горячий поток с температурой $T_Г \geq T_1$ подвергается утилизации в устройстве 2 (см. рис.1б). Холодный поток используется для целей кондиционирования или охлаждения в зависимости от значения исходной температуры T_1. При температуре $T_1 \leq 300$ К предпочтительно реализовать совмещенный цикл технологической схемы утилизации, так как при этом достигаются значения температур обоих потоков представляющих практический интерес – $T_X \approx 274$ К, $T_Г \approx 320$ К и термодинамическая эффективность установки достигает максимума. При исходной температуре потока $T_1 \geq 330$ К, установку утилизации эффективно использовать в режиме повышающего термотрансформатора как в тепловых насосах.

Исходный поток в состоянии 1 (см. рис.2б) истекает из сопла и охлаждается до состояния 2 за счет дроссель эффекта. Центральный поток тормозится периферийным противоточным потоком и нагревается до состояния 3. затем температура потока снижается (линия 3 – 4) за счет дроссель эффекта при истечении через диафрагму.

Периферийный поток, двигаясь противопотоком, тормозится стенкой трубы, и его температура повышается до состояния 5 (линия 2 – 5) перед кольцевой щелью. На кольцевой щели происходит дальнейшее расширение потока, и температура снижается до состояния 6. Если падение давления на кольцевой щели ничтожно мало, то горячий поток выводится из трубы в состоянии 5′. Утилизация внутренней энергии потока в устройстве 2 происходит по линиям 6 – 7, 5′ – 7 – при пренебрежительно малом изменении давления по линиям 6 – 7′, 5′ – 7′ с учетом падения давления.

При использовании вихревой трубы в совмещенных циклах входящий в установку поток с параметрами G_1, P_1, T_1, i_1 подвергается утилизации в вихревой трубе, затем с параметрами $G_г$, $P_г$, $T_г$, $i_г$ поступает в противоточный теплообменник. Истекающий из сопла поток охлаждается до состояния 2 на T-S-диаграмме. Температура периферийного потока повышается до состояния 5 и затем падает на кольцевой щели ***б*** до состояния 6 при наличии ощутимого перепада давления. При пренебрежительно малом падении давления на кольцевой щели периферийный поток из состояния 2 переходит в состояние 5′. Этот режим предпочтителен в случае малой холодопроизводительности и максимума перепада температуры холодного потока.

Центральный поток тормозится противоточным периферийным и нагревается до состояния 3. На диафрагме ***в*** температура потока вновь падает до состояния 4. При этом в установке одновременно утилизируются и внутренняя и потенциальная энергии. При больших устьевых давлениях флюида необходимо использовать последовательную схему соединения вихревых труб. Это позволяет повысить энергетическую эффективность установки.

Эта технологическая схема позволяет вторично утилизировать горячий поток, повышая, тем самым, термодинамическую эффективность всей установки.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 04-02-16183).

Литература:

1. *Бродянский Е.Я., Соколов В.М.* Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. - М.:, Энергия, 1967, - 336с.
2. *Вукалович М.П., Новиков И.И.* Техническая термодинамика. - М.:, Энергия, 1968, - 496с.
3. *Мартыновский В.С.* Термодинамические характеристики тепловых и холодильных машин. – М.:, Госэнергоиздат, 1952, - 296с.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДЫ И ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПРИРОДНЫХ ВОД ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ, ДАВЛЕНИЯХ И КОНЦЕНТРАЦИЯХ

Магомедов У.Б.

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

В лаборатории Теплофизики геотермальных систем нашего института проводились и проводятся исследования по изучениям теплофизических свойств жидкостей, газов и их смесей при высоких параметрах состояния, которые могут быть использованы в различных энергетических установках – вода, водные растворы солей и спиртов, эфиры, фреоны. Я же хочу представить материал по исследованию в Институте проблем геотермии теплопроводности, вязкости воды и водных растворов солей в интервалах температур 293 – 473 К, давлений 0.1 – 100 МПа и концентраций 0 – 25 мас.%

При использовании глубинного тепла Земли для практической цели нам приходится иметь дело часто с водой различной минерализацией. Как правило, чем глубже расположен подземный резервуар, тем выше температура и минерализация воды. Минерализованная вода является достаточно агрессивной средой и она оставалась менее изученной, чем чистая вода или различные углеводороды. Крайне ограничены и теоретические исследования при высоких параметрах состояния.

Практические исследования, проводимые при бурениях для добычи органического и минерального сырья, показывают, что для глубин 5000 м; температура воды составляет менее 473 К, давление менее 100 МПа, и концентрация не более 20 мас.%.

Вода, обладая высокой теплоемкостью, является отличным теплоносителем, т. е. может служить транспортным средством для передачи тепла или холода при ее перемещении от горячего участка тела к холодному или от холодного к горячему участку.

Информация о коэффициентах переноса необходима в расчетах: при конструировании теплообменных аппаратов для энергетики; при выщелачивании ценных компонентов из рудного сырья; при создании оптимальных установок для выращивания кристаллов; при производстве удобрений и при создании теории растворов.

На основе анализа данных о теплопроводности воды [1-7] и плотности [8] представлена формула (1), с помощью которой можно получить достоверные данные о теплопроводности воды в интервалах температур 273-473 К и давлений P_s-1000 МПа

$$\lambda(P,T) = \lambda(P_s,T)\left(1.800\ \frac{\rho(P,T)}{\rho(P_s,T)} - 0.8000\right), \qquad (1)$$

Преимуществом такого метода обобщения является то, что плотность исследуемого вещества находится с более высокой точностью и представляет собой менее трудоемкую задачу, чем определение теплопроводности.

Расчетные данные по теплопроводности воды при температурах 274 – 473 К и давлениях P_s-1000 МПа, полученные по формуле (1), представлены на рис.1.

Значения теплопроводности по формуле (1) согласуются с [1-7] в пределах 1.6%.

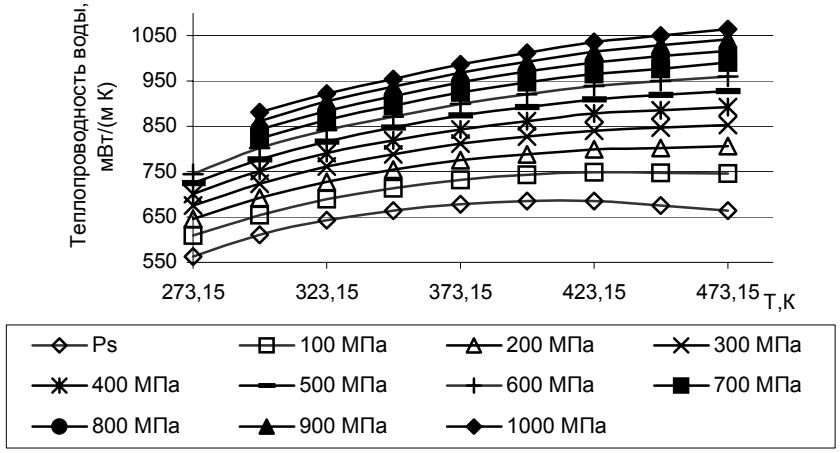


Рис.1. Изобары теплопроводности воды при высоких параметрах состояния.

На основе анализа данных о плотности [8] и вязкости [9] воды представлена формула (2) для расчета динамической вязкости [мкПа · с] воды в интервалах температур 333 – 473 К и давлений *P*s – 500 МПа

$$\eta(P,T)=\eta(Ps,T)\left[1.800\frac{\rho(P,T)}{\rho(Ps,T)}-0.8000\right]+1.200\times10^{-4}\frac{PT}{P_1T_1}\ , \qquad (2)$$

На рис.2 представлены расчетные данные по формуле (1) о динамической вязкости воды в интервале температур 348-473 К и давлений P_s – 500 МПа. Существующие стандартные данные о динамической вязкости воды в интервалах температур 348-473 и давлений P_s- 300 МПа [9] согласуются с расчетными данными формулы (2) в пределах 1.4%.

При получении значений вязкости воды по формуле (2) использовались данные о плотности воды из [8] и данные о вязкости воды вблизи линии насыщения – [9].

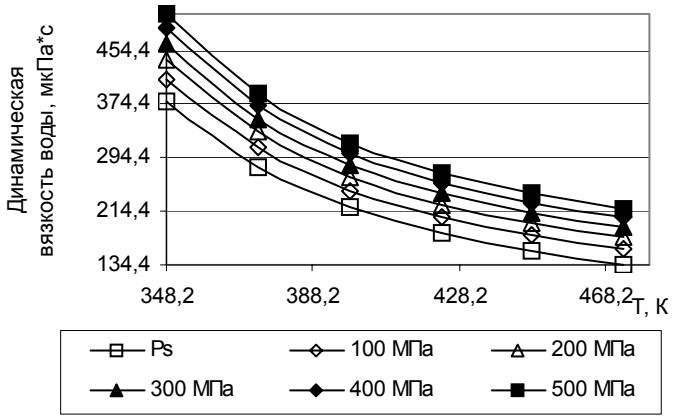


Рис.2. Представлены изобары вязкости воды при высоких параметрах состояния.

Известно, что экспериментаторы при проведении исследований теплопроводности или вязкости жидкостей при высоких параметрах стараются охватить и область вблизи линии насыщения (со стороны жидкой фазы) увеличивая незначительно давление насыщения, чтобы прекратить кипение. И численные значения экспериментальных данных вблизи линии насыщения должны отличатся в сторону увеличения от значений на линии насыщения, т.к.

изотермы теплопроводности и вязкости с ростом давления слабо растут.

Проведенный анализ показал, что для воды и водных растворов солей существует равенство однородных отношений теплофизических величин вблизи линии насыщения при одинаковых температурах в условиях при $P_s \le P \le 10$ МПа, $333 \le T \le 473$ К и $0 \le c \le 25$ мас.%

Численные значения однородных отношений теплофизических величин вблизи линии насыщения при одинаковых температурах и концентрациях можно принять как равные (разброс составляет менее 0.4 %) для интервалов температур 274-473 К – (по теплопроводности) и 333 – 473 К (по вязкости), но с ростом давления температуры и концентрации – равенство численных значений однородных отношений теплофизических величин нарушается.

Представлена формула (3) для получения расчетных значений теплопроводности и вязкости водных растворов солей вблизи линии насыщения

$$\frac{\lambda(P \le 10, T)}{\lambda(P_s, T)} = \frac{\eta(P \le 10, T)}{\eta(P_s, T)} = \frac{\lambda(P \le 10, T, c \le 25)}{\lambda(P_s, T, c \le 25)} = \frac{\eta(P \le 10, T, c \le 25)}{\eta(P_s, T, c \le 25)} \quad (3)$$

Таблица 1. Отношения однородных теплофизических величин вблизи линии насыщения.

T, К	[1.8ρ(*P*=10,*T*) / ρ(*Ps,T*)-0.8000]	λ(*P*=10,*T*) / λ(*Ps, T*)	η(*P*=10,*T*) / η(*Ps, T*)	λ(*P*=10,*T,c*=20) / λ(*Ps, T, c*=20)	η(*P*=10,*T,c*=20) / η(*Ps, T, c=20*)
273.15	1.009	1.009	-		
293.15	1.008	1.008	-	1.012	
313.15	1.008	1.008	-		
333.15	1.008	1.008	1.005	1.009	1.004
353.15	1.008	1.008	1.007		1.005
373.15	1.009	1.009	1.009	1.009	1.011
393.15	1.009	1.009	1.011		1.012
413.15	1.010	1.010	1.012		1.013
433.15	1.011	1.012	1.014		1.014
453.15	1.012	1.012	1.015		1.015
473.15	1.013	1.014	1.016	1.013	1.016
493.15	1.014	1.014	1.016		
513.15	1.015	1.014	1.016		
533.15	1.015	1.015	1.015		
553.15	1.014	1.014	1.013		
573.15	1.008	1.007	1.007		

Примечание. При расчётах использовались данные о вязкости воды из работы [9], данные теплопроводности воды – [1], данные о плотности воды – [8], данные о теплопроводности системы $NaNO_3 + H_2O$ – [10], данные о вязкости системы $KF + H_2O$ – [11].

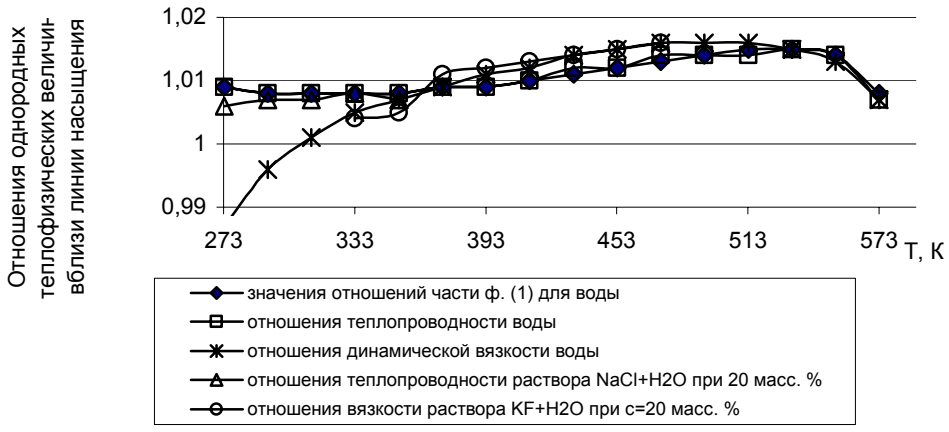


Рис.3. Отношения однородных теплофизических величин вблизи линии насыщения.

Таблица 2. Значения отношений части формулы (1) для определения теплопроводности воды – $\left(1.800\frac{\rho(P,T)}{\rho(P_sT)}-0.8000\right)$ и отношений – $\frac{\lambda(P,T)}{\lambda(P_s,T)}$, $\frac{\eta(P,T)}{\eta(P_s,T)}$, $\frac{w(P,T)}{w(P_s,T)}$ воды при различных параметрах состояния.

P МПа	Знач. ф.(1) части воды		$\frac{\lambda(P,T)}{\lambda(P_s,T)}$		$\frac{\eta(P,T)}{\eta(P_s,T)}$		$\frac{w(P,T)}{w(P_s,T)}$	
	T, К							
	298	473	298	473	348	473	298	473
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60	1.046	1.079	1.046	1.078	1.052	1.106	1.065	1.135
100	1.074	1.123	1.074	1.123	1.084	1.166	1.111	1.208
160	1.112	1.180	1.112	1.181	1.128	1.249		
200	1.135	1.213	1.134	1.214	1.157	1.299		
260	1.167	1.258	1.167	1.258	1.196	1.369		
300	1.187	1.284	1.187	1.285	1.220	1.412		
360	1.215	1.321	1.215	1.321	1.256	1.474		
400	1.233	1.344	1.233	1.343	1.279	1.514		
450	1.255	1.373	1.255	1.373	1.305	1.564		
500	1.274	1.398	1.274	1.398	1.331	1.611		

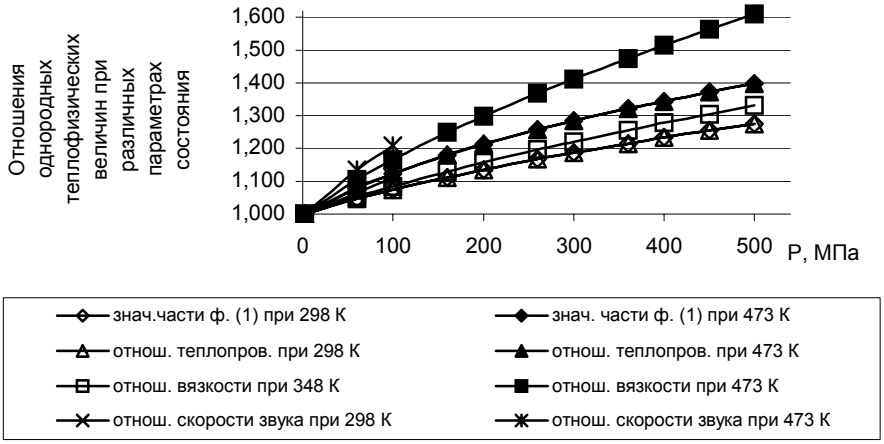


Рис.4. Изотермы отношений однородных теплофизических величин воды при различных параметрах состояния.

На основе анализа данных [1 – 28] представлена новая обобщенная формула (5) для получения расчетных значений теплопроводности водных растворов солей в интервалах температур 293 – 473 К, давлений P_s – 100 МПа и концентраций 0 – 25 мас. %

$$\lambda(P,T,c)=\lambda(P_s,T,c)\left[\left(1.800\frac{\rho(P,T)}{\rho(P_s,T)}-0.8000\right)-3.000\times10^{-8}PT\sum_{i=0}^{n}c_i\right] \quad (5)$$

На основе анализа данных о динамической вязкости воды и водных растворов солей [1, 9, 29 – 35] и плотности воды при высоких параметрах состояния [8] получена обобщенная формула (6), для получения достоверных данных о динамической вязкости [мкПа×с] водных растворов в интервалах температур 333 – 473 К, давлений P_s – 100 МПа и концентраций 0 – 20 масс. %.

$$\eta(P,T,c)=\eta(P_sT,c)\left[\left(1.800\frac{\rho(P,T)}{\rho((P_sT)}-0.8000\right)-3.000\times10^{-8}PTc\right]+1.200\times10^{-4}\frac{PT}{P_1T_1}, \quad (6)$$

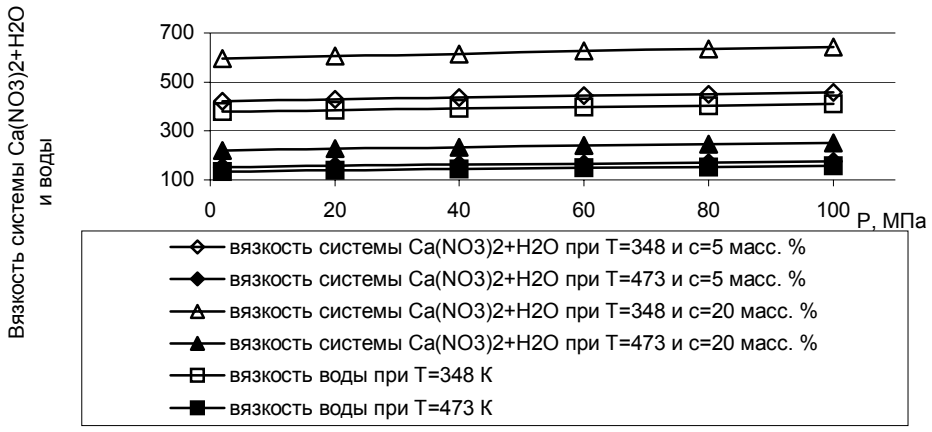


Рис.5. Изотермы вязкости системы $Ca(NO_3)_2 + H_2O$ при различных температурах, давлениях, концентрациях и H_2O при различных температурах и давлениях. Материал, который представлен в данной статье, частично опубликован в [6, 36 – 48].

Обозначения. P_1 = 1 МПа; T_1 = 1 K; $\eta(P,T,c)$ – динамическая вязкость водного раствора, мкПа · с при давлении P, МПа, температуре T, K и концентрации c, мас.%; $\eta(P_s, T, c)$ – динамическая вязкость водного раствора вблизи линии насыщения при давлении P_s (P_s – давление насыщения), температуре T и концентрации c; $\rho(P, T)$ – плотность воды при давлении P и температуре T; $\rho(P_s, T)$ – плотность воды вблизи линии насыщения при давлении P_s и температуре T; $\lambda(P_s, T, c \le 25)$ – теплопроводность водного раствора вблизи линии насыщения при давлении P_s, температуре T и концентрации $c \le 25$ мас.%; $\lambda(P_s, T)$ – теплопроводность воды вблизи линии насыщения при давлении P_s и температуре T; $\lambda(P \le 10, T)$ – теплопроводность воды при $P \le 10$ МПа и температуре T; $\eta(P \le 10, T, c \le 25)$ – вязкость водного раствора при давлении $P \le 10$ МПа, температуре T и концентрации $c \le 25$ мас.%; $\eta(P_s, T)$ – динамическая вязкость воды вблизи линии насыщения при давлении P_s и температуре T.

Литература:

1. *Международные таблицы* и уравнения для теплопроводности воды и водяного пара. Справочный материал // Теплоэнергетика. 1980. № 4. С. 70 – 74.
2. *ГСССД. Р120- 85. Вода.* Теплопроводность воды в диапазоне температур 25 – 200 0С и давлений 100 – 400 МПа. Таблицы рекомендуемых справочных данных / Госстандарт; ГСССД. М. 1987. 10 с. Деп. во ВНИИКИ 10.06.87. № 370- кк 87.
3. *Lawson A. W., Lowell R., and Jain A. L.* Thermal Conductivity of Water at High Pressures // J. Chem. Phys. 1959. V. 30. No. 3. P. 643 – 647.
4. *Bridgman P. W.* The Thermal Conductivity of Liquids under Pressure // Proc. Am. Acad. Arts. Sci. 1923. V. 59. No. 7. P. 141 – 144.
5. *Dietz F. J., de Groot J. J., and Franck E. U.* The Thermal Conductivity of Water to 250^0C and 350 MPa // Ber. Bunsenges. Phys. Chem. 1981. V. 85. No. 11. P. 1005 – 1009.
6. *Амирханов Х. И., Адамов А. П., Магомедов У. Б.* Экспериментальное исследование теплопроводности воды при температурах 30 – 200 0С и давлениях 98,2 – 686.5 МПа // В сб. Теплофизические свойства веществ и материалов / ГСССД. М.: Изд-во стандартов. 1984. Вып. 21. С.35 – 39.
7. *Григорьев Б. А., Ганиев Ю. А., Сафронов Г. А. и др.* Теплопроводность обычной и тяжелой воды и водных растворов неэлектролитов / ГСССД. М.: Изд-во стандартов. 1986. 64 с.
8. *Скелетная таблица* удельного объема и энтальпии воды и водяного пара. Справочный материал // Теплоэнергетика. 1987. № 3. С. 71 – 77.
9. *ВНИЦ МВ.* Свойства материалов и веществ. Вода и водяной пар. Таблицы

стандартных справочных данных М.: Изд-во стандартов, 1990. Вып. 1. 140 с.

10. *Абдуллаев К. М., Эльдаров В. С.* Исследование теплопроводности водных растворов $NaNO_3$, KNO_3 и $AgNO_3$ // Энергетика. 1988. № 6. С. 78 – 89.
11. *Гусейнов А. Г., Искендеров А. И, Таиров А. Д., Ахундов Р. Т., Ахундов Т. С.* Вязкость водных растворов фтористых натрия и калия // Изв. вузов. Нефть и Газ. 1990. № 11. С. 63 – 65.
12. *Валяшко В. М., Кравчук К . Г., Урусова М. А. и др.* Теплофизические свойства системы NaCl + H_2O в широком интервале параметров состояния / Обзоры по теплофизическим свойствам веществ. ТВЦ. М.: ИВТ АН СССР, 1986. № 4 (60). С. 3 – 112.
13. *Nagasaka Y., Okada H., Suzuki J., Nagashima A.* Absolute Measurements of the Thermal Conductivity of Aqueous NaCl Solutions at Pressures up to 40 MPa // Ber. Bunsenges. Phys. Chem. 1983. V. 87. No.10. P. 859 – 866.
14. *Абдуллаев К. М., Эльдаров В. С., Вахабов И. И., Зульфугаров Д. Ш.* Теплопроводность многокомпонентных водных растворов электролитов // Изв. вузов. Нефть и газ. 1992. № 3 – 4. С. 61 – 63.
15. *Riedel L.* Wärmeleitfähigkeitsmessungen an Natron- und Kalilauge verschiedener Konzentration und Temperatur // Chem. Ing. Techn. 1950. № 3. S. 54 – 56.
16. *Riedel L.* Wärmeleitfähigkeit von wäßrigen Lösungen starker Elektrolute // Chem. Ing. Techn. 1951. № 3. S. 59 – 64.
17. *Варгафтик Н. Б., Осминин Ю. П.* Теплопроводность водных растворов солей, кислот и щелочей // Теплоэнергетика. 1956. № 7. С. 11 – 16.
18. *Капустинский А. Ф., Рузавин И. И.* Теплопроводность водных растворов электролитов // **ЖФХ.** 1955. Т. 29. № 12. С. 2222 – 2229.
19. *Dawis P. S., Theeuwes F., Bearman R. J., Gordon R. P.* Non-Steady-State, Hot Wire, Thermal Conductivity Apparatus // J. Chem. Phys.1971.V.55. No.10. P. 4776 – 4783.
20. *Юсуфова В. Д., Пепинов Р. И., Николаев В. А., Гусейнов Г. М.* Теплопроводность водных растворов хлорида натрия // **ИФЖ.** 1975. Т. 29. № 4. С. 600 – 605.
21. *Эльдаров В. С.* Теплопроводность водных растворов солей // **ЖФХ.** 1980. Т. 54. № 3. С. 606 – 609.
22. *Rastorguyev Yu. L., Grigoryev B. A., Safronov G. A., Ganiyev Y. A.* Thermal Conductivity of Aqueous Solutions of Alkali Metals Halides // Proc. 10 th Intern. Conf. on the Properties of Steam. Moscow, USSR. 1984. V. 2. P. 210 – 218.
23. *Эльдаров В. С.* Теплопроводность водных растворов натриевых солей // **ЖФХ.** 1986. Т. 60. № 3. С. 603 – 605.
24. *Зайцев И. Д., Асеев Г. Г.* Физико-химические свойства бинарных и многокомпонентных растворов неорганических веществ. Спр. М.: Химия, 1988. 416 с.
25. *Сафронов Г. А., Косолап Ю. Г., Расторгуев Ю. Л.* Экспериментальное исследование коэффициента теплопроводности бинарных растворов электролитов. М.: 1990. 28 с. – Деп. ВИНИТИ 26.07.90., № 4262 –В 90.
26. *Вахабов И. И., Эльдаров В. С., Якубова И. Н.* Теплопроводность растворов системы $H_2O + MgCl_2 + MgSO_4$ при высоких давлениях // Изв. вузов. Нефть и газ. 1992. № 5. С. 51 – 53.
27. *Абдуллаев К. М., Эльдаров В. С., Вахабов И. И., Гафурова Д. С.* Теплопроводность трехкомпонентных водных растворов NaCl и $CaCl_2$ в широкой области параметров состояния // Теплоэнергетика. 1997. № 5. С. 61 – 64.
28. *Абдуллаев К .М., Эльдаров В. С., Мустафаев А. М.* Теплопроводность водных растворов системы NaCl – $CaCl_2$ // **ТВТ.** 1998. Т. 36. № 3. С.397.
29. *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.
30. *Abdulagatov I. M., Zeinalova A. A., and Azizov N. D.* Viscosity of the Aqueous $Ca(NO_3)_2$ Solutions at Temperatures from 298 to 573 K and at Pressures up to 40 MPa // J. Chem. Eng. Data. 2004. V. 49. P. 1444 – 1450.

31. *Abdulagatov I. M., Zeinalova A., 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. V. 227. P. 57 – 70.
32. *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. V.23. No.4. P. 328 – 336.
33. *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. V. 24. No.2. P. 121 – 126.
34. *Correla R. J. and Kestin.* 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. V. 25. No.3. P. 201 – 206.
35. *Correla R. J. and Kestin.* 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. V. 26. No. 1. P. 43 – 47.
36. *Амирханов Х.И., Адамов А.П., Магомедов У.Б.* Экспериментальное исследование теплопроводности простой и тяжелой воды при температурах 25-350 ^{0}C и давлениях 0.1-245.3 МН/м^2 // **ИФЖ.** 1975. Т. 29. № 5. С. 825-832.
37. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов солей при высоких параметрах состояния. В сб.: Геотермия. Геологические и теплофизические задачи. Махачкала: Изд-во Даг. НЦ РАН, 1992. С. 168 – 187.
38. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов солей при высоких параметрах состояния // **ТВТ**. 1993. Т. 31. № 5. С. 744 – 747.
39. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность бинарных и многокомпонентных водных растворов неорганических веществ // **ТВТ.** 1998. Т. 36. № 1. С. 48 – 53.
40. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность бинарных и многокомпонентных водных растворов неорганических веществ при высоких параметрах состояния // **ТВТ.** 2001. Т. 39. № 2. С. 241 – 245.
41. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов электролитов при высоких давлениях. В сб.: Геотермия. Теплофизика геотермальных систем. Махачкала: Изд-во Даг. ФАН СССР, 1989. С. 103 – 109.
42. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов электролитов. В сб.: Теплофизические свойства индивидуальных веществ и смесей. Махачкала: Изд-во Даг. ФАН СССР, 1989. С. 61 – 66.
43. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов солей при высоких давлениях, температурах и концентрациях // **ТВТ.** 1993. Т.31. № 3. С.504 – 507.
44. *Магомедов У. Б.* Теплопроводность водных растворов нитратов бария, меди и иодида натрия // **ТВТ.** 1994. Т. 32. № 5. С. 671 – 674.
45. *Abdulagatov I. M., Magomedov U. B.* Thermal Conductivity of Aqueous Solutions of NaCl and KCl at High Pressures // Inter. J. Thermophys. 1994. V.15. № 3. P. 401 –413.
46. *Abdulagatov I.M., Magomedov U.B.* Measurements of Thermal Conductivity of Aqueous LiCl and LiBr Solutions from 293 to 473 K at Pressures up to 100 MPa // Ber. Bunsenges. Phys. Chem. 1997. V. 101. № 4. P. 708 – 711.
47. *Abdulagatov I.M., Magomedov U.B.* Thermal Conductivities of Aqueous $CdCl_2$ and $CdBr_2$ Solutions from 293 K to 473 K at Pressures up to 100 MPa // J. Chem. Eng. Data. 1997. V. 42. № 6. P. 1165 – 1169.
48. *Магомедов У.Б.* Теплопроводность высокоминерализованных растворов воды при высоких давлениях и температурах // Международная конф. – «Тепловое поле Земли и методы его изучения». Москва, Россия. 2000. С. 250 – 253.

ПРОБЛЕМЫ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПРИРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ И ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА ВДОЛЬ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ

Алишаев М.Г.

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

Добыча термальной воды, равно как и добыча других природных флюидов (нефти, газа, попутной воды и т.п.), зачастую сопровождается заметным изменением температуры. Учёт температурного фактора может повлиять как на показатели разработки, так и на определение значений существенных характеристик пласта и флюидов. Ниже указываем на те проблемы, которые ещё мало изучены в научной и технической литературе.

Хорошо известны законы фильтрации в природных пластах в изотермических условиях. Они получены в лабораторных условиях и подтверждены многочисленными экспериментами. В неизотермических условиях фильтрации законы фильтрации пишут те же с учётом изменения плотности и вязкости жидкости от температуры, добавив ещё уравнение для определения температуры. Новый подход для вычисления скорости фильтрации, когда градиент давления заменяется градиентом энтропии, удобный для критических условий фазового перехода в условиях сохранения удельной энтальпии, предложен К.М. Магомедовым [1]. Обоснование законов фильтрации в неизотермических условиях продолжает оставаться ещё до конца не решенной проблемой.

Довольно много работ посвящено температурному режиму работающей скважины, есть достаточно много замеренных промысловых данных по значениям температуры вдоль ствола скважины [2-10]. Для различных условий эксплуатации получено хорошее совпадение расчётов и замеренных данных [9]. Проблемой продолжает оставаться расчет профилей температур в случае фазового перехода в стволе скважины, такие разработки автору неизвестны. Определение точки (или области) перехода воды из жидкого в парообразное состояние и влияние такого перехода на температурный режим флюида по стволу скважины остаётся нерешённой задачей. Учёт фазового перехода существенно отразится на профиле температуры и её потерях вдоль ствола. В случае нефтяных скважин, когда в колонне добывающей скважины имеется точка, в которой давление равно давлению насыщения, выделение газа из нефти и его расширение сказывается на температурном профиле. В технической литературе автору не встречалась такого рода решённая задача. Учёт постепенного выделения газа из нефти по колонне скважины и его влияния на температурный профиль и тепловые потери в горные породы для различных условий эксплуатации продолжает оставаться актуальной задачей.

Более детально, эти и другие родственные проблемы, описываются в докладе. Но конкретные решения не даются. Более того, принято довольно много упрощающих математическое описание предположений, которые, впрочем, на практике оправдываются.

Общее описание проблематики. Разработка месторождения термальных вод с целью извлечения растворенных в воде ценных компонент и получения энергии подземного тепла может проводиться в трёх и более различных режимах: упругом, естественным водонапорном и циркуляционном.

Упругий режим предполагает работу только добывающих скважин за счет упругой пластовой энергии и высокого пластового давления. Отобранные объёмы воды компенсируются снижением плотности термальной воды, сопровождаемой снижением пластового давления, причём объёмной деформации подвержена и горная порода. Для количественного описания добычных возможностей в упругом режиме вводят понятия сжимаемости флюидов и сжимаемости горной породы. В нефтяной научно-технической литературе упругий режим достаточно хорошо изучен. Однако добычные возможности даже для нефтяных месторождений, где флюид хорошо сжимаем благодаря наличию растворённого газа, оказались небольшими. В упругом режиме истощения залежи нефти можно добыть всего 14-19% запасов пластовой нефти. Для термального месторождения упругий запас ещё меньше из-за меньшей сжимаемости воды по сравнению с нефтью. В упругом режиме можно извлечь около 6-8% пластовой воды. Соответственно ценных компонент также порядка 6-8% от всех их запасов.

Водонапорный режим естественного дренирования предполагает замещение освободившегося объёма нефти законтурными водами или водами других горизонтов. Когда залежь не является изолированной, когда воды данной залежи подпираются водами вышележащих горизонтов, освободившиеся в результате добычи термальной воды объёмы компенсируются частично за счет вторжения вод других горизонтов и частично за счет расширения объёма и уменьшения плотности. Следить нужно за изменением пластового давления. Если оно сохраняется, значит, воды, вторгшиеся из других горизонтов, полностью компенсировали отборы. Если же давление в пласте снижается, то компенсация идет лишь частичная. Давление снизится и отборы упадут. В режиме естественного дренирования можно извлечь значительно большее количество воды, нежели в упругом режиме. Все зависит от того, каков будет режим дренирования и как велика законтурная зона.

Для замкнутых залежей с аномально высокими давлениями, когда связь с другими законтурными водами не имеется или затруднена, приток вод из других залежей не компенсируют отборы. И в режиме дренирования отборы также не компенсируются, если темпы разработки достаточно высоки. В таких случаях месторождение сначала разрабатывают на упругом режиме, пока можно удержать установленные проектом темпы разработки, а затем переходят на режим нагнетания холодной воды с её естественной температурой через сеть нагнетательных скважин. Такой способ разработки называют заводнением залежи. Он призван обеспечить поддержание пластового давления, достаточного для фонтанирования добывающих скважин и получения горячей воды или рассолов, содержащих ценные минеральные компоненты. При строительстве ГеоТЭС не обойтись без закачки отработанных термальных вод обратно в пласты, так как нужно поддерживать достаточно высокие темпы отборов термальной воды, а отработанную воду направить на поддержание пластового давления. Эта отработанная вода, очищенная от примесей и охладившаяся в результате снятия тепла, при обратной закачке по стволу нагнетательной скважины прогревается от контакта с окружающими горными породами и на забое имеет температуру на 15-20°С и более выше температуры на устье. Далее она же фильтруется по пласту и прогревается от горячего скелета коллектора. Вокруг забоя скважины образуется охлаждённая зона коллектора, которая становится всё больше с течением времени. Динамика роста охлаждённой призабойной зоны и определит срок работы ГеоТЕС и добычные энергетические возможности данной залежи.

Таким образом, наиболее интересными задачами для проектных расчетов по строительству гидротермальных электростанций, являются задачи расчета температуры добываемой воды за длительное время эксплуатации залежи в упругом режиме и режиме заводнения залежи с применением обратной закачки отработанных вод. В этой связи необходимо ещё уметь решать задачи прогревания закачиваемой воды по стволу скважины, динамики охлаждения призабойной зоны вокруг нагнетательной скважины, притока тепла в разрабатываемую залежь с кровли и подошвы, динамики температурного поля коллектора и горных пород, остывания добываемой воды при её подъёме по стволу добывающей скважины. На решение всех этих задач и расчётные результаты влияет большое число геологических факторов и теплофизических параметров, из которых можно учесть лишь самые существенные, ограничившись типичными ситуациями. Ниже мы сделаем ряд упрощающих изложение предположений и ограничимся наиболее распространёнными простыми случаями. Исключительно в целях упрощения изложения мы выбираем одномерные линейные постановки задач и пользуемся разными порядками масштабов вдоль скважины и поперек неё, по простиранию пласта и поперек пласта.

Прогревание воды по стволу нагнетательной скважины. Обычно принимаемые предположения следующие: 1) вводится одна общая средняя по сечению температура для воды и металлической части обсадной колонны, зависящая от глубины расположения поперечного сечения ствола и времени; 2) теплопроводность горной породы учитывается лишь в одном, поперечным стволу направлении и переносом тепла в горной породе в направлении ствола скважины пренебрегается; 3) трехмерная задача извлечения тепла нагнетаемой водой из горной породы заменяется набором плоских осесимметричных задач осреднением теплофизических параметров горной породы во всём поперечном сечении; 4) для потока тепла из горной породы к скважине принимается известное в литературе асимптотическое приближение точного решения. Оно годно для относительно больших времён и содержит логарифм отношения радиуса распространения теплового возмущения к внешнему радиусу металлической колонны.

Направим ось Oz вертикально вниз по оси скважины, обозначим удельные объёмные теплоёмкости воды и металла через $c_в$ и $c_м$, приемистость скважины через $Q_в$, значения температур на устье скважины для воды $T_у$, на нейтральном слое T_0, температуру горной породы вдали от скважины $T_г$, геотермальный градиент γ, внутренний радиус скважины через r, толщину металлической трубы δ, температуру воды в скважине через $T(z,t)$. Одна из возможных постановок задачи выглядит следующим образом

$$
\begin{aligned}
& c_* \frac{\partial T}{\partial t} + c_в Q_в \frac{\partial T}{\partial z} = -\alpha \left(T - T_г \right) \\
& c_* = \pi r^2 \cdot c_в + 2\pi r \delta \cdot c_м ; \quad T_г = T_0 + \gamma\, z \\
& T(0,t) = T_у ; \quad T(z,0) = T_г ; \quad \alpha = \frac{2\pi\lambda}{\ln\left(R(t)/r \right)}
\end{aligned}
\qquad (1)
$$

Параметр α здесь характеризует интенсивность обмена теплом между горной породой и скважиной. Положение фронта распространения возмущений температуры $R(t)$ растёт пропорционально корню квадратному из времени. Для «средних» условий горных пород за сутки фронт $R(t)$ углубляется примерно на полметра, за месяц около 3 м, за год ориентировочно на 5 метров. Из-за малой изменяемости параметра α его значение считают неизменным при решении задачи (1).

Решение задачи (1) не представляет трудностей, так как уравнение первого порядка и оно линейное. Наиболее подходящий метод – метод характеристик с представлением *T(z,t)* в виде бегущей волны или применение преобразования Лапласа. Мы ниже выпишем только одно значение температурного профиля на забое скважины при z=H для больших времен, когда профиль температуры вдоль скважины почти перестает меняться, т.е. выходит на квазистационарное решение. Это значение температуры воды при входе в пласт можно представить в удобном для расчетов безразмерном виде

$$\frac{T_{пл}-T_{вх}}{T_{пл}-T_0}=\frac{T_0-T_y}{T_{пл}-T_0}\cdot e^{-\xi}+\frac{1-e^{-\xi}}{\xi},\quad \xi=\frac{\alpha H}{c_в Q_в} \qquad (2)$$

Эта формула дает простую экспоненциальную зависимость от одного основного параметра и позволяет дать быструю оценку температуры воды на забое. Для больших значений приёмистостей $Q_в$ и небольших глубин H параметр ξ будет мал и значение входной температуры близка к устьевой. При малых приемистостях закачиваемая вода успевает прогреться почти до пластовой температуры. На рис.1 приведены значения температуры на забое для реальных условий месторождения Белый Тигр в частном случае, когда температура на устье совпадает с температурой нейтрального слоя, $T_y=T_0$. Из графиков видно, что при высоких значениях приемистости $Q_в$ =2000 м^3/сут и выше, прогрев составляет менее 15% от максимально возможного. Это означает, что при глубине нагнетания 4000 м максимально возможный прогрев составил бы 40*3=120°С, 15% составит 18°С. Если температура на устье была 25°С, на забое она составит 43°С.

Приведенная температура закачиваемой воды на забое ($T_{вх}$-T_0)/($T_{пл}$-T_0) как функция приемистости для различных абсолютных глубин залегания залежи.

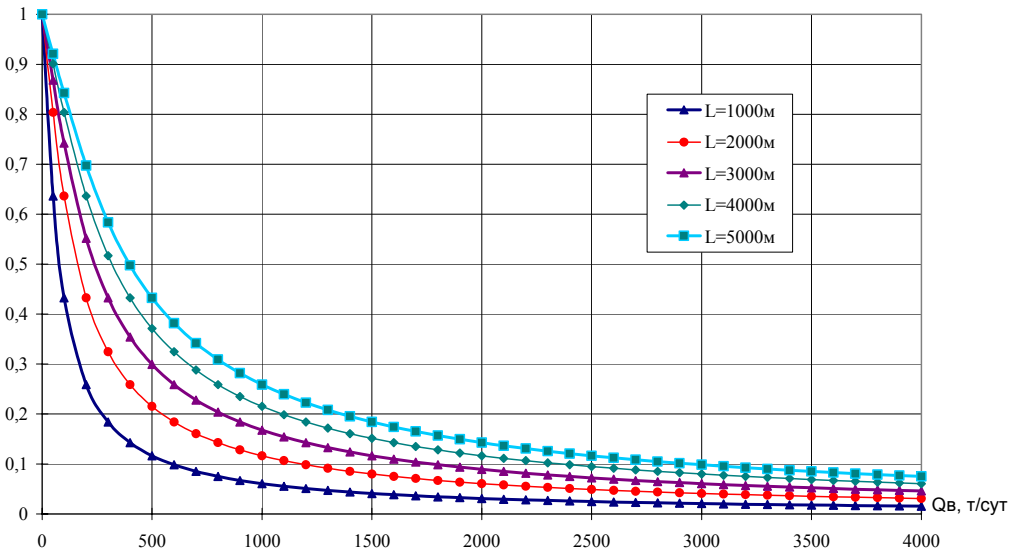


Рис.1. Рост температуры нагнетаемой воды от устья до забоя. Отбора тепла происходит из-за контакта с горной породой. Рост указан в долях от максимально возможного его значения при очень малых приемистостях.

Для сравнения ниже приведены фактические данные по замерам температур в трёх нагнетательных скважинах залежи фундамента Белого Тигра. Первый замер соответствует установившемуся режиму в течение двух-трёх суток.

Скв.914. Дата исследований 10-12/05/02; Приёмистость 1000 м^3/сут; Глубина замера 4000м; $T_{пл}$=146 ^{o}С. Интервалы между режимами 24 часа. Зависимость температуры забоя от приёмистости:

Приёмистость, м^3/сут	960	0	228	347	492	655	844
$T_{заб}$, °C	45,1	87,3	61	53,4	47,9	43,1	41,2

Скв.911. Дата исследований 11-22/06/02; Приёмистость 1000 м^3/сут; Глубина замера 4150м; $T_{пл}$=150°C. Интервалы между режимами 24 часа. Зависимость температуры забоя от приёмистости:

Приёмистость, м^3/сут	984	0	912	1193	1483	1676	1897
$T_{заб}$, °C	44,3	59,4	44,6	44,5	44,5	44,5	44,5

Скв.424. Дата исследований 06-10/09/03; Приёмистость 2000 м^3/сут; Глубина замера 3930м; $T_{пл}$=144,5°C. Интервалы между режимами 12 часов. Зависимость температуры забоя от приёмистости:

Приёмистость, м^3/сут	2004	0	1047	1523	2003
$T_{заб}$, °C	43,2	45,8	43,7	43,4	43,3

Анализ значительного числа проведённых расчётов показал, что основная вносимая погрешность обусловлена неточностями определения коэффициента теплопроводности. По глубине окружающая горная порода меняет свои свойства, осадочная толща неоднородна. На теплопроводность влияет и содержание влаги в горной породе. Среднее значение теплопроводности горных пород можно принять равным 3,5-4,0 Вт/м·°C. Что касается радиуса теплового возмущения, то при длительной работе скважины в одном и том же режиме порядка нескольких месяцев его значение берут около 5 м, если же она работает годами, то его значение может составить и 10 м. Ориентировочно, $R(t) = 2\sqrt{a^2 t}$, где a^2 есть температуропроводность горной породы, в среднем 18-20 м^2/год.

Температурный режим пласта. Отличие температуры закачиваемой воды от температуры пласта приводит к тому, что вокруг забоев нагнетательных скважин образуются охлаждённые зоны, размеры которых растут с течением времени. Профили температур по радиальным направлениям от скважин имеют монотонный характер и плавно переходят от температуры на входе в пласт до пластовой температуры. Имеются замеренные лабораторные данные, есть и промысловые наблюдения.

Для простоты и доступности изложения ниже ограничимся лишь рассмотрением одномерного линейного вытеснения холодной водой горячей пластовой воды, полагая пласт теплоизолированным. Гидродинамическую картину течения считаем известной и стационарной. Скорость фильтрации, очевидно, будет одинаковой для всех точек пласта и неизменной во времени. Таким образом, мы ограничиваемся температурным режимом набитой песком и насыщенной горячей водой теплоизолированной трубки, в которую с одного торца закачивается холодная вода. Справедливости ради отметим, что полученное решение будет применимо и для мощных пластов, когда притоком тепла с кровли и подошвы можно пренебречь. Что касается вопросов учёта теплообмена с кровлей и подошвой, то они достаточно подробно освещены в работах [****].

При моделировании процесса теплопереноса в пласте принято делать ещё ряд предположений. Это, в первую очередь, предположение о равенстве температуры жидкости и температуры скелета коллектора в данной точке. Для песчаника и других мелкомасштабных осадочных пород это предположение оправдано, но в трещинных породах с крупными размерами блоков есть резон вводить две температуры: одну для жидкости, другую для твердой породы. Второй случай мы не рассматриваем, но есть попытки его изучения в технической литературе. Выделением тепла за счет диссипации энергии пренебрегают, что

связано с малыми значениями скоростей при фильтрации в горных породах. Теплопроводностью по скелету коллектора в направлении движения и поперек нее принято пренебрегать по сравнению с конвективным переносом тепла водой или другим флюидом. Теплофизические параметры принимают не зависящими или слабо зависящими функциями от температуры и давления.

При перечисленных и некоторых других предположениях задача определения температурного режима пласта может быть математически описана, например, дифференциальным уравнениям переноса и краевыми условиями

$$c_{ïë}\frac{\partial T}{\partial t}+c_{â}u\frac{\partial T}{\partial x}=0,\quad c_{ïë}=mc_{â}+(1-m)c_{ïïð} \tag{3}$$

$$T(x,0)=T_{ïë}(x),\quad T(0,t)=T_{âõ}(t) \tag{4}$$

Решение задачи (3) с краевыми условиями (4) элементарно и представляет собой бегущую волну $T(x,t)=F(x-wt),\quad w=c_{â}u/c_{ïë}$. Значения температур несутся вдоль характеристик *x-wt=const.* Семейство характеристик определяет температурное поле на данный момент времени t_0. Если обозначить точку, в которую приходит фронт температур от забоя через $x_0=wt_0$, решение до подхода фронта при $x>x_0$ представимо в виде $T(x,t_0)=T_{ïë}(x-wt_0)$, а за фронтом тепла при $x<x_0$ уже в виде $T(x,t_0)=T_{âõ}(t_0-x/w)$.

Скорость $w=c_{â}u/c_{ïë}$ называют скоростью движения температурного фронта. Здесь u обозначает скорость фильтрации, которая значительно меньше физической скорости $u_{ôèç}$ движения жидкости в поровых каналах. Связь между ними определяется через динамическое значение пористости m, $u=m\cdot u_{ôèç}$. Подставив в формулу для скорости движения температурного фронта, получаем

$$w=\frac{mc_{â}}{c_{ïë}}u_{ôèç} \tag{5}$$

Пористость имеет в среднем значения 0,15-0,20; объёмная теплоёмкость воды имеет значение 4,2 МДж/м^3°С; объёмная теплоёмкость водонасыщенного пласта 2,9 МДж/м^3°С. Ориентировочная связь между этими скоростями w=0,25 $u_{ôèç}$. Это значит, что фронт распространения тепла примерно в 4 раза отстаёт от фронта вытеснения. Примеси, которые находятся в термальной воде, будут извлечены значительно раньше, чем пласт исчерпает свои энергетические возможности. Совмещая извлечение ценных компонент с отбором тепла, нужно иметь в виду, что первая задача кратковременна, тогда как отбор тепла продлится существенно дольше. Учет теплообмена с кровлей и подошвой еще более усугубит эту ситуацию, ибо в случае тонкого пласта основной отбор тепла будет идти с горных пород, тогда как ценные компоненты содержатся лишь в термальной воде.

В осесимметричном случае для стационарного течения задача (3-4) сохраняет свою запись с той лишь разницей, что скорость фильтрации зависит от радиальной координаты и определяется как отношение приёмистости к длине окружности $2\pi r$, где r-радиальная координата. Приведённое выше решение также сохраняет силу, если под координатой x понимать площадь, охваченную термическим воздействием.

Гораздо сложнее обстоит дело в случае вытеснения пластовой нефти водой для глубоко залегающих залежей, так как необходимым становится рассмотрение трёхфазных течений. Приходится вводить относительные фазовые проницаемости нефти, воды и свободного выделившегося из нефти газа, вводить уравнения сохранения массы каждой из фаз, решать краевую задачу для системы

уравнений с искомыми давлениями, фазовыми насыщенностями, температурой, учитывать зависимости физических параметров от температуры и давления. В области высоких температур и давлений, когда флюиды близки к своему критическому состоянию, существенное влияние оказывает сжимаемость. Здесь, скорее всего, предстоит пересмотр обычно употребляемых уравнений и переход к термодинамическим потенциалам. Эта область теории многофазной фильтрации в области критических состояний флюидов всё ещё мало изучена с точки зрения эффективности вытеснения одних флюидов другими.

Потери тепла по стволу добывающей скважины. Эти потери обусловлены тем, что окружающая скважину горная порода имеет монотонно снижающийся профиль температуры. Температура горной породы падает от пластовой температуры до температуры нейтрального слоя (около 10-15°C) вблизи устья скважины. Теплообмен с горными породами способствует тому, что температура нефти (добываемой жидкости) снижается от пластовой температуры до температуры на устье. Ниже в таблице приведены для сведения некоторые замеренные значения, которые подтверждают, что снижение температуры тем больше, чем ниже дебит жидкости. Эти данные были получены для залежи фундамента месторождения Белый Тигр в СРВ. Судя по ним температурные потери с глубин 3000 м и более составляют при больших дебитах жидкости примерно 30°C, тогда как на малых дебитах жидкости они весьма существенны. Расчет температурного профиля для добывающей скважины представляет значительные трудности по сравнению с нагнетательной скважиной по ряду обстоятельств. Во-первых, конструкция добывающей скважины может содержать колонну подъёмных труб, между колонной НКТ и обсадной колонной содержится покоящаяся нефть, вода или газ, что создаёт дополнительное сопротивление тепловым потерям. В целях сохранения тепла добываемой жидкости зазор между НКТ и обсадной колонной может быть частично заполнен сжатым газом, который имеет более низкую теплопроводность. Колонна НКТ может быть в целях той же теплоизоляции покрыта слоем малой теплопроводности. Из нефти при движении по стволу из-за снижения давления выделяется растворённый газ, пузырьки которого, расширяясь при подъеме, снижают температуру газа и температуру нефти, контактирующей с газом.

Полного описания всех деталей расчете температурного режима добывающей скважины не существует в нефтяной научно-технической литературе. Простые случаи подъема несжимаемой жидкости, слабо сжимаемой жидкости, газа, смесей и даже пены описаны. Фазовые переходы в стволе скважины почти не изучены.

Таблица. Фонтанирующие скважин залежи фундамента и их основные характеристики.

дата ввода	NN скв.	работающий интервал		дебит нефти т/сут	текущ обводн %	текущ газфакт м3/т	ГДИ скважин даты	темп устье °C	глубина замера м, абс	темп забой °C	темп пласт °C
09.88	1	3043	3103	36	0,5	370	08.11.03	38	3063	133,3	132,2
09.89	2	3193	3259	1160	0	188	03.06.04	104	3195	138,9	137,8
04.89	401	3070	3139	710	0	305	17.05.04	97	2713	134,4	132,2
09.89	402	3227	3650	890	0	198	06.06.04	98	2726	132,7	129,0
02.91	403	3145	3217	755	0	210	06.11.03	96	2705	136,1	133,3
03.93	404	3200	3485	580	0	186	23.03.04	96	3117	135,7	135,1
05.94	407	3348	3586	636	0	194	09.01.04	104	3268	137,9	136,7
05.98	409	3171	3331	664	0	200	12.06.04	95	3191	135,7	133,4
08.92	411	3375	3433	770	0	198	05.01.04	107	3286	132,9	132,4
07.00	413	3231	3388	665	0	200	19.07.03	100	3241		132

Продолжение Таблицы.

07.00	420	3239	3336	775	0	194	23.12.03	95	3232	128,7	128,3
05.00	421	3160	3453	870	0	195	04.06.04	100	3240		129,4
03.91	422	3217	3480	780	0	198	03.06.04	99	2959		127
07.96	426	3470	3714	650	0	185	03.02.04	96	3426	130	130
07.98	429	3422	3562	300	0	188	09.02.04	25	2894	59	119,9
05.97	430	3271	3369	794	0	192	18.07.03	103	3302		135
01.96	431	3462	3728	420	32	230	09.05.04	106	3511	141,1	136
04.97	438	3448	3801	830	5	194	03.09.03	102	3481		138
05.99	439	3576	4008	110	65,5	540	20.07.03	99	3584		140
08.03	440	3575	3642	350	46	240	07.05.04	100	3556	134,3	139,1
08.96	442	3446	3734	600	13	192	07.05.04	101	3471		135,0
04.98	449	3544	3733	620	0,8	165	05.06.04	90	3540		136
08.96	456	3496	3695	830	7,8	170	02.06.04	100	3497	13139	131,1
07.97	457	3421	3827	370	43	240	11.09.03	98	3441		128,5
06.98	478	3387	4462	190	0	300	09.02.04	66	3355	126,8	126,0
08.97	479	3590	4013	240	54,6	340	16.10.03	101	3624	133,9	130,1
09.00	491	3177	3398	1160	0	180	24.12.03	100	3187		128,3
12.01	556	3182	3445	837	0,3	185	23.12.03	97	3185		128,9
07.91	803	3299	3530	347	0	150	12.10.03	76	3232	123,2	
08.01	821	3704	968	125	0,6	180	22.04.04	62	3746	157,8	155,6
03.97	910	3346	3550	545	0	164	11.03.04	90	3422	140,4	140,1
03.97	918	3374	3662	570	0	160	11.09.03	90	3388	132	134
10.00	923	3301	3718	595	12,3	167	25.05.04	100	3304	142,5	140,3
12.01	1113	3322	3468	18	87,5	600	13.02.03	60	3300	121,7	
02.03	1116	3153	3229	750	0	190	18.02.03	85	3157	127,5	121,6
09.03	1117	3200	3306	500	0	172	20.09.03	70	3270	125,9	123,3
06.03	7001	3346	3465	1450	0	177	01.08.03	102	3197	132,9	129,7
11.03	7002	3281	3511	1430	0	184	06.01.04	95	3300	131,3	129,0

В простейшем случае конструкции скважины и при отсутствии свободного газа для температурного профиля нефтяной скважины описание квазистационарной задачи может быть дано в виде

$$c_{н}Q_{н}\frac{dT}{dz}=\alpha\left(T-T_{г}\right),\quad \alpha=\frac{2\pi\lambda}{\ln\left(R(t)/r\right)} \qquad (6)$$

$$T_{г}=T_{0}+\gamma z,\quad T(H,t)=T_{пл};$$

Решение этой задачи уже элементарно, профиль температуры имеет вид экспоненты. Мы его не приводим. Для точки на устье можно получить значение

$$\frac{T_{y}-T_{0}}{T_{пл}-T_{0}}=\frac{1-e^{-\xi}}{\xi},\quad \xi=\frac{\alpha H}{c_{н}Q_{н}} \qquad (7)$$

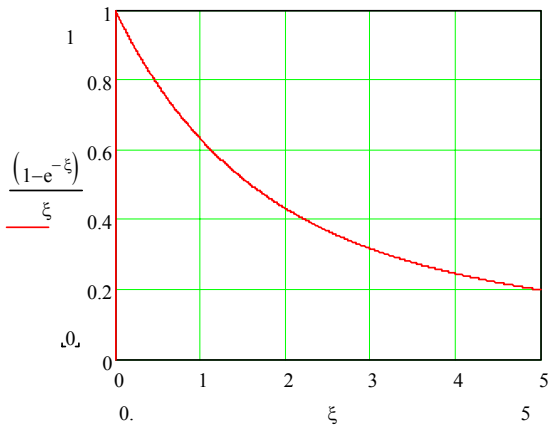


Рис.2. Доля сохраняемой температуры добываемой жидкости от максимально возможного его значения как функция параметра $\xi=\alpha H/c_{н}Q_{н}$.

Эта формула близка к (2), для случая добычи нефти параметр ξ будет иметь кратно большее значение, нежели в случае добычи воды. На рис.2 приведен график функции в зависимости от параметра ξ, который показывает сохранённого пластового тепла. При малых дебитах скважин параметр ξ будет велик и доля сохранённого тепла мала. При больших дебитах скважин параметр ξ мал и сохраняется значительная доля пластового тепла.

Довольно серьёзные споры в технической литературе имели место вокруг того, как определять параметр $\alpha(t)$, и насколько существенна его зависимость от времени. Поскольку добывающие скважины работают довольно долго, а некоторые и десятки лет, то приведённая выше таблица фактических замеров и формула (7) дают возможность сопоставить значения параметра $\alpha(t)$ для различных времён. Автор выполнил эту работу, и результаты имеют достаточно большой разброс значений α. Уменьшение параметра α во времени всё же наблюдается. Он варьирует в пределах от 6 до 15 Вт/м·°С, причём малые значения относятся преимущественно к давно работающим скважинам.

Некоторые нерешённые проблемы неизотермической фильтрации. Одной из проблем, возникающих при добыче термальной воды из глубоколежащих горизонтов, есть проблема учёта фазового перехода воды в парообразное состояние в стволе скважины при определении температурного профиля в добывающих скважинах. Эта проблема, несмотря на её простоту в плане постановки задачи, никем ещё серьёзно не рассматривалась. Автору такие попытки не известны, но скудный промысловый материал имеется. Трудности в том, что уравнение состояния для воды в переходной области из жидкости в пар пишется достаточно сложно и на такой переход тратится значительное тепло, что должно вызвать скачкообразное изменение температуры движущегося флюида. Какие либо лабораторные измерения автору также не попадались.

В качестве другой проблемы нам бы хотелось отметить, что много работ посвящено температурному режиму скважин. Однако не встречаются работы, в которых учитывается выделение газа из пластовой нефти в стволе скважины и влияния такого выделения на её температурный режим. Если устьевые давления ниже давления насыщения, а забойное давление выше давления насыщения, то в стволе скважины будем иметь точку, в которой давление равно давлению насыщения. С этой точки и выше начнётся выделение газа из нефти, причём количество выделившегося газа пропорционально разности между давлением насыщения и давлением в заданной точке скважины. Газ выделяется в виде мелких пузырьков, которые расширяются вверх и сливаются друг с другом, вплоть до образования чёточного режима движения. Обычно растворённого в нефти газа немного, где-то до 20% от общей массы. Выделяется из нефти до устья скважины её часть, которая соответствует разности между давлением насыщения и давлением на устье скважины. Из-за расширения газа происходит её адиабатическое охлаждение, которое передается и нефтяной фазе. Как такое выделение влияет на температурный профиль добывающей нефтяной скважины? Вопрос мало изученный, сложность решения в том, что физические свойства нефти меняются с выделением газа. Приходится прибегать к предположениям и упрощениям.

И, наконец, в качестве новой проблемы отметим вклад К.М. Магомедова в теорию неизотермической фильтрации вблизи критического состояния фазового перехода однородной жидкости. Он предложил другую форму записи закона Дарси. В эту форму вместо градиента давления входит градиент удельной энтропии фильтрующейся сжимаемой жидкости. Форма удобна при изучении

фильтрации вблизи критической точки фазового перехода и течений с постоянной энтальпией. Ниже приведено обоснование этого предложения на базе термодинамических связей. Здесь *T*-температура; *S*-энтропия; *h*-энтальпия; *p*-давление; ρ-плотность; *k*-проницаемость; μ-динамическая вязкость.

$$TdS = dh - \frac{dp}{\rho}, \quad h = c_p T = const$$
$$T\nabla S = -\frac{\nabla p}{\rho}, \quad u = -\frac{k}{\mu}\nabla p = \frac{k}{\mu}\rho T \nabla S \qquad (8)$$

Для внедрения в научные исследования данного подхода требуется лишь умение оперировать с понятием энтропии и овладение экспериментальными методами измерения энтропии. В законе Дарси всё привычно, экспериментальные приборы для замеров давлений всем хорошо известны и промышленностью освоены. В предложенном подходе к замеряемым величинам относятся плотность, температура и энтропия. Трудно сказать, что вместо одной величины надо замерять три, но в теоретических работах для выяснения тех или иных особенностей фильтрационных течений вблизи критической точки это может стать привычным. Не ясно, как будет обстоять дело для многофазных течений? В этом направлении много работы, причем исследования носят поисковый характер.

Литература:

1. *Магомедов К.М.* О течениях газа вблизи критической точки в капиллярах// Доклады РАН, 1995. Т. 344, №6. С. 765-769.
2. *Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. –М.: Недра, 1989. -422 с.
3. *Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В.* Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1985. 271 с.
4. *Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И.* Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. - М.: Недра, 1969. 275 с.
5. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1965. 238 с.
6. *Яковлев Б.А.* Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. - М.: Недра, 1979. 143 с.
7. *Череменский Г.А.* Геотермия. - Л.: Недра, 1972. 272 с.
8. Системы извлечения тепла земной коры и методы их расчета / *Щербань А.Н., Цирульников А.С., Мерзляков Э.И., Рыженко И.А.* – Киев, Наукова думка, 1986. -248с.
9. *Алишаев М.Г.* Тепломассоперенос в системе нагнетательная скважина – пласт - добывающая скважина. Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы. Материалы международной конференции, том 2, стр. 52-65. - ИПГДНЦ РАН, Махачкала, 2005 г
10. *Просёлков Ю.М.* Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1986. -252 с.

КОНЦЕПЦИЯ ФРАКТАЛА В ТЕОРИИ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ

Мейланов Р.П.

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

Общая тенденция развития современного естествознания заключающаяся в высокой степени интеграции различных направлений естествознания, привело к появлению нового междисциплинарного научного направления – физики открытых систем. В рамках физики открытых систем объединяются такие направление как синергетика, теория диссипативных структур, детерминированный хаос, концепция фрактала.

Понятия фрактал и фрактальная геометрия, появившиеся в конце 70-х, с середины 80-х прочно вошли в обиход математиков и программистов. Слово фрактал образовано от латинского fractus и в переводе означает *состоящий из фрагментов*. Оно было предложено Бенуа Мандельбротом в 1975 году для обозначения нерегулярных, но самоподобных структур, которыми он занимался. Рождение фрактальной геометрии принято связывать с выходом в 1977 году книги Мандельброта *`The Fractal Geometry of Nature'*.

В концепции фрактала, где на начальной стадии доминировала компьютерное моделирование, сейчас все более популярным становится математический аппарат интегродифференцирования дробного порядка. Как теперь выясняется, интерес к математическому аппарату интегродифференцирования дробного порядка инициированный в рамках концепции фрактала имеет фундаментальное значение не только для самой математики, но и для развития естественных и гуманитарных направлений. Со стремительной скоростью математический аппарат интегродифференцирования дробного порядка проникает в физику, химию, теории информацию, экономику, социологию. Интенсивно развиваются философские аспекты концепции фрактала. Настоящая работа основана на результатах работ [1-7].

1. Математически фракталы определяются как множества дробной размерности

$$D_H = \lim\left(\log N(r)/\log(1/r)\right)$$

при r стремящимся к нулю: $N(r)$ есть минимальное число шаров радиуса r покрывающих рассматриваемое множество. А. Приведем примеры известных множеств дробной размерности

Канторово (совершенное) множество. Это множество определяется как множество всех действительных чисел, которые можно выразить в виде

$$\sum_{n=1}^{\infty}\frac{a_n}{3^n} \quad \text{где } a_n = 0 \text{ или } 2$$

другими словами это множество всевозможных троичных дробей вида 0, $a_1,a_2,\ldots a_n,\ldots$ у которых $a_к$ при любом $к$ равно либо 0, либо 2, допуская при этом периоды, состоящие из нуля, двойки и их всевозможных комбинаций. Множество Кантора проще представить себе как множество точек, оставшихся в конце следующей бесконечной процедуры: берем единичный отрезок, разбиваем его на три равные части и среднюю часть выбрасываем; затем каждый из оставшихся отрезков (длиной 1/3) снова разбиваем на три части и среднюю часть выбрасываем и т.д.. Нетрудно увидеть, что сумма длин L выброшенных отрезков в точности равна единице:

$$L = \frac{1}{3} + \frac{2}{9} + \frac{4}{27} + ... = \frac{1}{3}\sum_{k=1}^{\infty}\left(\frac{2}{3}\right)^k = 1$$

Найдем D_H. Так как на n-ом шаге построения требуется 2^n отрезков длины 1/3 каждый, чтобы покрыть Канторово множество. Следовательно,

$$D_H^{KM} = \lim_{n\to\infty}\left(-\frac{\log 2^n}{\log(1/3)^n}\right) = \frac{\log 2}{\log 3} = 0.630929...$$

Для аналога Канторова множества на плоскости – ковер Серпинского – имеем

$$D_H = \frac{\log 8}{\log 3} = 1.892789...,$$

Для аналога Канторова множества на кубе – универсальная кривая Менгера – имеем

$$D_H = \frac{\log 20}{\log 3} = 2{,}2727833...$$

В качестве другого примера приведем пример кривой Коха (D_H= 1.26) на Рис.1.

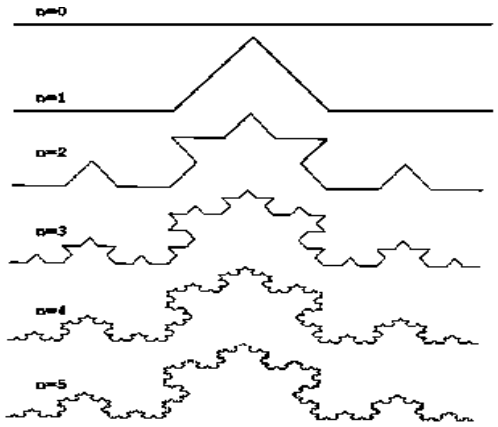


Рис.1. Кривая Коха.

2. С физической точки зрения для систем с фрактальной структурой характерны следующие особенности. Традиционный статистический подход при описании неравновесных процессов основан на существовании параметров «сокращенного описания», выделяющихся для их описания большими временными масштабами. Для того необходимо, чтобы характерные времена корреляций микроскопических переменных τ_{mic} должны быть значительно меньше характерных времен изменения макроскопических (параметров «сокращенного описания» или гидродинамических параметров) времен τ_{mac} : $\tau_{mic} << \tau_{mac}$. Именно это условия нарушается для широкого класса неупорядоченных систем, находящихся в неравновесном состоянии с реализацией процессов с коррелированной в широком диапазоне масштабов микроскопической структурой. В этом случае в системе может иметь место процессы, более быстрые чем гидродинамические, но они не успевают релаксироваться за времена порядка τ_{mic} и для таких быстрых процессов нарушается условие $\tau_{mic} << \tau_{mac}$ и имеет место условие $\tau_{mic} \approx \tau_{mac}$.Такая медленная релаксация быстрых процессов, происходящих по степенному закону $\tau^{-\alpha}$ в конечном итоге приводит к расходящимся величинам в кинетических

коэффициентах и к яркому проявлению нелинейных свойств, эффектов памяти, самоорганизации. Это вызывает к отказу от традиционных методов усреднения при статистическом рассмотрении. Приходится одновременно рассмотреть и микроскопические и макроскопические пространственно временные масштабы, что принципиально отличается от традиционного подхода вообще в теоретической физике. Все это в целом и выделяет класс фрактальных систем.

Особый интерес в концепции фракталов представляет начавшийся сравнительно недавно метод, основанный на использовании формализма дробного интегро-дифференцирования. Отметим что, несмотря на то, что математический аппарат дробных производных детально развит, его применение в естествознании задерживалось отсутствием физической интерпретации. Как оказалось использование дробной производной по времени позволяет учесть эффекты памяти. Учёт эффектов памяти для некоторой физической величины *F(t)* связанной с другой физической величиной *f(t)* означает наличие между ними связи $F(t) = \int_0^t K(t-\tau)f(\tau)d\tau$ где *K(t)* – функция памяти. Для случая Марковского процесса с полным отсутствием памяти функция *K(t)* имеет вид $K(t-\tau) = \eta\,\delta(t-\tau)$ где η - положительная константа, $\delta(t)$ – дельта функция Дирака. При наличии полной памяти имеет место соотношение $K(t) = t^{-1}\,0(t-\tau)$, где *0(t)*- единичная функция Хевисайда. Было показано, что существует промежуточный этап «частичной» эволюции системы, занимающее промежуточное положение между двумя предельными этапами эволюции полной потери о полного присутствия памяти. При «частичном» типе эволюции промежутки времени с эффектом памяти образует множество меры Хаусдорфа - Безиковича и связь величинами *F(t)* и *f(t)* дается дробным интегралом $F(t) = \frac{1}{\Gamma(\alpha)}\int_0^t \frac{f(\tau)}{(t-\tau)^{1-\alpha}}d\tau$. Эволюция системы с частичной памятью описывается дробными производными

$$\frac{\partial}{\partial t}f(t) \Rightarrow \frac{\partial^\alpha}{t_0\partial\tau^\alpha}f(\tau) = \frac{1}{\Gamma(1-\alpha)}\frac{d}{t_0 d\tau}\int_0^\tau \frac{f(\eta)}{(\xi-\eta)^\alpha}d\eta .$$

Здесь $\tau = t/t_0$ - безразмерное время, t_0 – характерное время рассматриваемого процесса, *Γ(x)* – гамма функция Эйлера. Как видно, в определении дробной производной искомая функция находится под интегралом по времени, что соответствует учету эффектов памяти, причем «мера» участия значений функции в более поздние времена определяется значением α, которая и есть фрактальная размерность системы. В случае пространственных переменных вместо эффекта памяти имеет место учет пространственных корреляций. Соответствующая дробная производная имеет аналогичный дробной производной по времени вид с заменой $t_0 \to l_0, \tau_0 \to \xi$ где l_0 – характерный пространственный масштаб, $\xi = x/l_0$.

3. Создание количественных моделей процессов тепломассопереноса в системах с фрактальной структурой требует выхода за рамки традиционного аппарата математической физики. Одним из фундаментальных уравнений лежащих в основе описания процессов переноса является Смолуховского-Эйнштейна, которое записывается для условной плотности вероятности $W(y_1t_1|y_2t_2)dy_2$ и имеет вид [17]

$$W(y_1|y_2;t+\Delta t) = \int dy_3 W(y_1|y_3;t)W(y_3|y_2;\Delta t) \qquad (1)$$

Исходя из этого уравнения нами выведено следующее обобщенное уравнение Фоккера – Планка

$$\frac{\partial^{\alpha} W(y|y_1;t)}{\partial t^{\alpha}} = -\frac{1}{\Gamma(1+\beta)}\frac{\partial^{\beta}}{\partial y^{\beta}}\left(A_{\beta}^{\alpha} W(y|y_1;t)\right) + \frac{1}{\Gamma(2+\beta)}\frac{\partial^{1+\beta}}{\partial y^{1+\beta}}\left(A_{1+\beta}^{\alpha} W(y|y_1;t)\right) \quad (2)$$

Функции $A_{n+\beta}^{\alpha}$ - представляют собой обобщенные моменты.

$$A_{n+\beta}^{\alpha}(y_2;t-t_2) = \int dy (y-y_2)^{n+\beta} W^{(\alpha)}(y_2 \mid y;t-t_2)$$

В случае $\alpha = 1$ и $\beta = 1$ уравнение (2) переходит в известное уравнение Фокера-Планка. Уравнение (2) лежит в основе создания количественных моделей тепломассопереноса в системах с фрактальной структурой.Уравнения типа (5) используются при исследовании задач тепломассопереноса.

4. Обобщенное уравнение Фоккера –Планка приводит к следующему уравнения теплопроводности

$$\frac{d^{\alpha} T(\tau,\xi)}{d\tau^{\alpha}} - a\frac{t_0}{l_0^2}\frac{d^{\beta} T(\tau,\xi)}{d\xi^{\beta}} = 0 \quad (3)$$

где $0 < \alpha \le 1, 1 < \beta \le 2$, $\tau = \frac{t}{t_0}$, $\xi = \frac{x}{l_0}$ - безразмерные время и координата, t_0, l_0 - характерные временной и масштабный параметры, $a = \lambda/(\rho \cdot c_v)$ - коэффициент температуропроводности. Нами было показано, что в стационарном случае уравнение (3) имеет решения

$$T(\xi) = A\xi^{1-\varsigma} + B\xi^{\varsigma}, 0 < \varsigma \le 1. \quad (4)$$

Таким образом, распределение температуры имеет нелинейный характер. Этот результат имеет важное значении в задачах прикладной геотермии: при анализе данных терморазведки, при определении распределения температуры в глубь Земли.

Рассмотрим нестационарное уравнение теплопроводности.

$$\frac{\partial^{\alpha} T(x,t)}{\partial \tau^{\alpha}} - \frac{T(x,0)}{\Gamma(1-\alpha)\tau^{\alpha}} - D\frac{\partial^2 T(x,t)}{\partial x^2} = 0 \quad (5)$$

Второе слагаемое в (5) по существо есть результат действия дробной производной на начальное условие. Решение уравнения (5) для неограниченной области имеет вид

$$f(x,t) = \int_{-\infty}^{\infty} dk \exp(-ikx) f(k,0) E_{\alpha,1}(-Dk^2 t^{\alpha}) \quad (6)$$

Рассмотрим случай, когда $f(x, t=0) = f_0 \delta(x)$ тогда

$$f(x,t) = f_0 \int_0^{\infty} dk \cos(kx) E_{\alpha,1}(-Dk^2 t^{\alpha}) \quad (7)$$

При $\alpha = 1$ решения (7) и имеет хорошо известный вид

$$f(x,t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi Dt}} \exp\left(-\frac{x^2}{4Dt}\right) \quad (8)$$

Однако для остальных значений $(0 < \alpha < 1)$ эти решения существенно отличаются.

В этом случае имеем следующие выражения функции Миттаг-Леффлера, например, для $\alpha = 1/2, 1/4$:

$$E_{1/2,1}(-z^{1/2}) = \exp(z)\left[1 - erf(\sqrt{z})\right]$$

$$E_{1/4,1}(-z^{1/4}) = \exp(z)\left[1 + erf(\sqrt{z}) - \frac{\gamma(1/4;z)}{\Gamma(1/4)} - \frac{\gamma(3/4;z)}{\Gamma(3/4)}\right]$$

где $\gamma(a;z)$ - неполная Гамма-функция. Характер решение (7) качественно не отличается от решения (8). На рис.1 приводится графическое изображение функции (7).

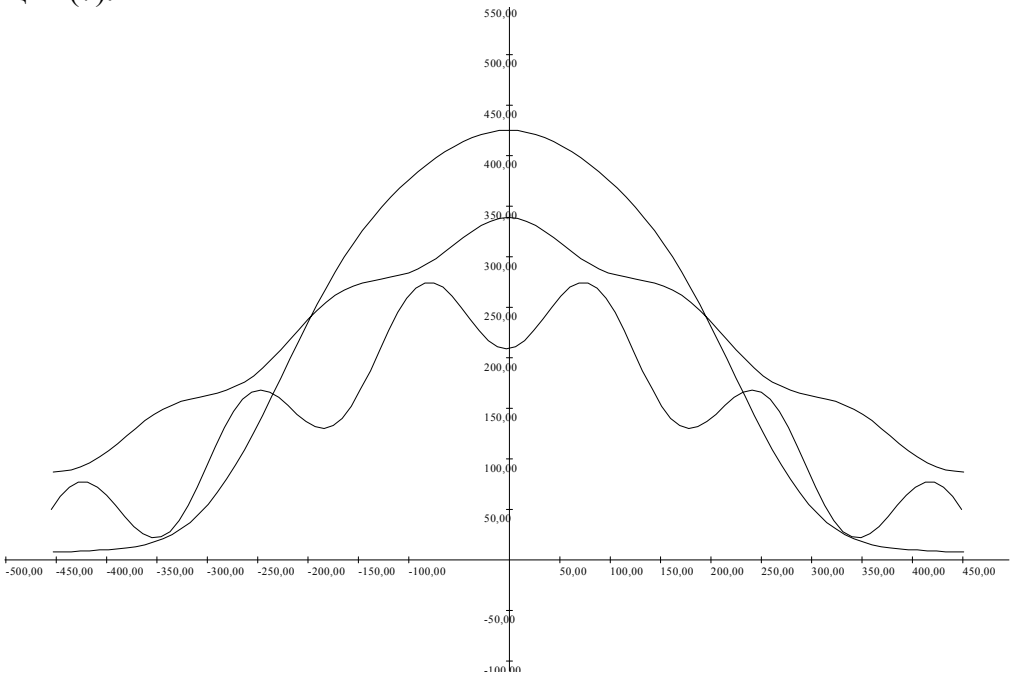


Рис.2 Графическое изображение решения уравнения (5) для различных значений показателя производной дробного порядка α .

Таким образом рассмотрение нестационарных задач приводит к принципиально новым результатам , когда в системе может образовать различные структуры теплового поля благодаря процессам самоорганизации. Такие решения, которые занимает промежуточное положение между релаксационными и волновыми решениями получены впервые.

Особый интерес представляет обработка экспериментальных данных на основе фрактального анализа развитого нами в работе [5]. Предлагаемый метод на наш взгляд приводит к более глубокому анализу экспериментальных данных геотермических исследований открывая, при этом возможности решения задачи прогноза.

Литература:

1. *Мейланов Р.П.* К теории фильтрации в пористых средах с фрактальной структурой//Письма в ЖТФ.1996.Т.22, № 23. С. 40-42.
2. *Мейланов Р.П.* Концепция фрактала в теории теплового поля Земли//Межд. Конф. «Тепловое поле Земли. Москва. 2000.
3. *Мейланов Р.П.* Обобщенные уравнения одномерной фильтрации с дифференцированиями дробного порядка. /// ИФЖ. 2001. Т.74,№ 2. С.
4. *Мейланов Р.П., Свешникова Д.А., Шабанов О.М.* Кинетка сорбции в системах с фрактальной структурой//Изв.вузов СКГ.2001. №1. С.63-66.
5. *Мейланов Р.П., Янполов М.С.* Особенности фазовой траектории «фрактального» осциллятора // Письма в ЖТФ. 2002. Т.28. № 1. С.67-73.
6. *Мейланов Р.П., Рамазанова А.Э., Шабанова М.Р.* Равновесная термодинамика систем с фрактальной структурой.XIV Межд.конф. по хим. Термод. С.Петербург. 2002.
7. *Мейланов Р.П., Назаралиев М.А., Бейболаев В.Д., Шабанова М.Р.* Уравнения параболического типа с дифференцированием дробного порядка // Вестник ДНЦ РАН.2006, №26.С. 11-15.

К ТЕОРИИ КОНВЕКЦИИ ЖИДКОСТИ И О ЕЕ ПРИЛОЖЕНИИ В ГЕОТЕРМИИ И ГЕОФИЗИКЕ

Рамазанов М.М.

Институt проблем еотермии ДНЦ РАН;
Махачкала, Россия; 367030, пр.И.Шамиля, 39а

Один из самых распространенных механизмов движения жидкостей и газов в естественных природных условиях обусловлен аэро- или гидростатической подъемной силой. Такие движения называются естественной или свободной конвекцией. Естественная конвекция имеет место при подогреве воды в бытовых условиях, при разных технологических процессах, при циркуляции воздуха в помещениях и атмосфере Земли. Она имеет место при разномасштабной циркуляции воды в озерах и океанах, предполагается ее наличие в недрах Земли и других планет. Этот механизм движения жидкости и газов упоминается еще в трудах Эйлера, однако целенаправленное его изучение связывают с экспериментами Бенара и теоретическими исследованиями Рэлея [1].

Далее под жидкостью будем понимать и газы. Естественная конвекция жидкости возникает в поле тяжести из-за неоднородности плотности. Неоднородность плотности может быть вызвана неоднородностью температуры, концентрации химических компонент или давления. Структуры движений, возникающих при естественной конвекции, очень многообразны. Это связано с влияние разных физико-химических факторов, геометрии области, типом граничных условий и т. д. Почти все такие движения имеют общие черты, и они сильно отличаются от вынужденных течений, например, вызванных воздействием насосов. Характерным отличием является то, что заранее неизвестно о структуре возникающего течения. Поле течения и температуры тесно связаны, и их необходимо рассматривать совместно. Все эти течения подразделяют на внутренние и внешние. Не полностью ограниченные внутренние течения, например, в емкости с отверстиями называются частично замкнутыми течениями. Примером внешнего течения является течение в газе типа плоского факела над длинной горизонтальной проволокой, через которую пропускают электрический ток.

Важное научное и практическое значение имеют исследования по естественной конвекции в насыщенных жидкостью пористых средах. С проблемами естественной конвекции в пористых средах приходится сталкиваться в различных областях естественных наук, а так же во многих отраслях техники. К ним относится геофизика, механика грунтов, реология, литейное дело, керамическое и бумажное производство, текстильная промышленность, производство изоляционных материалов и т. д. В связи с обширностью и важностью указанных приложений в последние десятилетия опубликовано очень много работ в данной области [2].

Огромное значение теория естественной конвекции имеет для геофизики и в частности для геотермии [3]. В настоящее время общепринято, что основным механизмом движения литосферных плит, и в частности континентов является конвекция в мантии Земли. Активно разрабатывается гипотеза о том, что одним из механизмов концентрации и формирования углеводородных и рудных месторождений. Большую роль естественная конвекция играет при формировании геотермальных месторождений конвекционного типа, как правило,

приуроченных к областям аномально высоких тепловых потоков и пород с развитой системой трещин и разломов.

В настоящей работе дается краткий обзор небольшого числа результатов по естественной конвекции и их приложению в геофизике и геотермии. Пункты (1-4) почти дословно взяты из работы [3], пункт 5 написан используя разные источники, в пункте 6 приведены некоторые результаты полученные автором.

Одной из простейших и наиболее изученных задач конвекции является задача об условиях возникновения и развития конвективных движений в плоско-параллельном зазоре, когда на границах фиксированы постоянные температуры и сила тяжести направлена перпендикулярно ограничивающий зазор плоскостям. Результаты исследования этой задачи позволяют проследить все основные особенности и свойства конвективных движений. В частности именно эта задача часто является тестовой и используется для оценки влияния на конвективные движения фазовых переходов, химических реакций и т.д.

Механическое равновесие в рассматриваемой задаче, как хорошо известно, возможно при условии постоянного вертикального градиента температуры. Если подогрев осуществляется снизу, при достижении градиентом температуры определенного критического значения, равновесие становится неустойчивым и развивается конвекция. Условие возникновения конвекции определяется критическим числом Рэлея

$Ra = \dfrac{\alpha g d^3 \Delta T}{\nu\chi}$, где α-коэффициент теплового расширения, d-толщина зазора, ΔT-разность граничных температур, ν-кинематическая вязкость, χ - температуропроводность жидкости. Для случая, когда обе границы твердые критическое число Рэлея равно 1708.

Вычисление критических значений числа Рэлея, при которых происходит потеря устойчивости механического равновесия, является предметом линейной теории устойчивости. Вариации физических свойств жидкости и условий на границах (зависимость вязкости от температуры, наличие окружающего массива конечной теплопроводности, деформируемой свободной границы и т.д.) в общем случае приводят к уменьшению критического числа Рэлея, поскольку увеличивает возможность развития возмущений по сравнению с исходным рассматриваемым случаем.

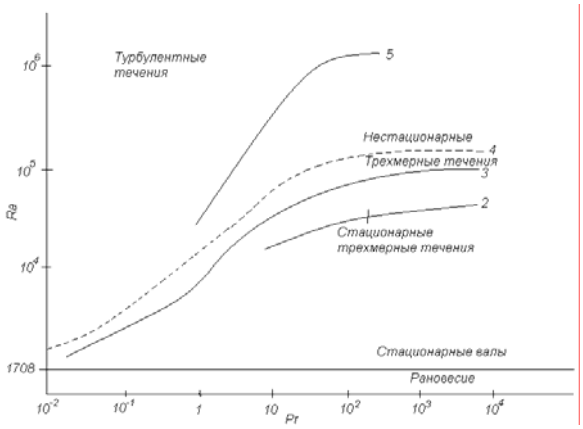


Рис.1.

Линейная теория позволяет предсказать критическое значение числа Рэлея и форму наиболее «опасных» возмущений, но не амплитуду и структуру возникающих течений. Эти параметры определяются с учетом нелинейных эффектов.

Приведем основные результаты по экспериментальному изучению рассматриваемой задачи, которые удовлетворительно подтверждаются теоретическими исследованиями [3]. Эти результаты иллюстрирует рис.1.
Из рис.1 следует, что областям ограниченных значений числа Рэлея и больших чисел Прандтля ($\mathrm{Pr} = \nu / \chi$), характерных для мантии Земли, в основном отвечают либо режимы типа валов, либо нестационарные трехмерные движения. При достаточно малых числах Прандтля происходит переход сразу от режима течения типа двухмерных стационарных валов к нестационарному режиму конвекции. Предполагается, что такие значения параметров конвекции соответствуют условиям современного ядра Земли. При этом отмечается, что следует учитывать факт стабилизирующего влияния магнитного поля на движение проводящей жидкости.

Результаты анализа данной задачи с качественной стороны хорошо иллюстрируют основные свойства конвективных движений. Вместе с тем в реальных условиях конвективные движения всегда происходят при различных отклонениях от условий рассматриваемой задачи. Рассмотрим влияние некоторых факторов, вносящих определенные изменения в указанную выше картину и представляющую интерес для геофизических приложений.

1. Отклонения от условий равновесия. Как уже отмечалось, при равномерном нагреве равновесие жидкости в плоско параллельном зазоре возможно только при условии того, что градиент температуры в зазоре вертикален и постоянен по величине. В более общем случае, когда из-за неравномерности нагрева, условия равновесия нарушаются картина развития и перестройки конвективных движений изменяется по сравнению с исходной задачей. Рассмотрим один из простейших типов нарушения условий равновесия. А именно нестрогая вертикальность вектора теплового потока, так что в слое появляется горизонтальная составляющая теплового потока. Рис.2 иллюстрирует зависимость амплитуды движения от числа Рэлея при малых горизонтальных градиентах температуры, т.е. в условиях, когда угол между направлением теплового потока и вертикалью мал. Конвективные движения в этом случае возникают при любых числах Рэлея, но амплитуда их резко возрастает при переходе через критическое значение (для исходной задачи). Помимо легко возбуждаемых движений, с нормальным направлением циркуляции жидкости (кривая 1), возможны жестко возбуждаемые движения с аномальным направлением циркуляции. Причем, ветвь 2 соответствует неустойчивым движениям, а ветвь 3 - устойчивым.

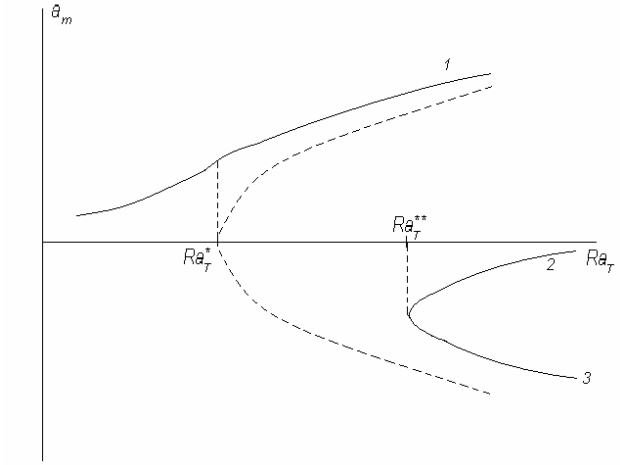


Рис.2.

2. Неньютоновские реологические свойства. Ньютоновская реология предполагает линейную связь между тензорами скоростей деформации и вязких напряжений. Исследования показали, что нелинейно-вязкие свойства жидкости приводят к условиям жесткого возбуждения конвекции при условиях близких к критическим. При больших числах Рэлея нелинейно-вязкие свойства среды несущественны. Учет вязко-упругих свойств среды приводит к появлению нового типа неустойчивости - колебательной неустойчивости. Однако, если отношение времени релаксации напряжений ко времени тепловой релаксации слоя является малым, упругие свойства практически не сказываются на условиях возникновения конвекции.

Для вещества мантии Земли характерны большие значения чисел Прандтля. Поэтому, предполагается, что нелинейность свойств вещества планеты не будет играть определяющей роли, и общая закономерность смены режимов конвективных движений будет сохраняться.

3. Бинарная смесь. С физической точки зрения отличие от химически однородной системы обусловлены появлением дополнительной причины плотностной неоднородности смеси, обусловленной концентрационной неоднородностью. Одновременно начинают действовать два диссипативных механизма: теплопроводность и диффузия. Все это приводит к появлению качественно новых эффектов: равновесие смеси может оказаться неустойчивым относительно колебательных возмущений; неустойчивыми могут оказаться состояния равновесия, при которых смесь внизу является более плотной, картина сильно осложняется перекрестными кинетическими процессами. Численный анализ конечно амплитудных движений в данной системе в случае колебательного режима развития неустойчивости показал тенденцию к образованию нейтрально стратифицированных областей и пограничных слоев около границ системы. Образование слоистых структур в бинарных растворах для условий, когда внизу расположена более тяжелая и более нагретая смесь, хорошо подтверждается экспериментальными исследованиями.

4. Влияние химической реакции. Возможность протекания химических реакций и связанные с ними возмущения условий равновесия приводят к дополнительным усложнениям общей картины конвективных движений. Понимание последствий их действия имеет важное значение для анализа тепловой и химической эволюции нашей планеты. С физической точки зрения влияние химических превращений проявляется в создании неустойчивой плотностной стратификации из-за теплового эффекта реакции и образования ее продуктов, отличающихся по своей плотности от исходных реагентов. Важным обстоятельством является то, что в процессе протекания реакции интенсивность источника тепла и количество участвующих в ней веществ меняются со временем. Поэтому сама реакция и возникающий режим конвекции не во всех случаях выходят на стационарный режим. При интенсивном саморазогреве среды в ходе химической реакции могут создастся условия, когда конвекция не успевает развиться и происходит тепловой взрыв. Таким образом, основные выводы, которые позволяет сделать изложенная картина взаимодействия конвективных движений с химическими реакциями, если иметь ввиду геофизические приложения и в частности эволюцию ее внутреннего состава, указывают на существенную нестационарность рассматриваемых процессов. При этом очень важным выводом является необходимость учета теплового взрыва. При высоком тепловыделении конвективные движения в реакционном объеме не успевают развиться или оказываются замороженными после того, как в объеме вспыхивает

реакция. При ограниченности запаса реагирующего вещества такая вспышка имеет конечную продолжительность, и процесс конвективного перевешивания как бы оказывается прерванным катаклизмом. Если в смеси может идти несколько последовательных реакций, то каждая из них будет приводить к аналогичному катаклизму, к достаточно интенсивному повышению скорости конвективных движений в период предшествующий и непосредственно следующий за катаклизмом. Учет взаимодействия конвекции с химическими реакциями имеет важное значение для понимания особенностей геохимических аспектов эволюции планеты.

5. Мантийная конвекция. Примерно ко второй половине прошлого века геологами и геофизиками бала достаточно хорошо разработана так называемая теория литосферных плит. Согласно этой теории верхняя часть Земли разделяется на плиты, разделенные трансформными разломами, срединно-океаническими и континентальными рифтами, глубоководными желобами. В областях рифтов происходит рождение или наращивание плит, а в районах глубоководных желобов происходит их погружение в мантию. Не вдаваясь в дальнейшие подробности, отметим, что эта теория во многом оставалась кинематической. Таким образом, необходимо было определить причины движения литосферных плит и образования соответствующих геологических структур. В качестве такой причины была выдвинута гипотеза о естественной конвекции в мантии. Следует отметить, что теория тектоники плит зарождалась поэтапно и уже в 1929 году еще до ее становления, английский ученый Артур Холмс выдвинул гипотизу о мантийной конвекции, но ее тогда не приняли всерьез.

В настоящее время большинство ученых признают, что механизмом движений литосферных плит является мантийная конвекция. Однако, здесь все было не так гладко. В качестве модели конвекции в мантии использовалась модель конвекции в прямоугольной области. Эта модель правильно описывала скорость движения литосферных плит. Но оставалось много неясных вопросов. Например, известно, что характерный горизонтальный размер конвективных ячеек примерно равен толщине слоя жидкости. В то время, как толщина верхней мантии, по меньшей мере, в несколько раз меньше характерных размеров литосферных плит. Для устранения этого противоречия использовались разные идеи. Основная идея заключалась в том, что необходимо рассматривать конвекцию во всей мантии. Но тогда возникала другая трудность. По сейсмическим данным известно, что на глубине 700-1000 км имеется граница фазового перехода. И до сих пор идут споры о том, может ли конвекция преодолеть этот барьер. Большинство склоняется к тому, что может и вопрос лишь в том, что измениться структура и характер конвективных течений.

Другая очень важная проблема заключалась в том, чтобы объяснить существование цепи подводных вулканов, вулканических островов с перемещением очагов выделения магмы. Это привело к понятию горячих точек, линий, понятию мантийного плюмажа. Большинство исследователей относят понятие плюмаж к узким потокам поднимающегося и опускающегося вещества. Под горячими пятнами обычно понимают куполообразную структуру выхода базальтовых магм, которые не связаны с границами плит. Диаметр этих структур может достигать 200 км.

Таким образом, возникла проблема: возможно ли в рамках тепловой конвекции, на фоне ячеистых течений, получить узкие всплывающиеся структуры? Отметим, что ответ, в общем, оказался положительным. При достаточно большой интенсивности структура конвекции в мантии

квазипериодически меняется. На дне мантии самопроизвольно возникают горячие восходящие струи, которые проникают в верхнюю мантию.

Относительно недавно в течение последних 10-15 лет интересные результаты были получены Трубициным с соавторами [4]. Оказалось, что если рассмотреть конвекцию в слое жидкости, на поверхности которой плавают несколько твердых пластин с относительно малой теплопроводностью, то плюмы образуются и при ламинарной конвекции. При этом такая простая модель объясняет многие факты, например: причины образования и распада суперконтинета и т.д. Им впервые была выявлена роль континентов в глобальной геодинамике и предложены основы новой тектонической теории- тектоники плавающих континентов.

6. К теории конвекции жидкости в пористой среде.

6.1 Наклонный подогрев. Вернемся к рис.2, где приводится зависимость амплитуды конвективных движений от числа Рэлея при малых отклонениях градиента температуры от вертикали. Как отмечалось выше, кривая 1 соответствует нормальному направлению циркуляции жидкости, а кривые 2 и 3 - аномальному. В [5] рассмотрена аналогичная задача для тонкого пористого кольца, окруженного непроницаемой теплопроводной средой. На бесконечности задан термический градиент, отклоненный от вертикали на произвольный угол α.

Соответствующая кривая в указанной задаче не отличается от показанной на рис.2, однако рост угла α приводит к некоторым качественным изменениям. А именно, когда α не мало, но меньше некоторого критического угла $\alpha_{кр}$ при достаточно больших числах Рэлея ветвь 3 теряет устойчивость и стационарный режим конвекции в аномальном направлении невозможен. При $\alpha_{кр} < \alpha < \pi/2$ ветвь 3 неустойчива при любых числах Рэлея. При $\alpha \geq \pi/2$, как уже отмечалось, существует одна устойчивая ветвь – 1.

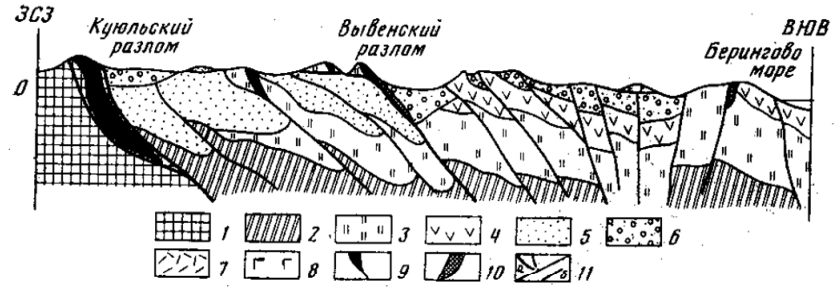


Рис.3. Сводный разрез южной части Корякского нагорья. 11. Разломы : а – по границам складчатых систем; б- прочие.

6.2 Система замкнутых пористых контуров в теплопроводном полупространстве. Из рис.3, взятого из работы Алексеева, видно, что система разломов верхнем слоем коры может образовывать некоторую сеть. Сюда напрашивается простейшая модель конвекции в системе замкнутых контуров окруженных непроницаемыми или слабопроницаемыми породами. В [6] был рассмотрен один круговой контур в теплопроводной плоскости. Были выведены условия, при которых задачу можно рассматривать в гидравлическом приближении. В этом приближении найдено точное решение нелинейной стационарной задачи. Была рассмотрена также модель с периодической по горизонтали системой эллиптических контуров. Численно найдены характеристики конвекции (число Нуссельта, скорость циркуляции жидкости,

оптимальный размер контуров и т.д.). Результаты хорошо согласуются с имеющимися экспериментальными и теоретическими данными. Такая постановка задачи является новой и с точки зрения механики и с точки зрения геотермии. Ранее обычно рассматривалась задача с постоянной эффективной проницаемостью.

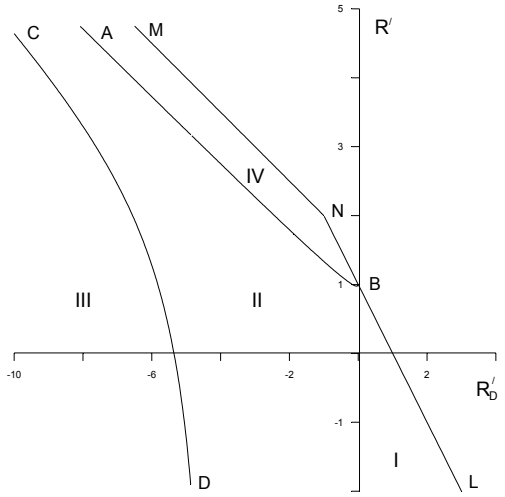


Рис.4.

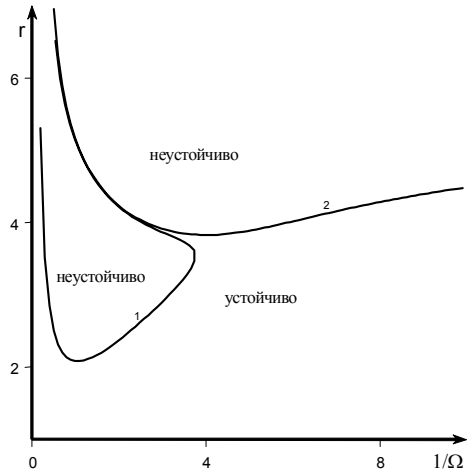


Рис.5.

6.3 Конвективная устойчивость бинарной смеси в пористом горизонтальном слое при модуляции параметров. В [7-8] впервые была рассмотрена задача об устойчивости смеси, когда разность температур или концентраций на границах меняются по ступенчатому и синусу и дальному законам. Было изучено влияние термоконцентрационного скин-слоя. На рис.4 показана карта устойчивости на плоскости концентрационного и теплового чисел Рэлея. Показано, что выше волны…..смесь неустойчива независимо от наличия или отсутствия модуляции. Ниже этой ломанной при отсутствии модуляции смесь устойчива. При наличии модуляции каждой частоте соответствует амплитуда модуляции градиента температуры над которой возникает конвекция. При этом указанная область разбивается на подобласти которым соответствуют разные типы течений. Возможны течение целого и полуцелого типов, знакопостоянный когда циркуляция происходит в одну сторону и знакопеременные. На рис.5 приведена нейтральная кривая на плоскости частота-амплитуда модуляции для чистой жидкости. При больших частотах возникают целые знакопостоянные течения, а при малых направление циркуляции меняется и течение полуцелое.

Интересно отметить, что при больших частотах с ростом амплитуды после потери устойчивости имеется узкая полоса, где смесь вновь приходит в устойчивое положение. Для смеси картина существенно богаче.

Один из выводов который следует из данной задачи, гласит, что наличие или отсутствие естественной конвекции той или иной области земной коры, зависит не только от наблюдаемого значения градиента температуры, но и его значение порядка 100 тысяч лет назад. Другой вывод: при расчете теплоизоляции пористыми материалами, при нестационарных граничных условиях нельзя использовать результаты стационарной задачи для средних по времени перепадов температуры.

Литература:

1. *Гершуни Г.З., Жуковицкий Е.М.* Конвективная устойчивость несжимаемой жидкости. М.: Наука, 1972. 392 с.
2. *Гебхарт Б., Джалурия И., Махаджан Р., Саммакия Б.* Свободноконвективные течения, тепло- и массообмен. Т 2. М.:Мир, 1991. 528 с.
3. *Мясников В.П., Фадеев В.Е.* Модели эволюции Земли и планет земной группы. 1980, ВИНИТИ. Сер. Физ. Земли, том №5. 231с.
4. *Трубицын В.П.* Основы тектоники плавающих континентов // Физика Земли. 2000. №9. С. 4-40.
5. *Рамазанов М.М.* Конвекция жидкости в тонком пористом кольце эллиптической формы при наклонном подогреве // Изв. РАН. МЖГ. 2000. №6. С.134-141.
6. Свободная конвекция жидкости в замкнутом контуре в теплопроводном полупространстве // Изв. РАН. МЖГ. 2005. №4. С.127-137.
7. *Рамазанов М.М.* Устойчивость бинарной смеси в пористом слое при модуляции параметров // Изв. РАН. МЖГ. 1999. № 5. С. 118-125.
8. *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

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ИССЛЕДОВАНИИ И АНАЛИЗЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ

Джаватов Д.К.

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

Процессы, происходящие в геотермальных системах (одиночная скважина, ГЦС, многозабойная скважина и т.д.), столь разнообразны и подвержены влиянию стольких факторов, что их учет, а тем более управление ими при их эксплуатации становится весьма сложной проблемой. Это объясняется, как сложностью взаимодействия системы скважины – пласт и технологических процессов эксплуатации соответствующих систем. Подробное математическое описание и изучение этих процессов из-за влияния множества постоянных, переменных и случайных факторов и отсутствия необходимой начальной информации не всегда представляется возможным. Поэтому необходимо привлекать к рассмотрению процессов эксплуатации и управления различными геотермальными системами современные методы анализа сложных систем.

В последнее время для этих целей широко используются принципы математического моделирования.

Использование методов математического моделирования позволяет получить качественную и количественную оценку динамики показателей геотермальных систем. Для определения наиболее эффективных оценок параметров моделируемого объекта необходимо использование методов оптимизации.

Теория освоения геотермальных ресурсов до недавнего времени развивалась в основном по пути создания методов, которые позволяли определять технико-экономические показатели разработки месторождений термальных вод.

В последние годы формируется теория анализа освоения месторождений термальных вод. В отличие от предыдущих этапов развития теории проектирования и разработки геотермальных месторождений актуальной становится проблема не только определения искомых показателей, но и определение их оптимальных значений.

Для принятия эффективных управленческих решений в различных геотермальных системах необходимо иметь надежные методы, позволяющие осуществить выбор наилучшего варианта их эксплуатации. В основу таких методов лежат оптимизационные методы, ориентированные на нахождение и идентификацию наилучших вариантов из множества альтернатив и позволяющих избежать полного перебора и оценивания возможных вариантов.

Такие методы позволяют повысить качество функционирования рассматриваемых систем и их эффективность.

Рассмотрим некоторые постановки различных оптимизационных задач для геотермальных систем.

1. Задача оптимального управления для термодинамической модели ГЦС. В процессе эксплуатации ГЦС возникает проблема выбора оптимального режима изменения расхода $Q(t)$ на длительный период времени, с условием получения максимума тепловой энергии. В качестве управляющей переменной, от

которой зависит изменение Q, может выступать переменная ΔP_H с естественными ограничениями технического характера:

$$0 \le \Delta P_H \le \Delta P_{\max}. \qquad (1)$$

На температуру T_1 также может быть наложено ограничение: $T_{\min} \le T_1$, где $T_{\min}$ - температура, которая зависит от вторичного цикла или системы охлаждения.

Критерий оптимальности – максимум тепловой энергии имеет вид:

$$E_n = \int_0^{\tau} \left[\Delta P_H{}^2 X_1(R) + \Delta P_H X_2(R) + X_3(R)\right] dt, \to \max, \qquad (2)$$

$$X_1(R) = \phi\left[X_0(R) - 1\right], \qquad X_2(R) = \phi\left[z_0 - 2m_0 X_0(R) - m_0\right],$$

где: $$X_3(R) = \phi m_0\left[z_0 + m_0 X_0(R)\right], \qquad X_0(R) = \phi(\alpha T - 1)\left[K_0 + K_3(\ln\frac{R^2}{a^2} + \frac{2R^2}{a^2})\right],$$

$$z_0 = \rho C_P \Delta T,$$

$$K_i = \frac{4\pi b k_i}{\mu_i}, \qquad i = 1,2,\ m_0 = gL(\rho_1 - \rho_2), \qquad \phi(t) = \frac{1}{\varphi(t) + \xi}.$$

$$\varphi(t) = 2(\frac{1}{K_1} + \frac{1}{K_2})\left\{E_i(-\frac{r_0^2}{4\chi t}) - E_i(-\frac{a^2}{4\chi t})\right\}, \quad E_i(x) \text{ - интегральная экспоненциальная}$$

функция, ΔP_H – перепад давления, который необходимо обеспечить между добычной и нагнетательной скважинами, k - проницаемость, μ - вязкость, $\Delta T = T_1 - T_2$ разность температур в добычной и нагнетательной скважинах, ρ - плотность, b – мощность пласта , $R(t)$ – положение «теплового фронта», a – расстояние между нагнетательной и добычной скважинами, L - длина скважины, $\xi = \sum \xi_i = \lambda\rho \frac{2L + a}{4\pi^2 r_0^5}$.

Скорость движения «температурного фронта» зависит от темпов эксплуатации ГЦС, то есть, от дебита Q или же от перепада давления ΔP_H.

В качестве переменной управления можно рассматривать ΔP_H, как показатель, которым легко управлять на практике. Но если в качестве управления рассматривать непосредственно ΔP_H, то получится, что эта переменная изменяется скачкообразно, а это на практике не совсем приемлемо.

Поэтому необходимо рассматривать такие постановки оптимизационных задач, в которых ΔP_H уже не является «безинерционным» управлением. В частности, будем полагать, что ΔP_H может нарастать с максимальной скоростью w_2 и уменьшаться с максимальной скоростью w_1.

Таким образом, дифференциальные связи, описывающие технологический процесс эксплуатации ГЦС задается системой:

$$\begin{cases} \dfrac{d\Delta P_H}{dt} = w(t) \\ \dfrac{dR}{dt} = \dfrac{\Delta P_H + m_0}{R}\phi_0, \end{cases} \quad \text{где} \quad \phi_0 = s_0\phi > 0, \qquad (3)$$

Также задаются:

- начальные значения $R(0) = r_0, \qquad \Delta P_H(0) = \Delta P_{HO},$
- ограничения на управление $w_1 \le w \le w_2, \quad w_1 < 0, \qquad w_2 > 0,$

- ограничение на правый конец $R(\tau) \le a$.

В результате решения поставленной задачи получена следующая функция оптимального управления:

$$w_{opt}(t) = \begin{cases} w_1 \quad или \quad w_2, t \in [0, t_0[\\ 0, t \in [t_0, t_1] \\ w_1, t \in]t_1, \tau] \end{cases}$$

Проведенные расчеты показали, что эффект от оптимизации составляет 20 - 30 %.

2. Модель комбинированной системы геотермального теплоснабжения (СГТ). В качестве критерия эффективности работы комбинированной системы примем минимум приведенных затрат:

$$I = \int_0^{\tau} \left(p_1 k_1 + (p_2 - p_1) \left[2t_0 k_2 \overline{W} + \frac{(t_* - 2t_0)\overline{W}^2}{S} \right] + \frac{p_3 \upsilon}{S} \right) e^{-\delta t} dt , \qquad (4)$$

где $p_1(t)$, $p_2(t)$ - стоимостные оценки единиц тепловой энергии термальной воды и пикового отопителя в t-м году, p_3 - стоимость наращивания единицы мощности пикового отопителя, t_0 - время окончания пиковых нагрузок на комбинированную систему, t_* - момент отключения отопления, S - общий объем помещения, k_1, k_2 - постоянные величины.

Предполагаем, что мощность отопителя наращивается со скоростью υ:

$$\frac{d\overline{W}}{dt} = \upsilon(t) \qquad (5)$$

Уравнение изменения температуры теплоносителя имеет вид:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{(\overline{W}^2(t)(t_* - 2t_0) + 2t_0 k_2 S \cdot \overline{W}(t) - k_1 \cdot S}{V_k C \rho} \qquad (6)$$

Задаются начальные условия

$T_0 = T(0) > 0, \qquad W_0 = \overline{W}(0) = \overline{W}_0 > 0,$

и условие на правый конец $T(\tau) = T_k$, где $T_k > T_3$

Оптимальное управление в этом случае имеет вид:

$$\upsilon_{опт}(t) = \begin{cases} 0 \quad или \quad \overline{\upsilon}, \quad t \in [0, t_1[, \\ \upsilon^*(t), \ t \in [t_1, t_2] \\ 0, \quad t \in]t_2, \tau] \end{cases}$$

Оптимизация комбинированной системы повышает ее эффективность 30-35%.

3. Модель оптимального управления для геотермального месторождения (ГМ). Получена следующая задача оптимального управления для разрабатываемого ГМ:

$$\int_0^{\tau} \{\beta N(W - C\rho q \cdot T_3) - (1-\beta) N k^* q_н^2\} dt \to \max \qquad (7)$$

$$\begin{cases} \dfrac{dW}{dt} = -C_0[\beta NW - C\rho(1-\beta)Nq_н \cdot T_3] \\ \dfrac{dN}{dt} = n \\ \dfrac{dq}{dt} = -C_0 N(q\beta - (1-\beta)q_н) \end{cases} \qquad (8)$$

где C, ρ - теплоемкость, плотность термальной воды, T_3 - температура

закачиваемой ТВ, *W(t)* - количество тепла, получаемое в единицу времени эксплуатацией одной скважины в момент времени *t,* N – количество скважин на месторождении, $C_0 = q_0 / V_0$, K - коэффициент гидропроводности, β - доля фонда нагнетательных скважин, используемых как добывающие.

Здесь $k^* = \frac{2}{\rho^2 K} \ln \frac{a^2}{r_0^2}$, где a - расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, r_0 - радиус скважины.

с начальными данными $q_0 > 0$, $N_0 \geq 0$, $W_0 \geq 0$.

ограничениями на управления

$$\begin{cases} 0 \leq \beta \leq 1 \\ 0 \leq n \leq \bar{n}\ (t) \\ n \cdot c \leq K_0\ (t) \end{cases}$$

где $K_0\ (t)$ капиталовложения, выделяемые в единицу времени, C - стоимость бурения и обустройства одной скважины.

условиями на правый конец

$N(\tau) \leq N^*$, $W(\tau) > W^*$.

Оптимальное управление имеет вид:

$$\tilde{\beta}(t) = \begin{cases} 1 \quad \text{или} \quad 0 & 0 < t < t_1 \\ \beta^*, & t_1 \leq t \leq t_2 \\ 1, & t_2 < t \leq \tau \end{cases}$$

Месторождение Кизляр:

$$\tilde{\beta}(t) = \begin{cases} 1, & 0 < t < t_1 \\ \beta^*, & t_1 \leq t \leq t_2 \\ 1, & t_2 < t \leq \tau \end{cases}$$

Таблица 1. Параметры оптимального управления для месторождения Кизляр при различных значениях $\bar{n}$ и N^*.

N^*=5					
$\bar{n}$	1	2	3	4	5
t_1, лет	14,8	13,56	13,13	12,9	12,8
t_2, лет	25,7	25,7	25,23	25,14	25,10

N^*=10					
$\bar{n}$	1	3	5	8	10
t_1, лет	11,18	7,81	7,14	6,77	6,65
t_2, лет	25,9	25,77	25,63	25,17	25,1

N^*=30								
$\bar{n}$	1	5	8	10	15	20	25	30
t_1, лет	10,46	5,03	3,91	3,53	3,03	2,79	2,63	2,54
t_2, лет	26,12	26,04	26,04	26,03	26,03	25,64	25,64	25,6

N^*=50											
$\bar{n}$	3	5	10	15	18	20	25	30	40	45	50
t_1, лет	7,4	4,87	3,56	3,07	2,5	2,38	2,13	1,96	1,75	1,68	1,63
t_2, лет	39,6	39,4	39,4	39,4	39,4	39,3	38,2	35,37	34,5	34,27	34,2

Рассмотренный пример показывает, что оптимизация параметра β позволяет повысить эффективность освоения ГМ более чем на 14%.

4. Методы принятия решений в геотермальных системах. При эксплуатации геотермальных систем важное значение имеет правильный выбор

их технологических параметров. Оптимизация параметров по одному критерию еще не гарантирует эффективность по другому. Поэтому при принятии решений необходимо ориентироваться на несколько критериев, повышая, таким образом, надежность получаемых решений. Одним из важнейших критериев, оценивающих эффективность ГЦС, является критерий минимума удельных капитальных затрат:

$$F_1 = \frac{З_0}{G} \to \min, \qquad (9)$$

где $З_0$ – затраты на строительство и обустройство скважин, G – дебит добычной скважины, $З_0 = З_{НД} \cdot \left(10^{a_1 d_H - b_1} + 10^{a_1 d_Д - b_1}\right) + B$, $З_{НД}$ - стоимость бурения скважины с нормальным диаметром - 0,146 м эксплуатационной колонны для данной конкретной площади, a и b постоянные коэффициенты, B – капиталовложения в наземную систему, d_H, $d_Д$ –соответственно диаметры нагнетательной и добычной скважины.

Для оценки энергетической эффективности ГЦС определим следующий функционал, который необходимо максимизировать:

$$F_2 = \frac{E_{ПЛ}}{E_{ПОЛ}} = \frac{E_{ПОЛ} - E_{ЗАК}}{E_{ПОЛ}} = 1 - \frac{E_{ЗАК}}{E_{ПОЛ}}, \qquad (10)$$

где $E_{ЗАК}$ - энергия, затрачиваемая на обратную закачку, обратно в пласт обработанной ТВ, $E_{ПОЛ}$ - полная энергия, получаемая в результате эксплуатации ГЦС.

Таблица 2. Оптимальные значения параметров ГЦС в зависимости от различных значений депрессии давления ΔP.

ΔP, *МПа*	ΔP_H, *МПа*	$G, кг/с$	*d, м*	*a, м*	$E_{ЗАК}$, 10^4, *Дж*	F_1, *отн. ед./Дж*	F_2, *%*
1	0,49	17,2	0,168	502	0,89	7,7	99,5
2	1,3	24,1	0,174	593	3,2	5,9	99,4
3	2,1	30,7	0,18	669	6,7	4,86	99
4	2,9	37	0,187	736	11,3	4,18	98,7
5	3,75	43,2	0,191	795	17	3,7	98,4
10	7,9	72	0,2	1026	59,5	2,47	96,6
15	12,2	98,5	0,212	1200	125	1,93	95
20	16,5	123,2	0,218	1342	211	1,61	93
30	25,2	169	0,227	1573	444	1,26	89
40	34,0	211,5	0,232	1759	749	1,05	85
50	43	251	0,237	1917	1122	0,92	82
80	70	359	0,246	2291	2610	0,7	70
100	88	424	0,25	2490	3890	0,6	63

Анализ табличных данных показывает, что улучшение показателей по одному критерию приводит к ухудшению по второму. Поэтому выбор конкретного решения остается за лицом, принимающим решение, и оно зависит от условий, в которых принимается.

Разработанные автором модели, их исследования и анализ, проведенные на их основе расчеты показывают, что эффективность геотермальных систем при их эксплуатации в оптимальном режиме увеличивается на 20-30% по сравнению с обычным режимом. Таким образом, комплексный подход в анализе сложных систем освоения и эффективного использования геотермальных ресурсов является важной практической задачей на пути улучшения технико-экономических показателей геотермальной отрасли, способной повысить ее рентабельность и конкурентоспособность по сравнению с традиционными энергетическими отраслями.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 04-02-16183).

СОСТОЯНИЕ И ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАПАСОВ СРЕДНЕПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДАГЕСТАНА

Исрапилов М.И.

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

Разведанные выводимые запасы энергетических среднепотенциальных термальных вод 12 водозаборов Дагестана составляют 82.09 тыс. $м^3$ / сутки. Из них утверждены в ГКЗ -16.84 тыс.$м^3$ / сутки. Состояние использования запасов по отдельным водозаборам показано в таблице 1. Как видно из таблицы, в настоящее время используются менее 25 % выводимых запасов энергетического потенциала термальных вод Дагестана.

Прогнозные выводимые запасы термальных пресных вод всей территории Дагестана по оценкам М.К. Курбанова составляют 16 млн $м^3$ в сутки, из которых 1,5 млн $м^3$ в сутки имеют среднюю температуру 40° С (М.К.Курбанов. Геотермальные и гидротермальные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М.Наука. 2001 г.). Прогнозные запасы вод с температурой до 100°С оцениваются ими же в 1 млн $м^3$ в сутки при понижениях уровней водозаборов до 100 м.

Как видим, проблема запасов не стоит перед геотермальной отраслью Дагестана, не сдерживает ее развитие. Поисками и наращиванием их в Дагестане не занимаются уже 20 лет. В принципе энергетические термальные воды имеются в любом месте Предгорного и Равнинного Дагестана, могут быть использованы путем создания ГЦС в объемах, которые могут быть истребованы экономикой на современном уровне использования горячей воды. Проблема стоит в другом, а именно в низкой конкурентоспособности геотермальной энергии с традиционной, базирующейся на использовании природного газа, нефтепродуктов и угля. Последняя обусловлена, в свою очередь рядом не только технических, но и экономических факторов. Среди них можно выделить следующие:

1. Отсутствие концентрированных, устойчивых крупных потребителей геотермальной энергии и низкая производительность труда при добыче термальных вод на мелких и средних водозаборах. Производительность труда при добыче 1 т.у.т. в геотермальной отрасли уступает таковой в угольной, нефтяной и газовой промышленности примерно в 15-20 раз.

2. Низкий энергетический потенциал пригодных для широкого применения пресных термальных вод и наоборот, высокая коррозионная активность и склонность к солеотложениям и обусловленная этим высокая себестоимость добычи и использования термальных вод, имеющих необходимую для отопления жилья и производства электроэнергии температуру.

3. Отставание, отсутствие прогресса технологии применения термальных вод и наоборот бурное развитие за последнее десятилетие технологий применения природного газа, нефтепродуктов, особенно электроэнергии в быту.

От решения этих вопросов зависит дальнейшее развитие геотермальной отрасли Дагестана. Какие пути решения их могут быть предложены. На сегодняшний день представляется возможным следующие пути решения этих вопросов.

1. Создание крупных концентрированных и устойчивых потребителей геотермальной энергии в виде энергобиологических комплексов на базе естественных ресурсов и ГеоЭС на базе ГЦС.

Таблица 1. Состояние запасов теплоэнергетических вод ОАО «Геотермнефтегаз» на 1 января 2004 года.

№ п/п	Водозабор	Категория запасов	Запасы тыс. $м^3$/сутки				Температура на устье, ^0C	Энергетический потенциал тыс. Гкал/год			Время использования, сутки/год
			Разведанные	Утверждённые ГКЗ	Используемые	Резерв		Разведанных запасов	Используемых запасов	Резерв запасов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Тернаир	C_1	14,5	-	1,30	13,20	100	78,3	7,02	71,28	365
2	Махачкала-Тернаир	$B+C_1+C_2$	10,9	10,9	1,56	9,34	62	117,72	17,06	100,66	365
3	Тер.Мектеб	A	1,4	0,9	-	1,40	86	7,56	-	7,56	182
4	Черв.буруны	A	1,0	0,5	-	1,00	86	5,40	-	5,40	182
5	Избербаш	A+B	4,54	4,54	4,50	-	60	48,32	39,91	8,41	365
6	Каякент	C_1	0,3	-	0,30	-	55	3,24	3,24	-	365
7	Кизляр	$B+C_1$	26,4	-	5,42	20,98	100	138,42	62,519	75,901	182
8	Кордоновка	C_1+C_2	4,15	-	0,025	4,125	98	22,40	0,2	22,20	182
9	Речнинская	C_1	5,9	-	-	5,9	100	31,86		31,86	182
10	Калиновская	C_1+C_2	5,4	-	-	5,4	92	29,16		29,16	182
11	Сев.Кизляр	C_1	6,0	-	-	6,0	94	32,40		32,40	182
12	Крайновка	C_1+C_2	1,6	-	-	1,6	40	11,52		11,52	365
	Итого:		**82,09**	**16,84**	**13,105**	**68,945**		**526,30**	**129,949**	**396,351**	

2. Расширение применения имеющих низкую себестоимость добычи и технически легко применимых пресных вод неглубоко залегающих горизонтов артезианских бассейнов путем использования тепловых насосов на базе пресных и низкоминерализованных энергетических вод для теплоснабжения жилых и производственных зданий.

3. Применение опреснительных установок на базе эффекта обратного осмоса и химической переработки получаемых при этом рассолов.

Возможности реализации этих путей попытаемся показать ниже на примерах конкретных площадей.

1. Ранее было выполнено технико-экономическое обоснование создания энергобиологического комплекса на Речнинской площади в Кизлярском районе. Аналогичные комплексы могут быть созданы в Кизлярском районе и на других площадях. ТЭО и эскизный проект Речнинского ЭБК показывают высокую рентабельность применения геотермальной энергии при концентрации добычи и применения ее больших объемах. В настоящее время ТЭО рассматривается инвесторами.

2. Второй путь концентрации применения геотермальной энергии – это создание ГеоЭС на базе мощных высокопроизводительных ГЦС. Они с незначительными затратами на геолого-разведочные и исследовательские работы могут быть созданы на базе выработанных глубоких, прежде всего нижнетриасовых залежей нефти Равнинного Дагестана. В настоящее время в Равнинном Дагестане на поздней стадии разработки находятся 11 залежей нефти, приуроченных к нефтекумской свите нижнего триаса. Свита сложена высокопористыми доломитами и трещинными известняками, залегает на глубинах 4400 -4900 м, имеет пластовые температуры 165 - 175° С. Пластовые давления в залежах превышают гидростатические на 50-70 кгс/см^2, что обеспечивает фонтанную эксплуатацию скважин.

Расчетные добиты скважин, если их пробурить и обсадить специально эксплуатационными колоннами большого (273 мм) диаметра и подъемными лифтами 219 мм составляют не менее 10 тыс. м^3 в сутки.

Стоимость сооружения одной пары скважин, обсаженных специальными антикоррозионными колоннами и лифтовыми трубами, для создания ячейки ГЦС вместе с насосной станцией ППД может быть оценена в 300 млн руб., что в 3 раза дороже, чем с обычными стальными колоннами.

Удельные капвложения в наземную часть ГеоТЭС по аналогии с конденсационной ТЭС принимаем - 6000 руб/квт.

При пластовой температуре 175^{0}С устьевая температура составит при дебите 10 тыс. м^3 - 165^0 С. Если потери в теплообменниках принять равными 5^{0}С, то температуру воды, подаваемой на турбину можно принять за 160^{0}С.

Теоретический КПД цикла Карно при сработке рабочего агента до конечной температуры 28 град., как принято на конденсационных ТЭС, составляет (273+160) - (273+28) / (273+160) =0.305. Фактический же КПД ТЭС, как правило, ниже, чем теоретический примерно в 1.5 раза. На лучших конденсационных ТЭС, где рабочий агент имеет закритические температуры - 400-450^0 С максимальный КПД составляет не более 0.38, тогда как по циклу Карно он должен составлять 0,58. Исходя из этого, фактический прогнозный КПД ГеоТЭС составит 0.3:1.5=0,2.

Выработка электроэнергии на конденсационном режиме работы ГеоТЭС оценивается нами в 307 тыс.квтч в сутки. С учетом собственных нужд, 5% выход товарной электроэнергии составит 290 тыс. квтч в сутки. При мощности ГеоЭС в

13 тыс. квт. стоимость ее наземной части составит 80 млн руб., а общая стоимость ГеоТЭС - 380 млн руб.

При затратах электроэнергии на обратную закачку воды с давлением нагнетания 100 кгс/см^2 в 33068 квтч выработка электроэнергии на выходе ГеоЭС составит 257 тыс. квтч/ сутки, годовая выработка товарной электроэнергии - 85 млн квтч.

Таким образом, при отпускной цене 80 коп за 1 квтч годовой доход от продажи электроэнергии составит - 68 млн руб. Срок окупаемости составит 5.5 лет. Это меньше, чем на строительстве в настоящее время традиционных ТЭЦ.

При создании 10 ячеек ГЦС на 10 месторождениях суммарная выработка электроэнергии составит почти 1 млрд квтч в год. Одновременно на ГеоЭС будет добываться остаточная нефть из пластов в объемах примерно 1-1.5 % от добываемой воды. Общий объем остаточной нефти в пластах с учетом достигнутых коэффициентов нефтеотдачи пластов в 40-45% может быть оценен в несколько млн тонн. Объем ее добычи составит не менее 40 - 50 тыс. тонн в год в течение не менее 25-30 лет. Стоимость ее составит при нынешних внутренних ценах 130-150 млн руб в год, что может существенно улучшить технико - экономические показатели ГеоЭС.

3. Тепловые насосы могут быть использованы для отопления жилых и производственных зданий во всех населенных пунктах Предгорного особенно Равнинною Дагестана, используя пресные воды плиоцен - четвертичного этажа Терско-Кумского и Терско-Каспийского артезианских бассейнов. В настоящее время и теплоснабжении юродов и населенных пунктов наметилась тенденция децентрализации источников выработки тепловой энергии. Централизованная система теплоснабжения на базе крупных кегельных и ТЭЦ, как показала практика, имеет ряд недостатков, основные из которых связаны с большими потерями тепла в городских теплосетях.

В условиях рыночной экономики одновременно с ростом цен на нефтепродукты и газ неимоверно выросли и цены на услуги по теплоснабжению из городских котельных и ТЭЦ. Стоимость отопления 1 м^2 жилья сейчас превышает 8 руб, а горячего водоснабжения составляет более 6 руб на человека. Для типового пятиэтажного 72 -х квартирного дома суммарная стоимость услуг по централизованному отоплению и горячем) водоснабжению сейчас достигают более 0,7 млн руб в год, а в перспективе при 100% оплате услуг достигнут до 1 и более млн руб в год.

Оценочные расчеты показывают, что теплоснабжение и горячее водоснабжение такого типового дома могут быть обеспечены с помощью теплового насоса мощностью 150 квт на базе термальной воды с температурой 40-45^{0}С при средней загрузке в течение 4-х зимних месяцев на 70 % и в среднем на 25 % в остальные месяцы года.

Годовая потребность в электроэнергии для такого дома составит в Дагестане 522,9 тыс. квтч. При стоимости 1 квтч электроэнергии с учетом ожидаемого роста цены даже до 1 руб., годовые затраты составят с учетом потерь не превысят 500 тыс.руб. Как видим, оценки показывают, что в перспективе применение геотермальной энергии в комплексе с тепловыми насосами может снизить стоимость отопления и горячего водоснабжения жилых зданий примерно в 2 раза.

Разумеется, для каждого района, каждого населенного пункта и города эффективность применения тепловых насосов будет разная. Она должна быть обоснована составлением ТЭО для каждого из них.

4. Применение опреснительных установок - фильтров на базе эффекта обратного осмоса имеет большие перспективы, особенно в комплексе с тепловыми насосами. Это позволит расширить область применения прежде всего слабоминерализованных термальных вод среднемиоценового бассейна для горячего водоснабжения и теплоснабжения городов и населенных пунктов Прибрежной зоны Дагестана. Полученная пресная вода может быть подана для горячего водоснабжения жилого сектора, в частности в г. Махачкале, Каспийске, Кизляре, Избербаше и в др. городах.

Себестоимость опреснения 1 куб. м воды с минерализацией до 80 г/ л составляет всего 1-5 руб, что ниже стоимости водопроводной воды. Подученный рассол может быть химически переработан или сброшен без вреда для экологии в городскую канализационную сеть.

Выводы.

1. Централизованное теплоснабжение жилого сектора городов с помощью термальных вод малоэффективно. Более перспективно децентрализованное, автономное теплоснабжение жилых кварталов и многоэтажных .томов путем применения тепловых насосов особенно в комплексе с опреснительными установками на базе эффекта обратного осмоса. Для конкретных районов и площадей необходимо составить ТЭО применения термальных вод для отопления и горячего водоснабжения.
2. На базе старых выработанных нефтяных месторождений на севере Дагестана могут быть созданы конкурентоспособные ГеоТЭС и крупные энергобиологические комплексы. Представляется целесообразным составление ТЭО по их созданию на конкретных площадях.

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБРАЗОВАНИЕ В РЕШЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

Беренгартен М.Г., Вайнштейн С.И.

Московский государственный университет инженерной экологии;
Москва, Россия; ул.Старая Басманная, д.21/4

Активная техногенная деятельность последних десятилетий, бурное развитие научно-технического прогресса неизбежно привели к тому, что резко возросла экологическая напряженность, постоянно стало нарушаться экологическое равновесие в природе.

Все это находится в полном соответствии с основными принцами и законами экологии, в частности с принципом экологических сопутствующих последствий: «*Мы никогда не делаем что-то одно. Любое вмешательство в природу имеет различные последствия, многие из которых непредсказуемы» и* законом предела: «*Системы жизнеобеспечения Земли могут выдержать значительное давление и грубые вмешательства, однако всему есть предел».*

Последствия антропогенной деятельности привели к серьезным экологическим проблемам в начале XXI века, к которым относятся

- изменение климата
- исчерпание некоторых невозобновляемых природных ресурсов, в частности, некоторых видов природного топлива
- загрязнение природных вод
- загрязнение почв отходами и их деградация
- разрушение озонового слоя
- кислотные дожди
- радиоактивное загрязнение

и многие другие результаты воздействия на природу.

Для того, чтобы уменьшить вредное антропогенное и техногенное воздействие на окружающее среду, возможно несколько принципиально различающихся политических и технических решений. Можно уменьшить влияние на природу, резко затормозив темпы научно-технического прогресса. Такое решение, конечно же, неприемлемо.

Принципиально иным является возможность новых технических и технологических решений на основе научных знаний и научно-технического прогресса, которые ведут к решению задач защиты окружающей среды и, одновременно, обеспечению населения Земли на новой технической основе необходимыми продуктами и энергией.

На примере некоторых работ, выполненных профессорами, аспирантами, студентами Московского государственного университета инженерной экологии, рассмотрим возможные технологические решения современных экологических проблем.

Биологический утилизатор отходов с использованием солнечной энергии и аккумуляторов тепла на фазопереходных материалах. Одной из серьезнейших проблем, возникших в последние годы и широко обсуждаемых как в научной печати, так и в обществе в целом, является проблема возможного изменения климата под воздействием изменения в атмосфере концентрации парниковых газов и, вследствие этого, величины парникового эффекта.

Парниковый эффект – это эффект разогрева приземного слоя воздуха,

вызванный тем, что некоторые газы (диоксид углерода CO_2, водяной пар H_2O, оксид азота NO, фреоны (фторхлоруглеводороды), метан CH_4 и некоторые другие) имеют полосы поглощения, близкие к длине волн теплового излучения с поверхности Земли (8-28 мкм). Величина парникового эффекта определяется радиационным балансом и составляет для Земли примерно 40°.

Сам по себе парниковый эффект не относится к отрицательным явлениям природы. Не будь на Земле такой величины парникового эффекта, другой была бы и средняя температура на планете, а, следовательно, и жизнь в теперешнем ее состоянии не была бы возможна.

Однако изменение величины парникового эффекта даже на 2-3 градуса может привести к серьезным изменениям климата. Наиболее ответственным из перечисленных парниковых газов за величину парникового эффекта является диоксид углерода CO_2. Механизм изменения его концентрации в атмосфере или поддержания на стабильном уровне является достаточно сложным и зависит от многих факторов – количества CO_2, выбрасываемого в атмосферу в процессах сжигания топлива и естественных окислительных процессов, температуры океанов, в которых диоксид углерода может растворяться или, наоборот, десорбироваться из них и ряда других факторов, которые в конечном счете определяют действительное парциальное давление CO_2 в атмосфере.

Относительное постоянство концентрации CO_2 поддерживается за счет круговорота углерода в природе. Различают короткий и длинный циклы круговорота углерода. Короткий цикл включает следующие этапы: «образование CO_2 – фотосинтез в зеленых растениях под воздействием солнечного света – биохимические процессы, ведущие к образованию органических тканей биомассы – окисление биомассы, как в пищевых цепях, так и при сжигании биомассы – образование CO_2 в окислительных процессах».

Короткий цикл, продолжительность которого составляет от нескольких месяцев до нескольких лет, не может вызвать существенного роста концентрации диоксида углерода. Поэтому сжигание биомассы или топлива, полученного на ее основе не может привести к резкому изменению концентрации диоксида углерода и, следовательно, величины парникового эффекта.

Другой эффект достигается при включении в круговорот углерода длинного цикла «образование CO_2 – образование биомассы в ходе фотосинтеза – отмирание органических остатков - накапливание их в толще Земли с медленным в течение миллиардов лет образованием ископаемого топлива – сжигание ископаемого топлива – образование CO_2 при таком сжигании топлива.

Вовлечение в промышленное производство все возрастающих количеств «запасенного» ископаемого топлива конечно же может привести к дополнительному накапливанию CO_2 в атмосфере.

Переработка биомассы с получением новых видов топлива также требует энергии. Поэтому в том случае, если технологические процессы переработки биомассы требуют использования большого количества энергии, полученной традиционными методами при сжигании ископаемого топлива, суммарный эффект снижения вредного влияния на атмосферу может оказаться равным нулю.

Потребление энергии постоянно увеличивается и составляет сейчас в целом по нашей планете более 10 млрд. т условного топлива. Уровень экономики каждой страны определяется ее энерговооруженностью. Огромные и всё увеличивающиеся масштабы производства и потребления энергии обеспечиваются всё возрастающими объёмами добычи невозобновляемых источников энергии - нефти, газа, угля, урана, запасы, которых в мире

небезграничны.

Поэтому с разных позиций целесообразно в энергетике целесообразно решать несколько задач:

- постепенная замена невозобновляемых источников энергии возобновляемыми (энергия биомассы, солнечная энергия и т.д.)
- повышение энергоэффективности производственных процессов со снижением удельного потребления энергии;
- использование отходов как возможного источника энергии.

Выполненная разработка затрагивает в постановочном плане как раз эту ситуацию. Нами совместно с ИВТРАН и его филиалом в г. Махачкале был разработан модульный биологический утилизатор отходов[10] сельскохозяйственной продукции и животноводства с использованием новых научных и технических решений, позволяющих:

- проводить анаэробное сбраживание сельскохозяйственной продукции и животноводства с использованием аккумуляторов тепла на фазопереходных материалах и солнечной энергии (без использования других топливно-энергетических ресурсов);
- управлять процессом анаэробного сбраживания, температурным режимом и его термостатированием, что позволяет наиболее эффективно повысить количество и качество получаемого биогаза;
- использовать аккумулятор теплоты на фазовых переходах (различные эвтектические композиции), обеспечивающий анаэробное сбраживание при фиксированной температуре в любое время суток;
- использовать водяной аккумулятор теплоты, в который поступает низкопотенциальное тепло теплоносителя (в данном случае воды) за счет преобразования солнечного излучения в солнечном коллекторе, обеспечивающий анаэробное сбраживание при фиксированной температуре в любое время суток.

Дополнительная задача, решаемая в таких биоутилизаторах, состоит в том, что наряду со сбраживанием в метантенках органических отходов предусматривается еще и уничтожение пестицидов, неизбежно сопутствующих в последнее время сельскохозяйственным отходам, за счет реакций, катализируемых в условиях сбраживания вводимыми в емкости для перемешивания сетками с нанесенным на них диоксидом титана TiO_2.

Для утилизации пестицидов используется комбинированная технология из двух стадий:

- фотокаталитическое разложение органических соединений на поверхности полупроводников под воздействием интенсивного солнечного излучения;
- анаэробное биологическое разложение в метатенках обработанной смеси с отходами агрокомплекса (навоз, помёт, отходы пищевой промышленности и виноделия).

На рис.1 показан действующий образец разработанного биоутилизатора отходов, расположенный в настоящее время на полигоне филиала ИВТАНА и филиала кафедры ЮНЕСКО МГУИЭ в г.Махачкала.

Корпус метантенка выполняется двойным. В пространстве между основным корпусом и внешней рубашкой в метантенках, для термостатирования процесса сбраживания в холодное время, размещаются аккумуляторы теплоты (заряжаемые или от солнечной энергии, или от биогаза) на фазопереходных

[10] В данной работе принимали активное участие чл-корр. РАН Э.Э.Шпильрайн и профессор А.М. Амадзиев

материалах - парафиновые отходы нефтеперерабатывающей промышленности, с внесением необходимых добавок для регулирования температуры фазового перехода и увеличения цикличности процесса зарядки и разрядки аккумулятора тепла. В летнее время предусматривается использовать для термостатирования процесса сбраживания в метантенках солнечные водонагревательные установки с солнечными коллекторами (с различными теплоносителями), преобразующие солнечное излучение в низкопотенциальное тепло.



Рис.1. Действующий биоутилизатор органических отходов с использованием солнечной энергии и аккумуляторов тепла на фазопереходных материалах

Таким образом, разработана эффективная система поддержания необходимого температурного режима для проведения реакции термофильного метанового брожения, в зависимости от климатических условий, частично биогазом (до 20%), выделяемым в процессе ферментации, и/или солнечным водонагревателем, и/или аккумулятором теплоты на фазопереходных материалах.

В результате процесса анаэробного разложения в метантенках животноводческих отходов получается органическое удобрение, которое может использоваться в сельском хозяйстве.

Создание системы очистки рудничных и подотвальных вод[11]. Решение этой задачи относится к области очистки производственных стоков, в значительной степени способных загрязнять окружающую природную среду.

Достаточно успешно эта задача решается для стабильных технологических производств, где система очистки производственных стоков органично вписывается в технологическую схему процесса.

В то же время имеется много горно-рудных предприятий, где образование шахтных (рудничных) вод является неотъемлемой частью технологического процесса по добыче руды. Рудничные воды откачиваются со дня карьеров или из шахт и по организованным стокам могут быть направлены либо на очистку, либо сразу для сброса в водоемы.

Так как добыча руд связана одновременно с образованием весьма значительных по своим масштабам отвалов пустой породы, состав которых характеризуется наличием примесей тяжелых металлов и других вредных компонентов, то в условиях открытого расположения отвалов неизбежно возникает дополнительная проблема наличия подотвальных вод, образующихся и как следствие атмосферных осадков и таяния снегов, с одной стороны, и как следствие растворения примесей в подземных водах (ключи, ручьи и т.д.).

Такие потоки уже в значительно меньшей степени являются организованными и, чаще всего, без всякой очистки попадают в природные водоемы.

[11] В работе принимали участие Т.Э. Воробьева, Н.Е. Кручинина, Ю.А. Кручинин

В результате попадания рудничных (шахтных) и подотвальных вод в природные водоемы происходит их загрязнение до уровней, зачастую значительно превышающих уровень предельно допустимых концентраций.

Образование шахтных и подотвальных вод велико и меняется, в основном в зависимости от времени года и климатических условий – от нескольких сотен до тысяч куб.м в час. При таком расходе стоимость очистки должна быть низкой для того, чтобы не увеличивалась значительно себестоимость добываемой руды и расходы не превышали возможные штрафы за загрязнение природной среды.

В табл.1 приведен усредненный состав шахтных и подотвальных вод одного из горнорудных предприятий

Таблица 1. Средний состав подотвальных вод в различные месяцы года

N п/п	**Показатель**	**Количественные значения показателя по месяцам**						**ПДК**
		IV	VII	IX	X	XI	XII	
1	pH	4,90	5,40	4,80	5,25	4,70	6,68	6,5-8,5
2	Cu, мг/л	5,40	3,30	5,26	4,68	5,80	3,55	0.001
3	Zn, мг/л	35,90	40,90	40,00	37,07	37,90	28,00	0.01
4	Fe, мг/л	49,60	4,20	21,80	10,20	15,60	8,25	0.1
5	Ni, мг/л	0,15	0,06	0,13	0,08	0,15	0,13	0.01
6	Mn, мг/л	6,80	6,80	7,22	5,90	7,50	5,24	0.01
7	Cd, мг/л	0,150	0,020	0,076	0,070	0,060	0,052	0.005

Происходит значительное изменение состава стоков по мере продвижения воды от шахты до места сброса в реку (табл.2).

Таблица 2. Содержание ионов тяжелых металлов в стоках в зависимости от места измерения.

Показатель	**Место измерения показателя**					**ПДК**
	Выброс шахтных вод из шахты	**Выброс из трубы перед тоннелем под отвалами**	**После тоннеля**	**Перед сбросом в реку**	**В реке после сброса**	
pH	8,6	8,6	4,8	4,5	5,0	6,5-8,5
Cu, мг/л	0,02	0,02	9,0	8,2	5,0	0,001
Zn, мг/л	0,65	0,5	44,35	48,88	34,44	0,01
Ni, мг/л	0,03	0,023	0,08	0,2	0,12	0,01
Mn, мг/л	0,152	0,121	7,9	10,7	6,9	0,01

Достаточно сложной дополнительной задачей является очистка от сульфат-ионов, концентрация которых составляет примерно 1500 мг/л при ПДК для вод рыбохозяйственного назначения не более 100 мг/л. При этом необходимо иметь в виду, что при обычных дешевых технологиях очистки возможно дополнительное введение в воду сульфатов кальция при обработке ее известковым молоком.

Хотя, несомненно, существуют методы очистки от практически любых ионов, в частности, такие как методы электродиализа, обратного осмоса и др., но они практически не применимы в этой ситуации из-за их достаточно высокой стоимости и очень больших объемов сточных вод.

Поэтому для решения поставленной задачи были выбраны методы, позволяющие максимально использовать в качестве необходимых реагентов и вспомогательных веществ либо местное сырье, либо отходы производства, что одновременно позволяет хотя бы частично решить проблему их утилизации.

Примером такого использования отходов является замена традиционных

коагулянтов, применяемых в схемах осаждения тяжелых металлов из сточных вод на основе соединений алюминия на новый коагулянт, полученный в качестве водной вытяжки из местных пиритных отходов, образующихся при обогащении медных руд. При этом следует иметь ввиду и то обстоятельство, что пиритные руды, являвшиеся ранее основным сырьем для сернокислотной промышленности, сейчас по существу превратились в неиспользуемый ресурс из-за дороговизны их транспортировки.

Решение задачи очистки от сульфатов – наиболее дорогостоящая часть в этой технологии. Единственный закупаемый реагент для этой стадии – выпускаемый Российской хлорной промышленностью оксихлорид алюминия. Образование комплексных соединений при использовании этих коагулянтов позволяет достичь заданного результата. При этом ионы сульфатов и кальция (также в достаточно высоких концентрациях после стадий осаждения металлов присутствующие в стоках) осаждаются в форме эттрингита [двойных основные сульфаты кальция-алюминия $Ca_6Al_2(OH)_{12}(SO_4)_3.26H_2O$]. После разделения твердой и жидкой фазы и обработки воды углекислым газом для нейтрализации, воду можно сбрасывать в любые водоемы. Источником углекислого газа являются топочные газы от котельной комбината.

Термохимическая переработка тяжелых нефтяных остатков в смеси с горючими сланцами[12]. Эта разработка затрагивает две проблемы:

- утилизация тяжелых нефтяных остатков, которые как правило реализуются на основе достаточно дорогих технологий с использованием значительных количеств водорода для гидрирования и специальных катализаторов в достаточно жестких условиях (давление 60-250 атм, температура 450-480ºС)
- возможность получение дополнительных количеств моторных топлив без новых затрат нефти.

Термический крекинг тяжелых нефтяных остатков вместе с природными веществами сапропелитового происхождения, к которым, в частности, относятся горючие сланцы. Запасы сланцев в России и странах СНГ составляют – около 120 млрд. т нефтяного эквивалента.

В результате проведенных исследований разработана технология термохимической переработки тяжелых нефтяных остатков (гудрон, смола пиролиза, мазут) вместе со сланцами с получением светлых фракций нефтепродуктов (с температурами кипения до 360°С) и крекинг-остатков, обладающих свойствами вяжущих материалов и по своим свойствам удовлетворяющим гигиеническим и экологическим требованиям для использования в качестве материалов для дорожного строительства.

В результате проведенных исследований определены оптимальные технологические условия, оптимальная концентрация сланца в смеси с тяжелыми нефтяными остатками (10-13%), оптимальные температуры процесса и время контакта.

Интересным побочным научным результатом исследований явилось выявление механизма автокаталитического действия минеральных составляющих сланцев на процесс термического крекинга, т.е. по сути процесс превращается в термокаталитический крекинг.

На основании проведенных исследований были разработана принципиальная технологическая схема и технологический режим термохимической переработки тяжелых нефтяных остатков в смеси со сланцами.

[12] В работе принимали участие Т.Г. Гюльмисарян и С.Е. Горлова

Полученные технические решения заложены в проект опытно-промышленной установки термохимической переработки мазута производительностью 50 тыс. т год по мазуту, выполненной в ОАО «Корпорация «Компомаш». На рис.2 представлена технологическая схема процесса.

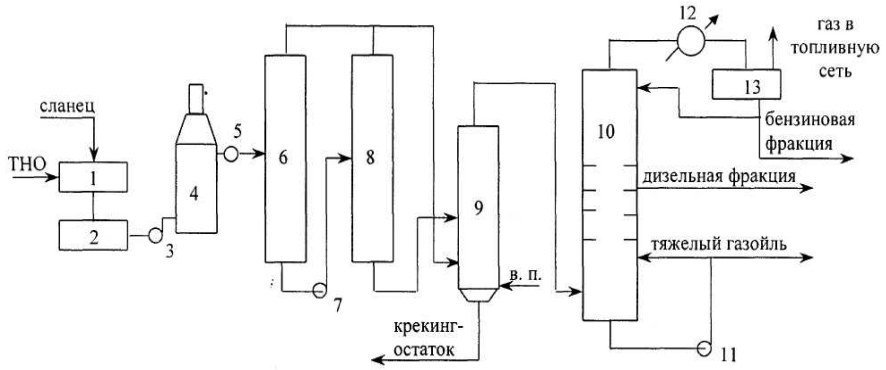


Рис. 2. Технологическая схема установки термохимической переработки тяжелых нефтяных остатков совместно с горючими сланцами: Ж - смеситель, 2, - гомогенизатор, 3,11 - насосы, 4 - печь, 5,7- дезинтеграторы, 6, 8 - реакторы, 9 - сепаратор, 10 - ректификационная колонна, 12 - конденсатор, 13 - емкость-сепаратор

Приведенные примеры являются лишь частными случаями решения многочисленных сложных экологических задач, решаемых современными методами химической технологии, химического и природоохранного машиностроения, современных систем экологического образования.

Большое значение имеет привлечение к выполнению всех перечисленных работ студентов и аспирантов. Каждая из этих работ выполнялась на стыке нескольких наук и являлась по существу междисциплинарной. Для решения таких задач наиболее подготовленными являются специализированные технические университеты, осуществляющие комплексную подготовку по многим междисциплинарным направлениям, связанными с инженерной экологией, химической технологией, биотехнологией, автоматизацией технологических процессов.

Таким университетом является, в частности, Московский государственный университет инженерной экологии, созданный 10 лет назад на базе Московского института химического машиностроения. Решение современных экологических проблем невозможно без применения знаний в области создания надежного оборудования, надежных систем управления работой этого оборудования, без современных систем мониторинга окружающей среды, без решения экономических проблем природопользования. Все эти задачи комплексно решаются в названном университете и приведенные примеры наглядно показывают возможность успешного решения проблем защиты окружающей среды современными техническими методами.

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

Рамазанов А.Ш.

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

В последнее время повышенное внимание уделяется природным минерализованным водам как перспективному источнику многих ценных химических продуктов. Экономическая целесообразность использования природных вод подтверждается многолетней практикой промышленного получения из них солей лития, натрия, калия, магния, бора, брома, йода и других элементов в США, Японии, ФРГ, Италии [1].

В России из подземных вод добывают только йод и бром, тогда как страна обладает огромными запасами минерализованных вод, в которых в ряде случаев концентрации ценных элементов превышает их концентрации в водах, эксплуатируемых месторождений зарубежных стран [2].

Разработана технология комплексной переработки редкометальных минерализованных вод хлоридно-натриево-кальциевого типа, предусматривающая получение не только товарной продукции, но и практически всех реагентов, необходимых для реализации технологии, из самой же перерабатываемой воды.

Сущность технологии (рис.1) заключается в следующем. Вначале исходную минерализованную воду очищают от механических примесей неорганического и органического происхождения, железа, радиоактивных элементов, HCO_3^- анионов мешающих процессу селективного извлечения ценных компонентов [3].

Для проведения операции водоподготовки в исходную воду вводят эквивалентное содержанию HCO_3^- - анионов количество гидроксида (оксида) кальция или гидроксида (католита) натрия и сжатого воздуха для окисления ионов железа. При этом протекают процессы, которые схематично можно изобразить следующими уравнениями реакций:

$$4Fe^{2+}+O_2+8HCO_3^-+H_2O\rightarrow 4Fe(OH)_3\downarrow+8CO_2$$

$$2Ca^{2+}+2HCO_3^-+2OH^- \rightarrow CaCO_3\downarrow+2H_2O$$

Образующиеся твердые фазы ($CaCO_3$, $Fe(OH)_3$) обладают высокими сорбционно-коагуляционными свойствами и способствуют очистке рассола не только от мехпримесей, но и от растворенных органических веществ, радиоактивных элементов. Осадок направляют на захоронение, а очищенный рассол поступает на стадию извлечения магния.

Магний осаждают в виде труднорастворимого гидроксида магния введением щелочного реагента:

$$Mg^{2+}+2OH^-\rightarrow Mg(OH)_2\downarrow.$$

Для выбора оптимальных условий получения осадка гидроксида магния, изучено влияние различных факторов на процесс осаждения ионов магния. Установлено, что осадок гидроксида магния полученный действием извести характеризуется лучшими седиментационными и фильтрационными свойствами, чем при осаждении гидроксидом натрия. Использование извести предпочтительно еще по той существенной причине, что она является самой доступной и дешевой

щелочью, производство которого можно организовать обжигом известняка. Полное осаждение ионов магния из воды происходит при достижении pH 11,0 и расходе извести примерно 110% от стехиометрического.

Установлено, что увеличение длительности приливания известкового молока, повышение температуры проведения процесса, наличие в сфере реакции центров кристаллизации в виде осадка гидроксида магния от предыдущего осаждения, введение извести в сухом виде способствует получению осадка гидроксида магния, который легко отстаивается, фильтруется и отмывается от хлорид ионов.

Осадок гидроксида магния перерабатывают на различные магнезиальные продукты: магнезия жженая, магнезия углекислая, каустический магнезитовый порошок, огнеупорные строительные и защитные композиционные материалы, микроудобрение.

К магнезиальным продуктам, используемым в различных отраслях промышленности, предъявляют соответствующие требования по составу и физико-химическим свойствам, в частности, по содержанию бора, В связи с этим отработаны оптимальные условия осаждения гидроксида магния из рассола с удовлетворительными седиментационными, фильтрационными свойствами [4], содержащим как минимальные, так и максимальные количества соосажденного бора, что позволило предложить новый способ получения гидроксида магния, чистого по бору из природных рассолов, приводящий к существенному упрощению технологического процесса и уменьшению реагентных затрат по сравнению с известными [5].

Разработаны способы переработки влажного осадка гидроксида магния на вяжущее для производства огнеупорных изделий и шихту для производства форстеритовых изделий, применяемых для футеровки мартеновских печей [6].

Очищенный от магния рассол поступает на стадию извлечения кальция и стронция. Предложен комбинированный осадительно-ионообменный метод разделения кальция и стронция, сущность которого заключается в предварительном осаждении из рассола основной части кальция католитной щелочью с последующим доразделением их на катионите КБ-4 в условиях противотока. Полученный осадок гидроксид кальция перерабатывают на гипохлорит или карбонат кальция, а из концентрированного элюата стронция получают карбонат стронция [7,8].

После извлечения кальция и стронция рассол поступает на стадию извлечения лития с помощью алюминийсодержащих реагентов в виде концентратов, основными фазами которых являются двойные соединения алюминия и лития с общей формулой:

$Li_nX \cdot 2nAl(OH)_3 \cdot mH_2O$

где X- Cl^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-} и др., n - валентность аниона [9].

Разработаны высокоэффективные, селективные способы извлечения лития из природных вод и технологических растворов и способы переработки полученного литийалюминиевого концентрата на соли лития [10,11]. Следует отметить, что литийалюминиевые концентраты находят и самостоятельное применение в алюминиевой, стекольной, керамической и др.областях промышленности.

Рассол после выделения щелочно-земельных металлов и лития подвергают вакуум-выпарке до насыщения по хлориду натрия. Затем электролизом части рассола получают необходимые для нужд самого производства количества католитной щелочи, хлора и водорода. Из основной

части сконцентрированного рассола извлекают рубидий, цезий, йод, бром, бор известными методами [12 -14].

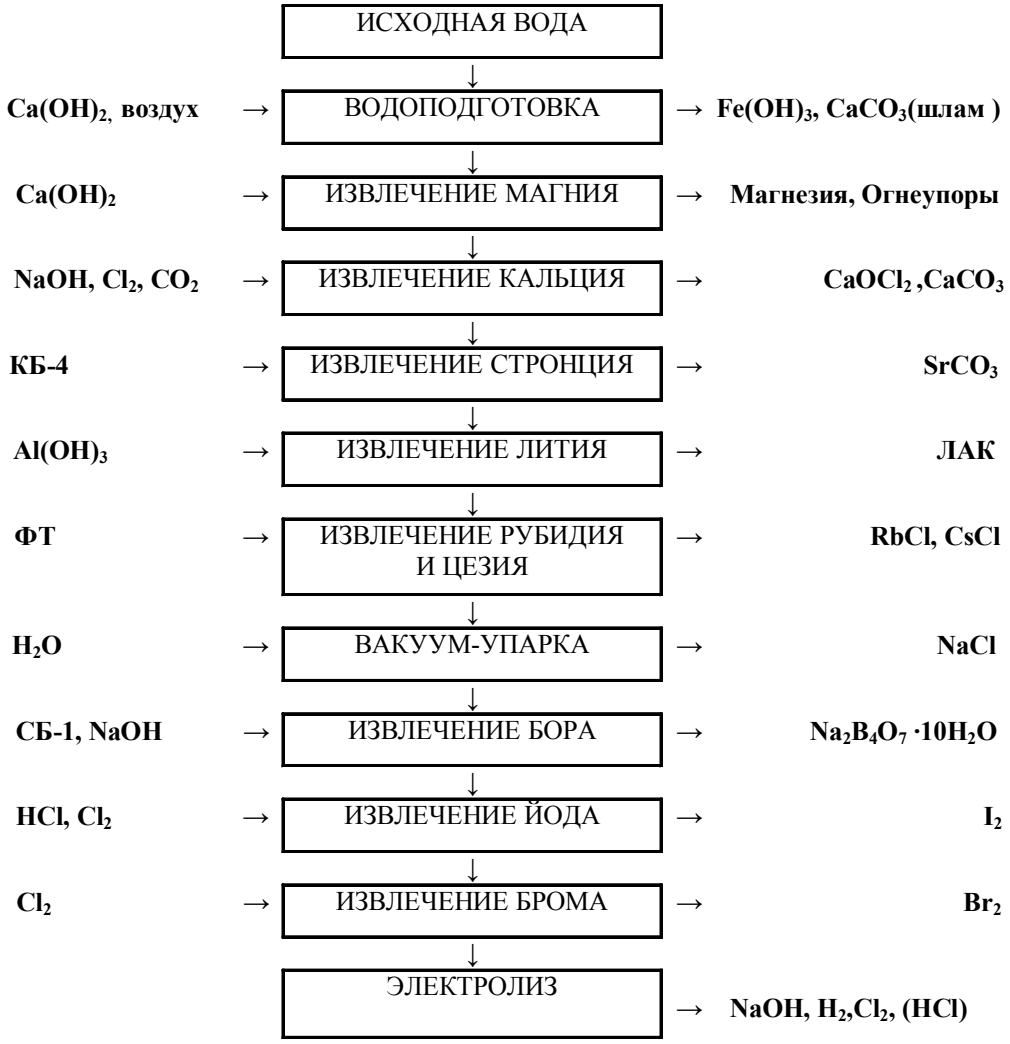


Рис.1. Технологическая схема комплексной переработки термальной минерализованной воды.

Основные операции разработанной технологии проверены в укрупненном масштабе, получены представительные партии перечисленных выше продуктов. Разработан технологический регламент, подготовлены исходные данные для проектирования опытной установки. Проведен предварительный технико-экономический расчет эффективности предлагаемой технологии, согласно которому прибыль от переработки I $м^3$ рассола составит 75-90 руб.

Таким образом, с использованием разработанной технологической схемы можно реализовать комплексную безотходную технологию переработки редкометальных минерализованных вод, которые в больших количествах откачиваются или самоизливаются на поверхность при добыче полезных ископаемых, например, нефти, угля и т.д.

Литература:

1. *Мирлин Г.А.* Минеральные ресурсы и проблема их обеспеченности // Редкие элементы, сырье и экономика/ Сб. научн. тр. М, 1983. Вып. 17. С.26-44.
2. *Солодов Н.А.* Проблема геологии редких элементов. -М.: Наука, 1978.—304с.
3. *Рамазанов А.Ш., Ахмедов М.И., Рамазанов О.М.* Удаление железа и дезактивация подземной воды нефтяного месторождения // Химия и технология воды. -1996. -18, №3. - С.285-289.

4. *Рамазанов А.Ш., Каймаразов А.Г., Рамазанов О.М.* Подготовка термальных минерализованных вод к извлечению ценных микрокомпонентов // Изв. Сев.-Кав. науч. центра высш. школы.-1987.№ 3(59).
5. А.с. 1680630 СССР, МКИ COl F5/22. Способ получения гидроксида магния, не содержащего бор / *Рамазанов А.Ш., Ахмедов М.И., Рамазанов О.М., Максин В.И.* - Опубл.30.09.91. Бюл.№36.
6. А.с.1557139 СССР, МКИ С04 В 32/20. Шихта для фостеритовых изделий/ *Татурбиев Б.Д., Даитбеков А.М., Рамазанов А.Ш., Батырмурзаев Ш.Д.* – Опубл.15.04.90г. Бюл. №14.
7. *Рамазанов О.М., Рамазанов А.Ш.* Ионообменное извлечение щелочноземельных металлов из природных вод// Физико-химические методы анализа и контроля производства. Межвузовский научно-тематический сборник/ Даг. гос. ун-т. Махачкала. – 1991.- С. 93-96.
8. *Ахмедов А.К, Рамазанов А.Ш., Максин В.И.* Раздельное извлечение соединений магния, кальция, стронция из геотермальных рассолов хлоридно-натриевого типа // Химия и технология воды.-1991. -13, №10. -С.944-947.
9. *Рамазанов А.Ш.* Закономерности хемосорбции ионов лития аморфным гидроксидом алюминия из хлоридных вод // Химия и технология воды.- 1991. -13, №22.-С. 140-143.
10. А.с. 1287475 СССР МКИ С02 F 1/58, 1/26. Способ извлечения лития из рассолов/ *Коцупало Н.П., Юхин Ю.М., Рамазанов А.Ш.* Заявл. 11.09.85г. Не подлежит опубликованию в открытой печати.
11. *Рамазанов А.Ш., Камалутдинова И.А.* Способ получения соли лития из литийсодержащих вод. - Патент РФ № 1729088 от 04.10.2001. Не подлежит опубликованию в открытой печати.
12. Исследование сорбции рубидия и цезия из термальных вод гранулированными фосфатными сорбентами / *Ахмедов М.И., Рамазанов А.Ш., Магомедбеков Х.Г., Максин В.И.* // Химия и технология воды. -1996. -18,№1.-С. 53-59.
13. *Татаев Г.О., Рамазанов А.Ш., Абдуллаев Р.Р.* Сорбционное извлечение бора из термальных вод Дагестана // Физико-химические методы анализа и контроля производства. Межвузовский научно-тематический сборник / Даг. гос. ун-т. Махачкала. -1991. -С.127-132.
14. *Рамазанов А.Ш., Камалутдинова И.А.* Извлечение йода из подземных вод Дагестана // Химия в технологии и медицине: Материалы всероссийской научно-практической конференции (Махачкала, сентябрь 2002). - Махачкала: ИПЦДГУ, 2002.-С.66-68.

ПРОБЛЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Каймаразов А.Г.

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

В докладе (лекции) приводится сравнительная оценка наиболее распространенных методов выделения, концентрирования и фракционирования (группового разделения) РОВ различного природного происхождения, включая методы дистилляции (с водяным паром), экстракции, методы хроматографического, мембранного и сорбционного разделения веществ и другие методы.

Рассматриваются возможности наиболее эффективного метода идентификации и исследования структуры органических соединений – хромато-масс-спектрометрии (ГХ/МС) – получившего широкое распространение в органической геохимии и нефтехимии. Обсуждаются примеры интерпретации масс-спектров электронного удара (ЭУ, 70 эВ) отдельных представителей гомологических рядов органических веществ, установленных в составе фракций РОВ.

Представлены наиболее известные методы повышения летучести и термической стабильности образцов; рассмотрены принципы и возможности реакционной хромато-масс-спектрометрии. Обсуждаются методы, существенно упрощающие интерпретацию спектров низкого разрешения, которые практически не требуют от пользователя знаний закономерностей диссоциативной ионизации органических молекул. Приведены программы, реализованные на IBM PC/AT, для индивидуальной и групповой идентификации РОВ подземных вод по статистически обработанным спектрам ионных серий.

Введение. Изучение состава органических веществ геотермальных вод (ГТВ) является весьма актуальной задачей. Оно ключ к пониманию генезиса органического вещества подземных вод, к оценке роли органического вещества в таких геохимических процессах как миграция и концентрирование химических элементов, приводящих к формированию различных типов минерализованных вод и рудничных месторождений. Информация об индивидуальном составе, в первую очередь, об органических загрязнителях и токсичных компонентах ГТВ, необходима для решения природоохранной задачи в связи с перспективой их широкого использования в качестве рабочего агента в системах тепло-, и энергоснабжения различных объектов [1].

Основными источниками водорастворенного органического вещества (РОВ) подземных (геотермальных) вод является рассеянное органическое (ОВ) вещество осадочных пород, ОВ седиментационных вод, приуроченных древним бассейнам осадконакопления, ОВ нефтяных залежей, сопутствующих месторождениям ГТВ.

Органическое вещество подземных вод в геохимии классифицируют по признакам *летучести* и *кислотности*. По соотношению *летучих* и *нелетучих* компонентов РОВ делят на четыре класса: I – летучих более 70% (от их суммы с нелетучими), II – летучих 70-50%, III – летучих 50-30%, IV – летучих менее 30%. В пределах каждого класса выделяют три группы РОВ различной кислотности: 1-ая – кислые ОВ; 2-ая – основные (плюс нейтральные) ОВ, 3-я – промежуточные ОВ.

Среди *летучих с водяным паром* преобладают вещества, летучие в кислой среде, которые вместе с нелетучими составляют от 50 до 90% РОВ. В составе *нелетучих* РОВ доминируют битумоидные и небитумоидные (гуминовые) компоненты [2].

По данным А.С. Зингера, из *углеводородов* (УВ), входящих в состав РОВ, наиболее изучены моноароматические УВ – бензол и толуол, и их гомологи**;** насыщенные УВ изучены слабо. Из кислородсодержащих компонентов наиболее изучены *летучие фенолы, нафтеновые* и *низшие жирные кислоты* [3].

ГТВ большинства месторождений Дагестана характеризуются достаточно высоким содержанием РОВ, достигающем в пересчете на Сорг. 1 и более г/дм^3, но вместе с тем продолжающем оставаться недостаточно изученным [4].

Методы концентрирования и группового разделения органических веществ. Несмотря на то, что современные аналитические методы позволяют в составе сложных смесей органических соединений различного происхождения идентифицировать даже следовые количества веществ, на практике исследователи ГТВ часто сталкиваются с необходимостью проведения предварительного концентрирования и группового (фракционного) разделения компонентов РОВ. Прежде всего, потому, что хотя минеральная составляющая подземных вод, как правило, на несколько порядков превышает содержание в них РОВ, по индивидуальному составу и разнообразию компоненты органической природы значительно представительнее.

Для их выделения из минерализованных природных вод широко используются методы *дистилляции* и *экстракции*, методы *хроматографического*, *мембранного* и *сорбционного разделения* веществ, а также другие методы [5].

а) *перегонка с водяным паром* – прием, используемый для выделения летучих с паром, как практически нерастворимых и не меняющих давления пара, так и хорошо растворимых в воде веществ.

Летучесть гомологов – веществ первой группы резко падает симбатно с падением давления пара и ростом молекулярной массы. Относительные количества отгоняемого вещества этой группы определяют из соотношения:

$m_{ОВ} / m_{H2O} = M_{ОВ} * P_{ОВ} / 18\ P_{H2O}$,

где $m_{ОВ}$, m_{H2O} – соответственно количества органического вещества и воды в дистилляте (отгоне), $M_{ОВ}$, 18; $P_{ОВ}$, P_{H2O} – соответственно молекулярные массы и давления паров растворенного компонента и растворителя.

Для второй группы РОВ зависимость между летучестью и молекулярной массой обратная – следствие их способности образовывать с растворителем гидраты. Их относительная летучесть характеризуется константой (*K*), определяемой из соотношения: $K = (\lg m_{ОВ}^{нач} - \lg m_{H2O}^{нач}) / (\lg m_{ОВ}^{кон} - \lg m_{H2O}^{кон})$.

Для полноты выделения некоторых низкомолекулярных РОВ, например карбоновых кислот, рекомендуется увеличение объема дистиллята в 5-10 раз по сравнению с объемом исходной пробы [6].

Методы дистилляции были использованы нами для потенциометрического определения карбоновых кислот и фенолов, летучих с паром [7].

б) *вымораживание* как метод мягкого концентрирования, основано на осторожной выкристаллизации чистого растворителя, что позволяет достичь степени концентрирования 10-20 раз. В экспериментальных исследованиях по естественной изотопии углерода широко используются низкотемпературные

ловушки для замораживания растворенных и спонтанных газов метановой фракции, выделяемых из ГТВ методом разряжения.

в) *экстракция* широко используется для выделения из водных растворов и концентрирования *гидрофобных* органических соединений с высокими коэффициентами распределения (k) – отношением концентраций компонента в органической и водной фазах. Соответственно, процент экстракции (X) определяется объемным соотношением водной и органической фаз: $X = 100*k / (k + V_{H2O} / V_{орг})$.

Для выделения *гидрофильных* органических соединений с низкими значениями k: спиртов, низших карбоновых кислот, аминокислот, моносахаридов и др.– экстракцию используют в сочетании с другими с сорбцией и другими методами.

Наиболее широко используются в качестве экстрагентов следующие растворители: пентан, гексан, циклогексан, изооктан, бензол, хлороформ, метанол, этилацетат, диэтиловый эфир, четыххлористый углерод.

В тоже время использование экстракционных методов для количественных гравиметрических оценок имеет существенное ограничение.

г) *диализ и ультрафильтрация*. Для отделения и фракционирования высокомолекулярных соединений используют мембранные технологии – диализ и ультрафильтрацию. Через поры (~ 10-1000 нм) полупроницаемых мембран под давлением (до 0,5-1 МПа) фильтруются молекулы с молекулярной массой до 20 000 а.е.м., а в исходном растворе концентрируются высокомолекулярные соединения с молекулярной массой ~ 400 000 а.е.м.

д) *сорбционные методы*. Сорбционное концентрирование РОВ природных вод основывается главным образом на *молекулярной сорбции* и *ионном обмене*. Классическая схема молекулярной сорбции РОВ включает стадии количественной адсорбции РОВ (полной или избирательной), выделение насыщенного адсорбента (фильтрованием или центрифугированием), десорбции выделенных РОВ, как правило, методом экстракции и, наконец, концентрирования РОВ путем дистилляции растворителя. Наиболее подходящими адсорбентами РОВ из водных сред являются *неполярные сорбенты* – активированный уголь и нейтральные синтетические макропористые смолы: *амберлиты* марки ХАД, как при решении задачи полного извлечение «органического вала» соединений, так и при проведении избирательной сорбции отдельных классов и групп РОВ.

Наиболее полно вопросы теории и практики адсорбции органических веществ из воды представлены в монографии А.М.Когановского с соавторами [8]. Мы же ограничимся указанием факторов, влияющих на степень адсорбции органических молекул: молекулярная масса, природа функциональных групп, характер углеводородного радикала, структура сорбционной фазы, конкуренция за активные центры поверхности сорбента молекул, сопутствующих органических веществ, значение pH среды и общей минерализации и другие.

Для извлечения, разделения и концентрирования органических соединений, находящихся в воде в ионизированной форме, используют ионообменные смолы с размером пор 20-140 нм – *макропористые иониты*. Наиболее широкое применение получили ионообменники на основе целлюлозы: среди катионитов – катионит КУ-2 в Н-форме, среди анионитов – макропористые слабо- среднеосновные аниониты А-6 и А-7 (*дуалиты*). *Адсорбат* с поверхности катионита элюируют растворами слабых неорганических оснований (2н р-р NH_4OH), а с поверхности анионита – концентрированными растворами щелочей.

Для количественного определения гуминовых кислот в составе РОВ ГТВ нами была использован ДЭАЦ-целлюлоза; при этом была оценена доля фульвокислот, образующих устойчивые железосодержащие комплексы [9].

е) *хроматографические методы* основаны на принципе разделения веществ за счет их различного межфазового распределения, одна из которых, имеющая большую поверхность, неподвижна, а вторая – фильтруется через нее.

Различают *жидкостно-адсорбционную* и *жидкостно-распределительную* хроматографию: ее вариантами являются бумажная и тонкослойная хроматография. А также *газо-адсорбционную* и *газо-жидкостно-распределительную* (или просто *газовую*) хроматографию, которая и является наиболее распространенным методом разделения и анализа органических соединений. Развитие этого метода осуществляется как в направлении синтеза универсальных жидких фаз, позволяющих добиваться более полного разделения компонентов смеси, так и по пути создания новых более эффективных принципов детектирования органических молекул. Методу газовой хроматографии посвящены десятки монографий, в числе которых одним из наиболее полных и обстоятельных следует признать руководство по хроматографическим методам [10].

Анализ современных методов идентификации, выделение, концентрирование и количественное определение компонентов природных вод и промыхленных стоков приводится в систематических обзорах Терлецкой А.С. [11].

Для выделения, концентрирования и группового разделения РОВ из представительных проб ряда основных месторождений ГТВ Дагестана нами апробирован предложенный Лурье Ю.Ю. метод [12], с помощью которого, как в экстракционном (диэтиловый эфир), так и в сорбционном (активная гамма-окись алюминия) вариантах, были получены следующие фракции РОВ: кислые РОВ, слабокислотные РОВ (фенолы), нейтральные РОВ, амфотерные РОВ, основные РОВ, а также РОВ, растворимые в воде лучше, чем в эфире (см. рис.1) [13].

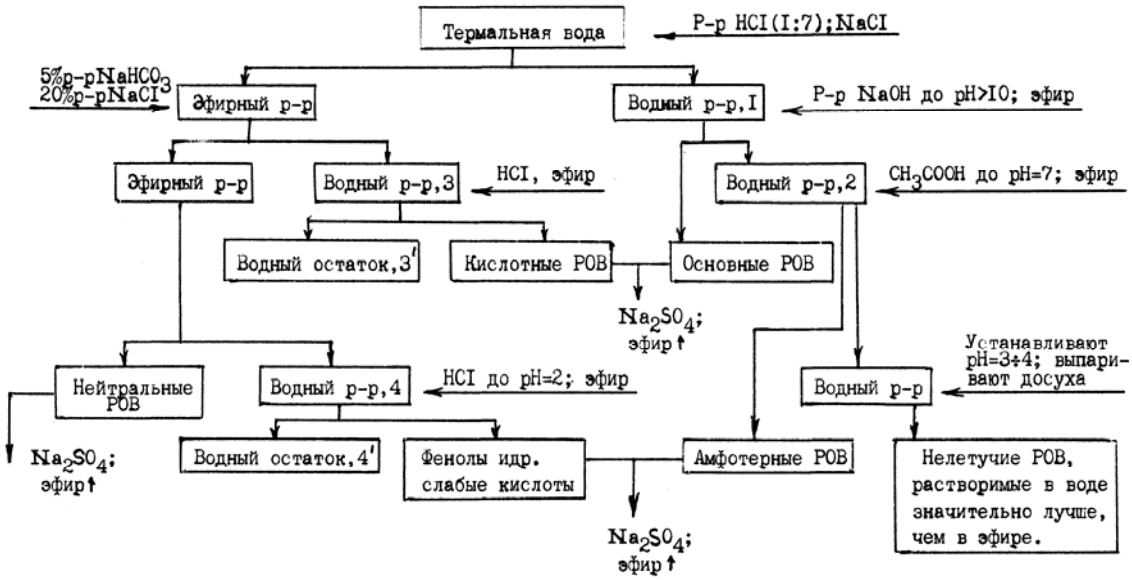


Рис.1. Разделение РОВ на группы органических веществ различной кислотности, извлеченных из термальных вод экстракционным способом.

Идентификация органических соединений. Наиболее эффективным методом идентификации и исследования структуры органических соединений в составе смесей различного происхождения является хромато-масс-спектрометрия

(ГХ/МС), получившая широкое распространение в органической геохимии и нефтехимии, для изучения веществ, представляющих фактическую и потенциальную опасность для биосферы, в различных областях клинической химии, биохимии и токсикологии при исследовании лекарственных препаратов и метаболитов.

В основе масс-спектрометрии электронного удара (МС-ЭУ) лежит взаимодействие ионизирующих электронов с молекулой органического соединения с образованием нечетно-электронного молекулярного катион-радикала $M^{+\cdot}$, обладающего избыточной энергией, достаточной для гомо- или гетеролитического разрыва межатомных связей. В результате распада $M^{+\cdot}$-иона образуются осколочные ионы, регистрируемые в масс-спектре, и нейтральные частицы.

Для интерпретации масс-спектров ЭУ главным образом используют правило Стивенсона –Одье, позволяющее теоретически предсказать, какой из осколков $M^{+\cdot}$-иона будет носителем заряда, и «четно-электронное правило» [14], а также пики перегруппировочных фрагментов [15]:

Правило Стивенсона – Одье. При распаде молекул положительный заряд локализуется на фрагменте, обладающем наименьшей энергией ионизации (ЭИ, эВ).

Например, при распаде M+·-иона –окиси триметилена заряд локализуется на катион-радикале этилена (ЭИ 10,5 эВ), формальдегидный фрпагмент элиминирует в виде нейтральной молекулы (ЭИ 10,8 эВ).

«Четно-электронное» правило. *Ион-радикалы* – частицы с нечетным числом электронов, могут элиминировать или радикалы, или четно-электронные нейтральные молекулы.

Ионы – частицы с четным числом электронов, могут терять лишь нейтральные четно-электронные частицы, но не радикалы:

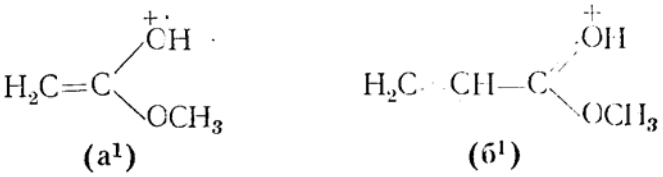
$$А—Б^{+\cdot} \rightarrow А^{+} + Б^{\cdot} \qquad А—Б^{+\cdot} \rightarrow А^{+\cdot} + Б^{0}$$

$$А—Б^{+} \rightarrow А^{+} + Б^{0} \qquad А—Б^{+} \xrightarrow{-x} А^{+\cdot} + Б^{\cdot}$$

Следствием из этого правила является правило «запрещенных переходов». Если два соседствующих пика в масс-спектре различаются по значениям *m/z* на 4-13 или 20-25 а.е.м. и т.д., то соответствующие им осколочные ионы не могут быть интерпретированы один в отношении к другому как «материнский» и «дочерний» – нейтральных фрагментов с указанными массами не существует.

Для установления связи «материнский/дочерний осколочные ионы» в масс-спектрах низкого разрешения разработана техника регистрации метастабильных ионов (m*), образующихся в бесполевой области масс-спектрометра и обнаруживаемых в области масс-спектра с более низкими значениями *m*/*z* по сравнению со значениями *m*/*z* для материнского (m_1) и дочернего (m_2) ионов: $m^* = m_2^2 / m_1$

Перегруппировки – направления фрагментации, сопровождающиеся элиминированием нейтральных молекул в результате согласованного разрыва и образования связей. Как правило, перегруппировки представляют собой характеристические направления фрагментации однотипных функциональных производных и поэтому облегчают интерпретацию распада соответствующих $M^{+\cdot}$-ионов. Ниже приведены структурные формулы ионов , образующихся при распаде $M^{+\cdot}$- ионов метиловых эфиров карбоновых кислот по механизму перегруппировки Мак-Лафферти [16]:



(а¹) (б¹)

Указанные особенности поведения органических молекул в условиях ЭУ позволили установить закономерности диссоциативной ионизации $M^{+\cdot}$- ионов различных гомологических радов. Ниже представлены главные направления распада основных компонентов РОВ (исходных и модифицированных) ГТВ: алканов, монокарбоновых кислот и одноатомных спиртов,– для масс-спектров которых нехарактерны интенсивные пики молекулярных ионов. Однако присутствие в масс-спектрах пиков осколочных ионов состава $[M - 15]^+$ и $[M - 31]^+$, наряду с пиками других фрагментов позволяет легко идентифицировать гомологи указанных рядов:

а) алифатические углеводороды

$M^{+\cdot} \longrightarrow [C_nH_{2n+1}]+ \longrightarrow [C_nH_{2n}]^+ + H$

m/z 29 + n*14 m/z 28 + n*14

$\longrightarrow [C_nH_{2n-1}]^{+\cdot} + 2H$

m/z 27 + n*14

б) монокарбоновые кислоты (метиловые эфиры)

$M^{+\cdot} \longrightarrow [M - CH_3O]^+ \longrightarrow [M - CH_3O - CO]^+$

фрагменты перегруппировки Мак-Лафферти: (а) m/z 73, (б) m/z 87

в) алифатические спирты (ТМС-эфиры)

$[R–O=Si(CH_3)_2]^+ \leftarrow M^{+\cdot} \rightarrow [(CH_3)_3Si]^+$ m/z 73

$[M - 15]^+ \rightarrow [R–O=Si(CH_3)_2]^+$ m/z 75

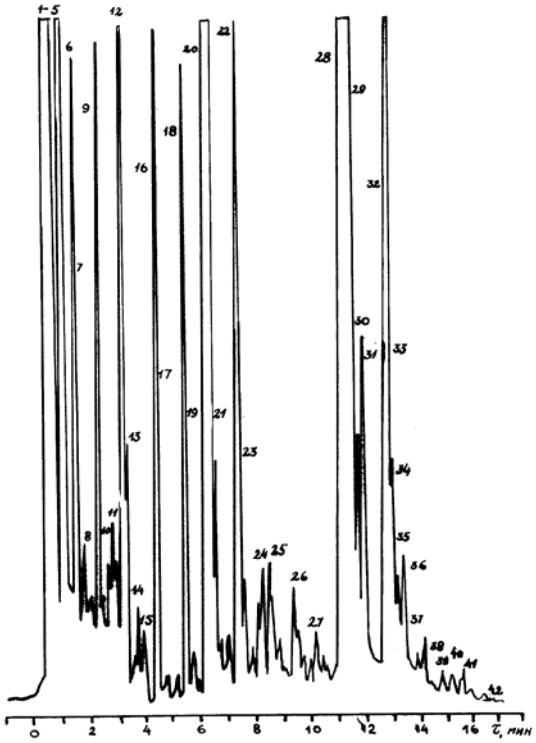


Рис.2. Хроматограмма метилированной фракции РОВ кислотного характера, выделенной из попутных нефтяных вод сорбцией на Al_2O_3 (5.- метилэтаноат; 6.- метилпропаноат; 9.- метилбутаноат; 11.- метил-2-метилциклопропаноат; 12.- метилпентаноат; 16.- метилгексаноат; 18.- метилгептаноат; 20.- метилбензоат; 22.- метилфенилэтаноат; 25.- метоксиметилбензоат; 26.- диметилфталат; 28.-диметилдекандиоат; 31.- диметилундекандиоат; 32.- диметилдодекандиоат; 35.- метиловый эфир нафтойной кислоты).

Эти и другие закономерности ионизации различных органических соединений нам установить ГХ-МС методом (ЭУ, 70эВ) в составе фракций РОВ различной кислотности геотермальных и попутных нефтяных вод ряда месторождений Дагестана гомологические серии (см. рис.2):

алифатических соединений: моно-(C_2-C_8, в том числе и высокомолекулярные, четные C_{12}-C_{18}) и дикарбоновые (C_5-C_{15}) кислоты, одноатомные спирты (C_7-C_{10}), н-парафины (C_{11}-C_{32}).

Ароматические компоненты РОВ представлены алкилбензойными (C_7-C_9), фталевыми (C_8-C_9), трикарбоновыми (C_{10}-C_{11}) и нафтойными (C_{10}-C_{11}) кислотами, а также фенолами, бензиловыми спиртами и альдегидами.

Компоненты РОВ *циклопарафинового ряда* представлены серией нафтеновых (C_6-C_8) кислот.

Предварительная химическая модификация используется не только для повышения летучести анализируемых компонентов, Ее применяют также для повышения термической стабильности образцов или получения дополнительной структурной информации.

С этой целью получают алкильные, ацетильные, триметилсилильные и другие производные исследуемых субстратов, проводят дериватизацию исходных молекул [17]. Приведенные ниже приемы химической модификации могут быть с успехом использованы при ХМС-анализе различных спиртов и кислот, включая дикарбоновые и гирокарбоновые кислоты природного происхождения:

Алкилирование спиртовых ОН-групп. Для метилирования алифатических и алициклических спиртов используют CH_3J в присутствии Ag_2O и метилирующие агенты на базе диазометана (CH_2N_2), содержащие BF_3 или HBF_4 в качестве катализаторов.

$$R{-}OH \xrightarrow{CH_2N_2/BF_3} R{-}OCH_3$$

Алкилирование фенольных ОН-групп. Метилирование фенолов проводят обработкой: диазометаном, не требующей основных катализаторов.

$$ArOH \xrightarrow{CH_2N_2} ArOCH_3.$$

или диметилсульфата в присутствии оснований, например K_2CO_3.

$$ArOH \xrightarrow{(CH_3)_2SO_4/OH^-} ArOCH_3.$$

Получение сложных эфиров кислот. Карбоновые кислоты обычно превращают в алкиловые эфиры, используя реакции этерификации в присутствии кислот, например HCl или BF_3:

$$RCOOH + R'OH \xrightarrow{HCl} RCOOR' + H_2O$$

или через промежуточное образование хлорангидрида чаще всего в метиловые эфиры с использованием диазометана, диметилацеталя или диметилформальдегида:

$$RCOOH \xrightarrow{SOCl_2} RCOCl \xrightarrow{R'OH} RCOOR'.$$

Использование веществ-стандартов, меченых стабильными изотопами, применяют для уточнения предварительной структурной информации. В этих случаях масс-хроматограмма регистрируется по одному или нескольким ионам, типичным для искомого соединения, и по тем же ионам, содержащим метку и, следовательно, отличающимся по массе для стандарта.

Дейтеромеченые внутренние стандарты, применяемые в ХМС-анализе, должны содержать в молекуле как минимум три дейтероатома, чтобы сателлитные пики осколочных ионов стандарта не накладывались на пики аналогичных фрагментов искомого соединения.

Дейтерометилирование было использовано нами для однозначного отнесения гомогенных по массе метилированных компонентов кислотной фракции РОВ попутно-нефтяных вод к классам фенолкарбоновых или фталевых (двухосновных ароматических) кислот, демонстрирующих схожесть направлений фрагментации [18].

Безусловно одним их направлений развития методов химической модификации исследуемых органических соединений стало создание *реакционной хромато-масс-спектрометрии* (РХМС), с которым, в первую очередь, следует связать исследования Заикина В.Г., Микая А.И., Вульфсона Н.С.[17, 19].

Метод РХМС основан на использовании газофазных реакций, осуществляемых в микрореакционных системах, непосредственно включенных в систему напуска масс-спектрометра.

Смесь + газ-носитель

↓

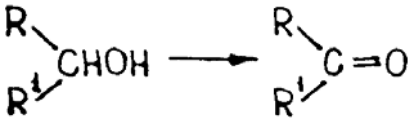
Хроматографическая колонка	→	*Микрореактор*	→	*Масс-спектрометр*

При таком расположении хроматографической колонки и микрореакиора регистрируемая хроматограмма соответствует исходной смеси, что позволяет провести ее количественный анализ, а масс-спектры отвечают продуктам превращения. Это обстоятельство делает возможными структурные отнесения.

Основным достоинства РХМС является то, что химическое воздействие испытывает каждый компонент, элюированный после хроматографического разделения. Кроме того открывается возможность для анализа изомерных соединений, дающих при химической модификации идентичные структуры, а также – для синтеза соединений, меченных стабильными изотопами, непосредственно в ходе анализа.

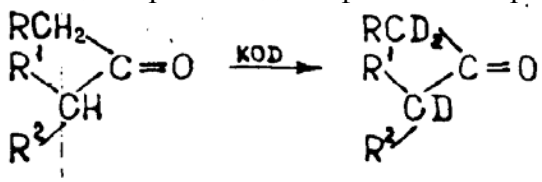
В реакционной ХМС спиртов используются главным образом реакции каталитического дегидрирования и дезоксигенирования.

а) Каталическое дегидрирование спиртов проводят в присутствии Cu/320 °С и газа-носителя – гелия:



где R, R^1 – H, алкил, арил.

б) Дейтерообмен енолизируемых Н-атомов в альдегидах и кетонах – продуктах дегидрирования спиртов – проводят, используя реакционную колонку (0,5-1 м * 3 мм), с дейтерированным гидроксидом калия KOD, иммобилизованным в стационарной жидкой фазе SE-30 при 20-300° С.



Для дезоксигенирования спиртов в присутствии плавленого Fe/320-350^{0}C используют газ-носитель – водород.

В реакционной ХМС карбоновых кислот предложен метод этерификации кислот в колонке хромато-масс-спектрометра, основанный на использовании алкилирующего агента – смесь спирта и BF_3 (1:3) –, которую вводят в испаритель через 30 с после ввода образца:

$$RCOOH \xrightarrow{R^1OH + BF_3} RCOOR^1 .$$

Эта методика позволяет решать эту проблему анализа неразделяемых хроматографических зон, образованных метиловыми эфирами кислот путем получения эфиров с более тяжелыми спиртовыми остатками. Времена элюирования эфиров увеличиваются, а времена удерживания других примесей сохраняются неизменными, чем и достигается разделение зон.

Метод рекомендован для количественной обработки хроматограмм смесей кислот нефтяного происхождения.

Весьма оригинальным подходом в интерпретации масс-спектров органических соединений следует признать развитые Зенкевичем И.Г. и Иоффе Б.В. [20] принципы интерпретации на основе четырнадцатиричной системы счисления молекулярных массовых чисел.

Поскольку молекулярные массовые числа членов любого гомологического ряда либо равны (у изомеров), либо различаются на 14 и кратное 14 число а.е.м., они могут быть представлены в четырнадцатиричной системе счисления следующим образом: $M = (x; y)$, где y – целочисленный остаток от деления М на 14, а x – определяется как целая часть отношения М/14. Поэтому по значениям y ($0 \leq y \leq 13$) все многообразие органических соединений можно свести к 14 *гомологическим группам* (или гомологических серий). Каждую из них образуют *гомологические ряды* частиц (молекул, ионов, радикалов), члены которых изобарны или различаются на кратное 14 число единиц массы.

Очевидно, что каждый из гомологических рядов, отличающийся однотипностью механизмов фрагментации его членов, должен характеризоваться присущей только ему совокупностью номеров гомологических групп главных пиков осколочных ионов: y; M = (x;y), x = M/14, $0 \leq y \leq 13$. Это позволяет проводить групповую идентификацию органических соединений по номерам гомологических групп главных пиков масс-спектров, В качестве критерия отбора главных пиков масс-спектра авторы [20]: $I_{min} = 5 (N + 1)$, где N - число пиков с $I_{отн.} \geq 50\%$.

Соответственно для масс-спектров алканов, монокарбоновых кислот и фенолов – основных компонентов РОВ Махачкала-Тернаирского месторождения – совокупности главных пиков спектров представлены следующими наборами:

алканы (2:1): 0, **1**, 13;

монокарбоновые кислоты (4:8): 0, **1**, **3**, **4**,13;

фенолы (10:6): 7, **9**, 10, 11, 13.

Жирным набраны номера пиков групп обязательно присутствующих в числе интенсивных.

Следующим этапом групповой идентификации органических соединений является идентификация по масс-спектрам ионных серий. Для расчета спектра ионных серии суммируются интенсивности всех пиков обычного масс-спектра (выраженные в процентах от суммарного ионного тока), относящихся к одинаковым гомологическим группам:

$$I_y = \sum_x I_{(x;\ y)}$$

где *I(x: y)* – интенсивность пика с массовым числом *(x; y)*; суммирование проводят по всем значениям *x*.

Потому масс-спектры ионных серий всегда содержат 14 чисел, соответствующих значениям 0≤y≤13 и удовлетворяют обычному условию нормировки:

$$\sum_{y=0}^{13} I_y = \sum_{m} I_m = 100\ \%$$

Масс-спектры ионных серий для указанных выше рядов имеют вид:
алканы (2:1): 16, **56**, 3, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 4, 1, 20;
монокарбоновые кислоты (4:8): 8, **26**, 2, 18, 22, 2, 0, 0, 0, 0, 0, 2, 1, 17;
фенолы (10:6): 1, 2, 0, 2, 1, 4, 1, 9, 2, **50**, 20, 4, 1, 3.

На заключительном этапе идентификации проводят сравнение СИС анализируемого соединения со спектрами ионных серий гомологических рядов веществ-стандартов. В качестве критерия совпадения двух сравниваемых спектров ионных серий используют параметр (*D*), который учитывает различия во всех значениях *Iy*:

$$D = \sum_{y=0}^{13} |Iy - Iy^{станд}| \quad (4)$$

где Iy , $Iy^{станд}$ - интенсивности соответствующих линий в спектрах ионных серий анализируемого соединения и предполагаемого гомологического ряда,

Случай $D = 0$ соответствует полной тождественности сравниваемых спектров

$$D \le k\,\Sigma S \quad (5)$$

Здесь ΣS – сумма стандартных отклонений всех ненулевых величин Iy ; k – параметр, регулирующий надежность идентификации (k = 1-2).

Нами была разработана программа для групповой идентификации РОВ термальных вод по СИС, реализованная нами на IBM PC/AT (qbasic). Ее первоначальный вариант работает в диалоговом режиме, комментарий которого приведен в таблице 1.

Исходными данными для идентификации служили полные масс-спектры неизвестных соединений, алгоритм сравнения основан на критерии идентификации (4, 5). При проверке возможностей программы по 36 масс-спектрам контрольной выборки для соединений зарегистрированных в массиве данных рядов: метиловые эфиры моно(4:12) и дикарбоновых кислот (6:23), алканы (2:1), триметилсилильные эфиры спиртов (6:45), - доля правильных ответов превышала 90% при k=2 и среднем числе альтернативных вариантов отнесения 1-2 [21].

Таблица 1.

Исходные данные и ответ программы	**комментарий**
s.945-41.dat; s.945-41.rez	Вводятся имена входного и выходного файлов
62;	Вводится полный исходный спектр: число заданных пиков масс-спектра
39.0, 6.2; 41.0, 12.2; 42.0, 6.0; 157.0, 17.5;	далее попарно значения m/z и интенсивности
39.0, 0.9; 41.0, 1.7; 42.0, 0.8 ... 157.0, 2.3;	Вычисляется вклад i-иона в полный ионный ток и интенсивность молекулярного иона
IY	устанавливается класс интенсивности (W) молекулярного иона
39.0, 17.0; 41.0, 36.0; 42.0, 16.0; ... 157.0, 45.0;	Вычисляется и выводится на печать нормализованный спектр

	Продолжение таблицы 1
N=4	Выборка главных пиков
	Будем менять значение N ? Да (1);
2	Нет (2)
–	Введите новое значение N
0, 1, 2, 3, 4, 12, 13,	Программа выдает значения y, для которых интенсивности > 50%
3	и y_{max}
6,14,7,25,8,5,0,0,0,0,0,6,5,23	Спектр ионных серий
2	Будем менять значение y_{max} ? Да (1); Нет(2)
y = 3	Введите значение y_{max}
6:23: 5,13,7,39,8,1.2,2,0,0,0,2,2,19 D=34 S=53; 6:24; 7,24,6,31,9,2.2.2,0,0,0,2,2,13 D=42 S=57	Программа выдает индексы и спектры ионных серий альтернативных гомологических рядов: метиловые и диалкиловые эфиры дикарбоновых кислот, значения критерия совпадения спектров (*D*) и суммы стандартного отклонения (S)

Число альтернативных вариантов отнесения в ходе интерпретации большинства компонентов амфотерной, слабо кислотной и основной фракций в среднем составляло от 6 до 10 классов соединений. Поэтому для случаев интерпретации «смешанных» хроматографических сигналов РОВ, «Программа обработки спектров» была дополнена программой, позволяющей идентифицировать, оценивать вклад и отфильтровывать «фоновые» гомологические серии и получать «исправленный» спектр основного компонента. Таким образом достигалась надежность его отнесения к вероятностному ряду.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (гранты 04-02-16183, 06-08-07500-к).

Литература:

1. *Алхасов А.Б.* Перспективы освоения геотермальных ресурсов Северного Кавказа / Перспективы энергетики, 2003, т.7, 367-375.
2. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / Под ред. *Л.М. Зорькина*. М.: Недра, 1989. – 382 с.
3. *Зингер А.С., Жувот А.К., Кудрявцева А.С.* Ореолы рассеяния нефтяных и газовых залежей / Саратов. Изд-во Саратовского ун-та. 1973.
4. *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.
5. *Кирюхин В.К., Мелькановицкая С.Г., Швец В.М.* Определение органических веществ в подземных водах / М.: Недра, 1976 – 189 с.
6. *Быкова Е.Л., Бродовская А.а., Дудова М.Я.* Методы исследования органических веществ подземных вод / М.: Недра, 1969 – 98 с.
7. *Каймаразов А.Г., Магомедова С.В., Каймаразова Н.А.* Потенциометрическое определение органических кислот в высокоминерализованных водах Дагестана. //Сб.науч.тр. Ин-та проблем геотермии Даг.ФАН СССР, Махачкала,1984.вып.4. с.122-129.
8. *Когановский А.М., Клименко Н.А., Левченко Т.М., Рода И.Г.* Адсорбция органических веществ из воды / Л.: Химия, 1990 – 256 с.
9. *Каймаразов А.Г., Апандиев Р.Б., Каймаразова Н.А.* Определение гумусовых кислот в термальных минерализованных водах Дагестана //Материалы II

региональной конференции «Химики Сев.Кавказа – народному хозяйству». Грозный, 1989. С.163.

10. Лабораторное руководство по хроматографическим и смежным методам /Пер. с англ., под ред. *О. Микеша*. М.: Мир, 1982.- Ч.1–400 с, 1982.- Ч.2–381с.
11. *Терлецкая А.С.* Развития методов анализа вод (обзор) / Химия и технология воды, ТТ. 8-11, 1986-1989 гг.
12. *Лурье Ю.Ю.* Аналитическая химия промышленных сточных вод. М.: Химия. 1984 – 448 с.
13. *Каймаразов А.Г.* Количественная идентификация водорастворенных органических веществ минерализованных термальных вод Дагестана. Сообщение 1. Органические вещества попутных нефтяных вод Южносухокумской группы месторождений // Сб.науч.тр. / Геотермия. Т.2. Геологические и теплофизические задачи. Махачкала, 1992. сс.143-153.
14. *Вульфсон Н.С., Заикин В.Г., Микая А.И.* Масс-спектрометрия органических соединений / М.: Наука. 1986 – 312 с.
15. *Тахистов В.В*. Практическая масс-спектрометрия органических соединений / Л.: ЛГУ. 1977 – 166 с.
16. *Budzikiewicz H., Djerassi C., Williams D.H*. Mass Spectrometry of Organic Compounds. San Francisco, Holden-Day Inc., 1967. 690 p.
17. *Заикин В.Г., Микая А.И*. Химические методы в масс-спектрометрии органических соединений / М.: Наука. 1987 – 200 с.
18. *Kaymarazov A.G., Apandiev R.B.* Identification of Dissolved Organic Substance of Dagestan Water's Deposits.// Proceedings 23 Workshop Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, 1998. P.435-441.
19. *Заикин В.Г., Микая А.И., Вдовин В.М*. Масс-спектрометрия малых циклов (C, Si, Ge) / М.: Наука. 1983 – 159 с.
20. *Зенкевич И.Г., Иоффе Б.В*. Интерпретация масс-спектров органических соединений / Л.: Химия, 1986.- 176 с.
21. *Каймаразов А.Г., Шарапудинов Ш.М*. Интерпретация масс-спектров растворенных органических веществ термальных вод с помощью IBM PC // 4 региональная научная конференция «Химики Северного Кавказа – производству», Махачкала, ДГУ, 1996. с.46-47.

ВОЛНОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА

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.

Волновые энергетические установки (ВЭУ) предназначены для широкомасштабного использования в промышленной и бытовой энергетике экологически чистого и мощного энергоресурса – морских волн. ВЭУ предназначены в первую очередь для получения электроэнергии и/либо для опреснения воды. Также возможно применения данных установок для привода механизмов, использующих для своей работы энергию вращающегося вала. Данный продукт является совершенно новым на мировом рынке.

Почти все конкуренты использует для преобразования энергии морских волн метод осциллирующих водяной колонн, КПД которого довольно низок. Это связано с тем, что энергию волн совершенно неэффективно преобразуют с большими потерями в энергию сжатого на 1 -20% воздуха. По сути – это воздушная ветровая энергоустановка, в которой поток воздуха, вращающий турбину, создается перепадом давления воздуха из помещенного на воду и открыто снизу водоприемного резервуара типа колпака или колокола. Диапазон применения данного метода узок и ограничивается либо крупными волнами океанской зыби высотой 2-3 метров, либо крупными прибрежными волнами прибоя.

Для нестабильных природных энергетических источников важным вопросом является проблема накопления, запасания энергии. Для этой цели обычно используют аккумуляторные батареи. Для волновых энергоустановок предполагается также накопление энергии в гироскопических накопителях, либо производство водорода путём электролиза. Для электролиза можно напрямую использовать нестабильную, произвольно меняющуюся во времени мощность электрического тока. Водородная энергетика сегодня интенсивно развивается в автомобилестроении.

В отличие от конкурентов, предположенная нами технология позволяет избежать бесполезных потерь энергии.

Предположенные и запатентованные нами технические решения позволяют при практически любой высоте и типа волн (от 0,1м. и более) преобразовать в электрическую энергию всю потенциальную и кинематическую энергию волн с высоким КПД.

Конструкция волновой энергетической установки может включить произвольное количество однотипных преобразователей энергии, включенных последовательно или параллельно друг другу. При этом выходной вал является общим для всех преобразователей энергии, силы воздействия на которых произвольно смещены во времени. Это позволяет получить большие мощности (сотни кВт) на общем выходном валу и синхронизировать скорость его вращения.

Стоимость одного кВт установочной мощности солнечных батарей обходится покупателю в сумму от 4000 до 10 000 $ US, а покупатель ветровой энергоустановки платит за один киловатт от 700 до 1500 долларов. Предлагаемые нами волновые энергоустановки позволят покупателю получить один киловатт установочной мощности по цене от 50 до 300 долларов при серийном

производстве. Это намного дешевле, чем у наших конкурентов японцев и англичан.

Прибыль можно получить от продаж лицензий, от продаж установок, от продаж продукции, произведенной с помощью данных установок – электроэнергии, опресненной воды, водорода, кислорода, продажа механической энергии и.т.д. Попутно с опреснением достаточно перспективна добыча в промышленных масштабах солей, содержащихся в морской воде.

Морская волновая энергетика в мире пока еще не вышла на промышленный уровень и находится в самом начале этого пути. Рынок сбыта – все государства, имеющие выход к морям. Таких стран большинство причем прибрежные зоны являются наиболее заселенными и испытывающими растущие потребности в энергии и пресной воде.

Разработанный и отмакетированный нами преобразователь позволяет практически при любой высоте и типе волн (от 0,1м и более) преобразовать в полезную работу непосредственно всю энергию волн - и потенциальную и кинетическую. Принцип действия волновой энергетической установки поясняется рисунками 1,2.

Принцип работы волновой энергетической установки конструкция которой представлена на рис.1 заключается в следующем. Вся конструкция волновой установки имеет положительную плавучесть и размещается на двух понтонах 1,2. Установка может быть установлена в любом месте – на берегу моря, или в открытом море или в океане. Положение установки фиксируется с помощью двух тросов 3,4, на концах, которого установлены якоря 6, разнесенные друг от друга на определенные расстояния. При этом тросы 3,4 неподвижно связаны с петлей, закрепленной в носовой части первого понтона.

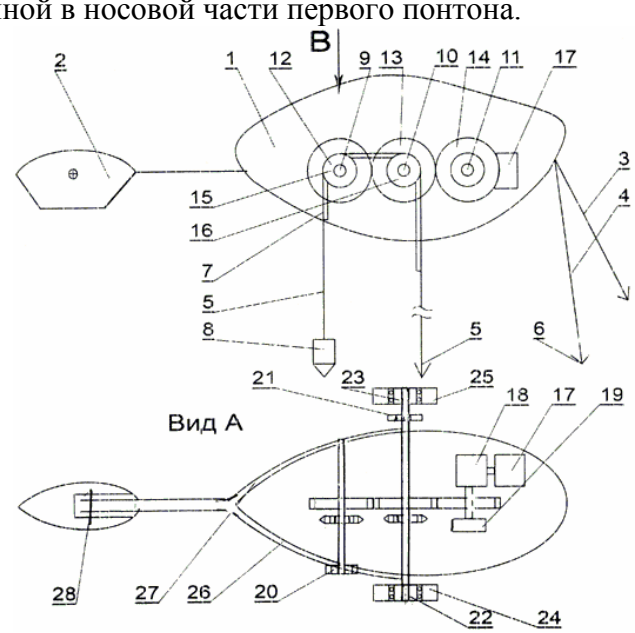


Рис.1. Вид волнового двигателя (вверху) с разрезом А –А (внизу) (1- первый понтон; 2 - второй понтон; 3,4,5 - первый, второй и третий тросы; 6 - якоря; 7 - цепь; 8- груз; 9,10,11 - первый, второй и третий валы; 12,13,14 - первая, вторая и третья шестерни; 15,16 - первая и вторая звезды, установленные на обгонных муфтах; 17,18 - мультипликатор; 19 - маховик; 20,21,22,23 - третья, четвертая, пятая и шестая обгонные муфты; 24,25 - первое и второе водяные колеса; 26,27 - первый и второй рычаги; 28 - шарные соединения рычагов.

Первый 1 и второй 2 понтоны имеют обтекаемую форму, герметичны и связаны друг с другом первым и вторым рычагами 26,27. Вся основная конструкция установки размещена на первом понтоне. Под действием волн моря

понтоны соединенные рычагами 26,27 ориентируются вдоль направления волн. При этом тросы 3,4 препятствуют изменению координат понтонов. Два троса, концы которых закреплены ко дну моря с помощью двух якорей 6, разнесенных друг от друга на фиксированное расстояние, задают фиксированную высоту понтонов (h). Приход и уход волны меняет высоту понтонов от этого заданного уровня на $t\Delta h$.

В конструкции установки предусмотрен еще третий трос 5, который с помощью третьего якоря 6 закрепляется ко дну моря непосредственно под первым понтоном. К верхнему концу этого троса крепится цепь 7, а к другому концу цепи крепится груз 8, имеющий обтекаемую форму.

Цепь кинематически связана с двумя звездами, неподвижно установленными на обоймах соответствующих обгонных муфт 15 и 16. Ступицы обгонных муфт + 5,16 установлены на соответствующих валах 9,10. Обгонные муфты установлены на валах так, что при вхождении в сцеплении одной муфты, вторая муфта крутится в холостую и наоборот. В этом случае при подъеме первого понтона 1 цепь 7 приводит к вращению первого вала по часовой стрелке, а при его опускании – второго вала против часовой стрелки. Вращение первого вала 9 обеспечивается с помощью троса 5, привязанного к третьему якорю.

Вращение второго вала 10 в противоположном направлении обеспечивается с помощью груза 8, привязанного ко второму концу цепи 7. На первом и втором валах неподвижно установлены соответствующие шестерни 12,13. Указанные шестерни имеют одинаковые диаметры делительных окружностей и число зубьев. При этом вторая шестерня 13 входит в сцепление с третьей шестерней 14. Независимо от противоположных направлений вращения первого и второго валов, третье колесо вращается только в одном направлении – против часовой стрелки.

Чтобы выравнивать моменты вращения выходного (третьего) вала при подъеме и опускании понтона 1 необходимо выравнивать подъемную силу первого понтона и массу груза 8. Для этой цели, необходимо, что первый понтон под весом всех деталей и узлов волнового двигателя (3-25) погрузится только наполовину своего объема. Подземная сила создаваемая при погружении понтона выше ватерлинии, была равна массе груза 8, с вычетом веса воды, вытесненной его объемом.

Для стабилизации скорости вращения выходного вала 11 на нем может быть установлен массивный маховик 19 + вращение третьего вала 11 через мультипликатор 18 передается на электрогенератор 17. Мультипликатор согласует скорости вращения третьего вала с начинающей скорости вращения электрогенератора.

Для накопления энергии могут быть использованы аккумуляторы. Перспективным направлением является получение водорода путем электролиза воды для последующего его применения в качестве горючего для двигателей внутреннего сгорания и.т.д.

Для повышения КПД волнового двигателя используется колебательное движение двух рычагов 26,27, связывающих первый понтон 1 со вторым понтоном 2. Первый рычаг 26 связан с обоймой третьей обгонной муфты, ступица которой неподвижно установлена на первом валу 9. Конец второго рычага 27 аналогичным путем через четвертую обгонную муфту 21 связан со валом 10. При этом третья и четвертая обгонные муфты установлены так, что при подъеме второго понтона 2 первый вал вращается против часовой стрелки, а при его опускании – второй вал вращается по часовой стрелке. Вторые концы рычагов

26,27 шарнирно связаны с центром второго понтона. Понтона 1,2 имеют обтекаемую форму. При изменении направления волны понтоны меняют свою ориентацию так, что рычаги 26,27 устанавливаются вдоль направления волн. Длины рычагов подбираются такими, чтобы они совершали наибольшие колебательные движения. Для этого необходимо, чтоб расстояние между центрами понтонов было равно нечетному количеству полуволн ($\lambda/2$). В этом случае когда первый понтон 1 оказывается на гребне волны, второй понтон 2 окажется во впадине и наоборот.

Для использования кинетической энергии надвигающейся волны применяются первое 24 и второе 25 водяные колеса. Колеса устанавливаются на обоймах пятой 22 и шестой 23 обгонных муфт. Ступицы указанных муфт неподвижно закреплены на концах второго вала 10. Под воздействием волн колеса с помощью соответствующих обгонных муфт 22,23 приводит во вращение второй вал по часовой стрелке (см. рис.1). Обгонные муфты 15,16,20 – 23 обеспечивают параллельную работу двигателя от пяти видов движения: подъем и опускания первого понтона, колебания рычагов 26,27 в ту или другую стороны и вращения водяных колес 24,25. Любое из этих звеньев, препятствующих заданному направлению вращения третьего вала 11, выводится обгонными муфтами из кинематической схемы работы двигателя. Для стабилизации скорости вращения выходного вала 11 может быть использован классический стабилизатор скорости вращения .

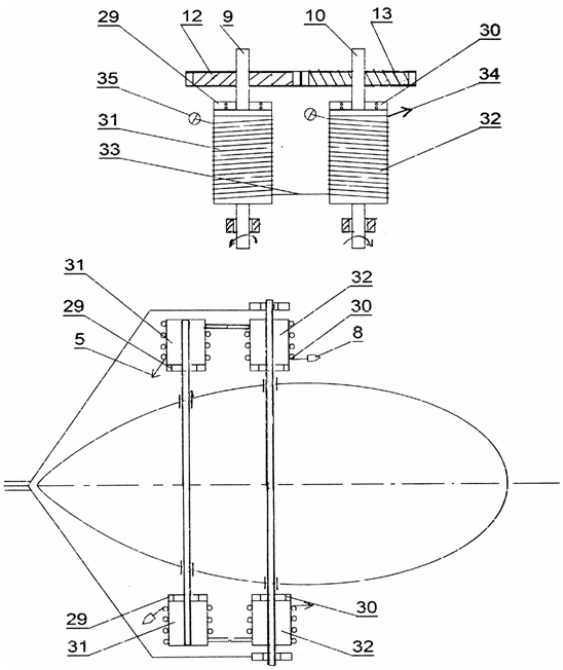


Рис.2. Конструкция второго варианта узла преобразования вертикальных перемещений первого понтона во вращательное движение первого и второго валов (вверху), третий вариант симметричного размещения узлов преобразования вертикальных перемещений понтона относительно корпуса понтона 1 (внизу) (9-13 - те же, что на рис.1; 29,30 - седьмая и восьмая обгонные муфты; 31,32 - первый и второй барабаны; 33 - четвертый трос; 34 - якорь; 35 – груз; 36,37 - третий и четвертый рычаги; 38,39 – девятая и десятая обгонные муфты.

На рис.2 (вверху) представлен второй вариант конструкции преобразователя движения подъема и опускания первого понтона. В этой конструкции взамен цепкой передачи и звездочек, установленных на обгонных муфтах 15,16, используются первый 31 и второй 32 барабаны. Последние установленные на соответствующих валах 9,10 с помощью седьмой 29 и восьмой 30 обгонных муфт. Обоймы указанных муфт неподвижно связаны с барабанами

31 и 32, обоймы которых установлены на первом 9 и втором 10 валах соответственно. На барабаны намотан четвертый трос 33. К одному концу указанного троса привязан якорь 34, другому - груз 35. При неподвижно закрепленном к дну моря якоре подъем первого понтона приводит во вращение барабанов и связанных с ним валов 9 и 10. Трос 33 намотан на барабанах так, что они вращаются в разные стороны. Первый барабан вращается против часовой стрелки, а второй по часовой стрелке.

При опускании понтона 1 груз 35 тянет за собой трос 33. Обойма седьмой обгонной муфты 29 входит в сцепление со ступицей и вращает первый вал 9 против часовой стрелки. Обойма восьмой обгонной муфты 30 выходит из сцепления и трос 33 наматывается на второй барабан 32. Первый вал является ведущим и через шестерни 12,13 и 14 вращает третий вал 11 в том же направлении – т.е. против часовой стрелки. Вторая конструкция упрощает механизм преобразования движения и позволяет существенно увеличить моменты вращения на валах.

На рис.2 (внизу) приведен третий вариант конструкции, когда узлы преобразования движения установлены с двух сторон понтона 1 и вынесены за его пределы. Принцип работы каждого из них совпадает с вышеизложенным вторым вариантом (рис.2 (вверху)).

В третьем варианте тросы 33 закреплены с двух сторон первого понтона. При подъеме понтона ведущими становятся оба вала 9 и 10. Обгонные муфты 29 и 30 переключают направление вращения барабанов 31 и 32, установленных с двух сторон так, что при опускании понтона с помощью грузов 35 ведущими становятся оба вала 9,10, сохраняя прежние направления своих вращений. Подбирая массу грузов и подъемную силу понтона возможно выровнять моменты вращения валов, создаваемые при подъеме и опускании понтона на волнах. Связь рычагов 26 и 27 с первым и вторым валами в третьем варианте (рис.2 (внизу)) осуществляется аналогично первому варианту (рис.1).

Аналогично первому варианту на втором валу 10 симметрично с двух сторон с помощью пятого 22 и шестого 23 обгонных муфт устанавливаются водяные колеса 24 и 25. Эти колеса создают момент вращения от напора надвигающей волны и преобразуют кинетическую энергию волны.

В первом и втором варианте трос (или цепь) выводится из корпуса по центру понтона 1. Это требует применение специальных уплотнителей, не пропускающих волу во внутрь понтона. В третьем варианте тросы 33 вынесены за пределы понтона. Симметричное натяжение тросов с двух сторон понтона повышает устойчивость его крепления и удваивает снимаемую мощность преобразователя вертикального движения понтона. Подбирая объем и массу второго понтона такими, чтобы он погрузился на половину своего объема можно выровнять моменты вращения создаваемые рычагами 26 и 27 на первом и втором валах. Суммарная мощность создаваемая на выходном валу от преобразования пяти видов движения может составит сотни – тысячи киловатт.

Волновая энергетическая установка может быть использована как автономный источник электрической и механической энергии и тепла там, где нет централизованного электроснабжения вдоль побережья морей и океанов. Потенциальными потребителями таких волновых двигателей являются пограничники, нефтяники, рыболовы, моряки и т.д.

АНАЛИЗ НЕКОТОРЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ СУДОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Дорохов. А.Ф., Климова Е.В.

Астраханский государственный технический университет;
Астрахань, Россия; 414025, ул.Татищева, 16

Сегодня в сфере двигателестроения стоят три основные задачи: обеспечение энергетической эффективности, экологической безопасности и экономичности. В результате анализа различных научных исследований и публикаций выбраны варианты энергетических установок, которые способны решить некоторые из поставленных задач.

Создание комбинированных двигателей явилось новым этапом в развитии поршневых двигателей внутреннего сгорания. В качестве компрессионных машин в комбинированном двигателе используются почти все виды компрессоров, в качестве расширительной машины применяется только газовая турбина. Комбинированные двигатели могут быть разделены на следующие группы:

- *Комбинированные двигатели с механической связью* (валы турбины и компрессора связаны порознь с коленчатым валом или связаны между собой и с ним механической или гидравлической передачей).
- *Комбинированные двигатели с газовой связью поршневой части с турбиной и компрессором* (лопаточные машины часто жестко соединены между собой и образуют единый агрегат, называемый турбокомпрессором).
- *Комбинированные двигатели с двухступенчатым наддувом* (сжатие воздуха в двух последовательно расположенных компрессорах, каждый из которых приводится в движение отдельной газовой турбиной).

Другой известной установкой является комбинированная энергетическая установка (КЭУ) со *свободнопоршневым линейным дизель-генератором* (СПДГ). Ее создание послужило развитию эффективного направления совершенствования экологических и экономических характеристик судна. Степень преодоления излишних габаритов, массы, расхода топлива и вредных выбросов, длительностей процессов впуска, разгона и нагружения и определяет конкурентоспособность дизель – генераторов относительно других бортовых источников электрической энергии, например, электрохимических для использования в КЭУ.

Предельное упрощение и сокращение массы и габаритов дизель-генераторов достигается полным исключением всех валов и всех механических приводов и передач реализацией свободнопоршневых линейных дизель-генераторов (СПДГ). В СПДГ поршни, расположенные в соосных противоположных цилиндрах, жестко связаны через подвижную часть линейного электрического генератора – индуктор. Рабочие циклы в противоположных камерах сгорания происходят поочередно, создавая возвратно-поступательное движение поршней с индуктором, которое генерирует переменный ток в обмотках статора генератора.

Микропроцессорное управление на основе информации о положении поршней в отдельных модулях позволяет решить задачу создания многомодульных СПДГ использованием только информационных межмодульных связей.

В СПДГ исключены поршневые пальцы, шатуны, коленчатые и распределительные валы, их приводы и опоры, противовесы и маховики,

практически все межагрегатные и управляющие механические связи заменены информационными, реализуемыми микропроцессорным управляющим устройством – микроконтроллером. Для реализации информационных связей управления подачей топлива предусматривается использование электроуправляемых форсунок или насос-форсунок, а управления газораспределением – электромагнитных или гидравлических клапанов.

По массе индукторов оптимален линейный генератор с одним укороченным индуктором, тремя пакетами статора и восемью парами полюсов. Минимальный модуль СПДГ с двухтактным дизелем должен иметь два цилиндра, а с четырехтактным – четыре цилиндра с жестко связанными поршнями. Число модулей в СПДГ равно или кратно числу фаз генерируемого переменного тока. Модули могут быть полностью автономными. Исполнение в виде наборов автономных унифицированных модулей – основное отличие СПДГ от обычных дизель-генераторов и одно из важнейших их преимуществ.

К КЭУ второго уровня можно отнеси *адиабатный двигатель*. В последние годы идея его создания приобретает все большую популярность. У такого двигателя отсутствуют непроизводительные потери тепла в систему охлаждения. С целью увеличения характеристик рабочего процесса производится его адиабатирование.

Интенсивную работу в этом направлении ведет американская фирма “Камминс” при участии Управления по исследованиям и разработке автобронетанковой техники (TARADCOM) и Министерства энергетики США.

Фирмой разработан и испытан “турбокомпаундный” двигатель с силовой турбиной на базе серийной модели “Камминс NTC-400”. Силовая турбина низкого давления с радиальным подводом газа использует энергию отработавших газов (ОГ), выходящих из агрегата турбонаддува; вместе с корпусом подшипников она составляет отдельный модуль. Два других модуля ─ высокооборотный и низкооборотный редукторы (со встроенной гидромуфтой). Двигатель оборудован двухконтурной системой охлаждения для снижения температуры заряда, что повысило термический КПД и снизило содержание окислов азота в ОГ. Применение силовой турбины потребовало некоторой конструкторской доработки дизеля, которая коснулась распределительного вала, клапанов, выпускных каналов, выпускного коллектора и турбонагнетателя; это позволило уменьшить потери в процессе выпуска. Ни температуры, ни напряжения в деталях ЦПГ не повысились.

Основные теплоизолированные компоненты экспериментального двигателя – головка поршня, огневое днище крышки цилиндра, верхний пояс втулки и выпускные каналы. Были изготовлены и испытаны три варианта этих деталей: из жаропрочной стали (для предварительных испытаний), из стеклокерамики и из нитрида кремния горячего прессования.

Керамические материалы для изготовления деталей камеры сгорания должны иметь следующие характеристики:

а) достаточную прочность при высоких температурах;
б) хорошие теплоизолирующие свойства;
в) малый коэффициент расширения;
г) низкую стоимость.

Испытания показали, что стеклокерамика (алюмосиликат лития) удовлетворяет требованиям б), в), г), тогда как нитрид кремния – только требованию а). Таким образом, создание в ближайшем будущем работоспособного адиабатного двигателя с достаточно высоким ресурсом зависит

от успехов керамической промышленности.

Еще одна проблема адиабатного двигателя – это проблема смазки, которая должна выдерживать высокую температуру на поверхности цилиндра (480°С вместо обычных 180-205°С). Возможный путь ее решения – создание керамических пар трения с газовой смазкой. Прорабатывается также вариант с несмазываемыми керамическими подшипниками качения для поршневого пальца и коленчатого вала. Все это, по мнению разработчиков, позволит создать неохлаждаемый несмазываемый двигатель с термическим КПД 55% и с достаточной энергией ОГ для ее утилизации.

Итак, к недостатками такого двигателя можно отнеси: технологическую сложность производства материалов для изготовления деталей камеры сгорания и проблему смазки, выдерживающей высокие температуры на поверхности цилиндра.

Преимуществами адиабатного двигателя являются*:* использование энергии ОГ в силовой турбине низкого давления для получения дополнительной мощности на валу; улучшенная характеристика крутящего момента; снижение содержания окислов азота; повышение термического КПД.

Наряду с другими подходами к решению стоящих перед энергетикой проблем одним из наиболее перспективных путей является широкое внедрение энергопреобразующих систем на основе газовых регенеративных машин, работающих по прямому и обратному циклам Стирлинга (машины Стирлинга). Конструктивно *машина Стирлинга* представляет собой удачное сочетание в одном агрегате компрессора, детандера и теплообменных устройств: теплообменника нагрузки (нагревателя или конденсатора), регенератора и холодильника. В качестве рабочего тела используют, как правило, гелий, воздух, азот, водород, которые во внутреннем контуре машины совершают прямой или обратный термодинамический цикл, состоящий из двух изотерм и двух изохор.

Принципиальные особенности цикла Стирлинга:

- цикл характеризуется нестационарными во времени параметрами потоков рабочего тела в каждой точке системы, ввиду этого область применения этих машин – малые и средние мощности;
- цикл предназначен только для работы с газообразным рабочим телом;
- регенерация тела в цикле позволяет работать в большом интервале температур при относительно малых отношениях давлений сжатия и расширения;
- для реализации цикла в качестве рабочих тел могут быть использованы водород, гелий, азот, воздух и другие газообразные вещества;
- цикл универсален, на его основе возможно создание преобразователей как прямого, так и обратного цикла.

Преимуществами машин Стирлинга являются несколько принципиальных свойств, присущих только этим машинам:

- широкая универсальность термодинамического цикла Стирлинга, позволяющего при различном конструктивном исполнении создавать преобразователи как прямою цикла (двигатели), так и обратного (холодильные машины);
- высокая степень экологической чистоты как самих рабочих тел машин Стирлинга, так и отработавших сред;
- очень высокая энергетическая эффективность (теоретический КПД цикла идеальной машины Стирлинга ранен КПД цикла Карно).

Кроме более высокого КПД, малой концентрации вредных веществ в ОГ и низкого уровня шума, двигатели Стирлинга, что особенно важно для

энергоснабжения транспорта, могут работать практически на любом виде горючего: бензине, дизельном топливе (ДТ), природном газе, древесине, торфе и т.д. Ввиду этого, в условиях современного топливно-энергетического кризиса исключается необходимость получения, транспортирования и хранения традиционных видов топлива (бензина или ДТ), а стирлинг-генераторы будут работать только на местном топливе, что в значительной мере повышает автономность и надежность работы автономных источников энергоснабжения.

В мировых обзорах по энергопреобразующей технике двигатель Стирлинга рассматривается как двигатель, обладающий наибольшими возможностями ля дальнейшей разработки. Большой ресурс, сравнимые размеры и масса, хорошие характеристики крутящего момента – все эти параметры дают возможность машинам Стирлинга в ближайшее время значительно потеснить двигатели внутреннего сгорания.

Двигатели Стирлинга относятся к классу двигателей с внешним подводом теплоты. В связи с этим по сравнения с ДВС в двигателях Стирлинга процесс горения осуществляется вне рабочих цилиндров и протекает более равновесно, рабочий цикл реализуется в замкнутом внутреннем контуре при относительно малых скоростях повышения давления в цилиндрах двигателя, при плавном характере теплогидравлических процессов рабочего тела внутреннего контура, при отсутствии газораспределительного механизма клапанов.

Несмотря на все перечисленные выше достоинства, существует ряд проблем, которые выступают сдерживающим механизмом для создания и широкого применения машин Стирлинга:

1. сложность математического описания и методов расчета проектируемых машин, связанная с непрерывным движением рабочих поршней реальной машины, нестационарным теплообменом во внутреннем контуре машины. Решением нелинейных дифференциальных уравнений, решением оптимизационных задач и т.д.;
2. сложность разработки конструктивного исполнения основных узлов, вызываемая высоким давлением (1.5 – 40 МПа), особенностями рабочих тел, многообразием компоновочных схем, внешним подводом теплоты и т.д.;
3. сложность технологического исполнения, связанная с применением жаропрочных сплавов и цветных металлов, изготовлением и упаковкой насадки регенератора и т.д.

Таким образом, можно сделать выводы:

- высокая наукоемкость данной области техники является основным сдерживающим фактором широкого распространения машин, работающих по циклу Стирлинга;
- успех в создании конкурентоспособных на мировом рынке машин Стирлинга может быть достигнут только как результат синтеза высокого уровня научных исследований, тщательной конструктивной проработки основных узлов и передовой технологии производства.

Другим перспективным источником энергии являются *топливные элементы* (ТЭ). ТЭ – гальванический элемент, в котором электрическая энергия получается в результате реакции окисления-восстановления (в присутствии катализатора – платины, серебра и т. д.), топлива (например, водорода) и окислителя (например, кислорода), непрерывно поступающих из специальных резервуаров к соответствующим электродам, между которыми находится электролит, обеспечивающий пространственное разделение процессов окисления и восстановления.

ТЭ с большой эффективностью способны преобразовать химическую энергию в механическую. Они могут работать на любом движителе, но только короткий промежуток времени, поэтому им необходим ДВС.

Отличие ТЭ от аккумулятора заключается в том, что аккумуляторы требуют подзарядки, а топливным элементам необходимо топливо и окислитель.

Преимуществами ТЭ следует считать термический КПД, способный достигать 90%; низкую стоимость производства ТЭ; простоту изготовления; экономичность; генерацию постоянного тока; способность к перегрузкам.

Недостатками ТЭ являются *и*спользование дорогостоящего топлива и дорогостоящие материалы.

Большинство специалистов согласны в том, что ТЭ можно считать пригодными для практического применения и ограниченность их использования объясняется скорее экономическими, чем техническими причинами.

Разновидность ТЭ – *электрохимический генератор* (ЭХГ). Это химический источник тока, в котором реагенты в ходе электрохимической реакции непрерывно поступают к электродам. Состоит из батареи ТЭ, а также систем хранения и подачи реагентов, отвода продуктов реакции, контроля и управления. КПД до 80%.Отдельные системы ЭХГ взаимосвязаны. В зависимости от типа и назначения ЭХГ схема его может изменяться. Однако любой ЭХГ должен иметь системы, обеспечивающие подвод реагентов, вывод продуктов реакции и регулирование температуры. Каждая из этих систем может быть достаточно сложной, так как необходимо поддерживать в определенных пределах расход топлива и окислителя, скорость вывода продуктов реакции, температуру и давление в батарее и других подсистемах ЭХГ, выходное напряжение и т. п. Системы ЭХГ должны выполнять свою роль не только при стационарном режиме работы ЭХГ, но и при переменных нагрузках.

ЭХГ в последнее время привлекают все большее внимание. И это вполне оправдано. Действительно, возможность получать электроэнергию, не сжигая топлива, а превращая химическую энергию его и окислителя сразу в электроэнергию, чрезвычайно заманчива. Длинная цепочка энергетических превращений (химическая энергия топлива и окислителя – внутренняя энергия горячих продуктов сгорания – теплота – внутренняя энергия рабочего тела (вода, пар) – механическая энергия турбины – электроэнергия), проводимых в сложных устройствах со значительными потерями энергии (более 50%), заменяется одним процессом в одном устройстве – ЭХГ. КПД этих устройств очень высок. Пока ЭХГ дороги и их использование ограничено, но интенсивная работа по их совершенствованию идет весьма успешно.

Новшеством в сфере автономной энергетики являются *анаэробные (воздухонезависимые) энергетические установки* (АНЭУ). Анаэробные энергетические установки могут использоваться на различных объектах, функционирующих без связи с атмосферой. К ним, помимо подводных лодок (ПЛ), относятся подводные аппараты, специальные фортификационные сооружения, орбитальные космические станции и т.д. Для ПЛ значительно легче решается проблема утилизации тепла в автономном режиме, так как охлаждение оборудования осуществляется за счет сброса низкопотенциальной теплоты в открытый океан. Поэтому при создании перспективных АНЭУ для ПЛ основное внимание должно уделяться выбору высокопотенциального источника теплоты (ВИТ) топлива и высокоэффективного преобразователя прямого цикла (ППЦ), совместимого с выбранным ВИТ. От правильного их выбора в значительной мере будет зависеть продолжительность периода автономности, визуальная и

акустическая скрытность ПЛ, количество запасов материальных сред (объемов хранилищ топлива, масла) и забортной воды на охлаждение преобразователей энергии и т.д.

Для выявления и систематизации всего перечня, возможно реализуемых АНЭУ различных типов выбран метод морфологического анализа. Выделим наиболее существенные для такого анализа морфологические признаки: источник высокотемпературной теплоты; преобразователь прямого цикла; система утилизации отработанных сред.

Для каждого морфологического признака определялся перечень возможных вариантов его применения и конструктивного исполнения. Так, в качестве источников высокотемпературной теплоты для ПЛ могут быть использованы: ядерная энергия, органическое топливо, энергия химических превращений, радиоизотопных излучении, горения жидких металлов и водорода и т. д.

К преобразователям энергии прямого цикла предъявляются следующие требования: возможность создания отечественной промышленностью, относительно низкая стоимость создания и эксплуатации, необходимый ресурс с учетом 30-летней эксплуатации ПЛ, отсутствие шума и вибрации, высокий КПД, высокая надежность в условиях длительного функционирования с незначительным объемом технического обслуживания и др.

Для каждого морфологического признака разработаны критерии эффективности. Так, горючее должно обладать высокой теплотворной способностью, нетоксичностью, взрывопожаробезопасностью, низкой стоимостью, простотой доставки и хранения в места базирования ПЛ, незаметностью и простотой удаления продуктов сгорания из ПЛ.

При разработке АНЭУ для неатомных ПЛ большое значение имеет выбор состава топлива. Горючее и окислитель должны быть в жидком или газообразном состоянии для простоты их перемещения по трубопроводам, продукты сгорания топлива должны быть легко транспортабельны и хорошо растворимы в воде, хранилища для горючего и окислителя должны быть простыми по конструкции и недорогими по исполнению, промышленное производство топлива должно быть несложным и освоенным.

Номенклатура топлив для АНЭУ, исследованных в России, включает следующие композиции: водород жидкий + кислород жидкий; водород в ИМС + кислород жидкий; магний + кислород жидкий; дизельное горючее + кислород жидкий; дизельное горючее + перекись водорода; керосин + перекись водорода; дизельное горючее + хлорат натрия; дизельное горючее + надперекись натрия.

Все рассмотренные топлива имеют в качестве окислителя жидкий кислород, который является относительно простым в производстве, дешевым и хорошо освоенным в эксплуатации, в том числе и на ПЛ. На современном уровне развития техники жидкому кислороду и его криогенному хранению на борту неатомной ПЛ альтернативы практически нет. Таким образом, по совокупности технико-экономических характеристик, освоенности производства, снабжения и безопасности применения на ПЛ приоритетным из топлив для АНЭУ ПЛ ВМФ России являются композиции водород в интерметаллидном сплаве + кислород жидкий и дизельное горючее + кислород жидкий.

Для решения проблемы ОГ предполагается применить системы как с внутренней утилизацией, так и с удалением их за борт ПЛ.

При погружении лодки на глубину до 300–400 м продукты сгорания можно удалять непосредственно за борт ПЛ без применения компрессора.

Давление, необходимое для этого, создается за счет применения камеры сгорания высокого давления двигателя Стирлинга и поддержания в трубопроводах системы сжигания топлива давления 3 МПа. Однако при дальнейшем увеличении глубины погружения ПЛ для удаления ОГ необходим компрессор, что усложнят анаэробную установку и ухудшает ее виброшумовые характеристики. Поэтому целесообразно конденсировать или использовать продукты сгорания топлива внутри ПЛ, что позволяет применять камеру сгорания низкого давления и исключает необходимость выброса отработанных продуктов за борт.

Для обеспечения полноты сгорания сжиженного природного газа (СПГ) предлагается подавать в камеру сгорания двигателя Стирлинга избыточный кислород по сравнению с количеством, которое определяется стехиометрическим соотношением. В последующем CO_2 и H_2O из ОГ вымораживаются или частично возвращаются в топливный цикл вместе с непрореагировавшим кислородом. Данный подход позволяет также избежать нагарообразования на теплообменных поверхностях камеры сгорания и исключить попадание токсических газов в обитаемые помещения ПЛ.

Работа АНЭУ на основе двигателя Стирлинга с вымораживанием продуктов сгорания осуществляется следующим образом. В камеру сгорания двигателя вместе с СПГ подается избыточный кислород. Теплоноситель контура охлаждения двигателя Стирлинга проходит через аккумулятор холода, где охлаждается забортной водой. СПГ и кислород из соответствующих емкостей поступают в камеру сгорания. Продукты сгорания удаляются по линии.

После камеры сгорания ОГ попадают в теплообменник-охладитель, где охлаждаются забортной водой до температуры ОС, а затем в адсорбер, где из них вымораживаются CO_2 и H_2O, а оставшийся кислород и азот из ОГ попадают в емкость с жидким кислородом.

Использование схемы **АНЭУ с подводом части ОГ в камеру сгорания двигателя** позволяет снизить температуру горения топлива, что увеличивает надежность работы двигателя Стирлинга. Такая АНЭУ работает следующим образом. В камеру сгорания вместе с природным газом подается избыточный кислород. Теплоноситель контура охлаждения двигателя остывает до температуры ниже температуры ОС (забортной воды) за счет теплообмена с забортной водой в аккумуляторе холода. Продукты сгорания после камеры сгорания поступают в теплообменник-охладитель, где охлаждаются забортной водой до температуры ОС, а затем в сепаратор, где от них отделяется H_2O. Углекислый газ и оставшийся кислород из ОГ подаются в эжектор для смешивания с новой порцией кислорода. Забортная вода в ПЛ подается по магистрали, которая проходит через аккумулятор холода и теплообменник-охладитель.

Анализ возможностей создания АНЭУ в России показывает, что для ближайшей перспективы реальными могут быть АНЭУ на основе ДВС, а для среднесрочной и дальней перспективы рациональными являются варианты с ЭХГ и карнотизированными газотурбинными установками.

Предлагаемые технические решения перспективных АНЭУ отражают современные тенденции и в дальнейшем вполне могут стать основой коммерческого транспорта.

Литература:

1. ДВС. Устройство и работа поршневых и комбинированных двигателей. Под *ред. А.С. Орлина, М.Г. Круглова*, 1983. 382с.

2. *Михайлов Л.И.* На пути к созданию адиабатного двигателя // Двигателестроение. 1982. № 5. С.47-49.
3. *Пинский Ф.И.* Конструкции и алгоритмы управления свободнопоршневых безвальных линейных дизель-генераторов для комбинированных энергетических установок транспортных средств // Луканинские чтения: Тез. докл. 2003. С.36-39.
4. *Кириллов Н.Г., Амирханов Е.И.* Анаэробные установки для подводных лодок на основе двигателей Стирлинга и сжиженного природного газа // Судостроение. 2002. № 4. С.47-50.
5. *Кириллов Н.Г.* Область применения машин Стирлинга – системы автономного энергоснабжения // Вестник машиностроения. 2005. № 10. С.3-7.
6. *Кириллов Н.Г., Мошков В.Н.* К вопросу о макропроектировании АНЭУ на химическом топливе // Судостроение. 2005. № 3. С.58-61.
7. *Нерушайло А.* перспективы развития дизельных энергетических установок на кораблях и судах ВМФ // Судостроение. 2005. № 5. С.51-53.

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ ФАЗОПЕРЕХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТЕПЛОАККУМУЛИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ. ДРЕВА ФАЗ, КРИСТАЛЛИЗАЦИЙ И ХИМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ВЗАИМНЫХ СОЛЕВЫХ СИСТЕМАХ КАК ОСНОВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОМПОЗИЦИЙ С РЕГЛАМЕНТИРУЕМЫМИ СВОЙСТВАМИ

Вердиев Н.Н.

Объединенный научно-исследовательский и производственный центр объединенного института высоких температур Российской академии наук; Махачкала, Россия;

По данным рентгенофазового (РФА) и комплексного дифференциально-термического (ДТА) анализов, проведена дифференциация пятикомпонентной взаимной системы Li,Na,Ca,Ba//F,MoO_4 на фазовые единичные блоки (ФЕБ), сформированы древа фаз и кристаллизаций. Разработан алгоритм описания химического взаимодействия во взаимных солевых системах, на базе, которой выявлены модели уравнений химических химические реакции обмена и образования соединений, соответствующие взаимным системам исследуемого объекта.

Потребность освоения и использования возобновляемых источников энергии (солнечной) выдвигает на одно из первых мест проблему ее аккумулирования. Появление этой проблемы обусловлено периодическим и случайным характером падающей на Землю солнечной радиации и, как следствие этого, несовпадение во времени количества поступающей и потребляемой энергии. В связи с этим при разработке солнечных установок необходимо предусматривать аккумулирование тепла для обеспечения стабильной выработки ими тепловой энергии независимо от суточных и сезонных колебаний интенсивности солнечной радиации.

Перспективным направлением в области создания энергоемких тепловых аккумуляторов является использование скрытой теплоты фазового перехода «плавление - кристаллизация». В связи с этим особое значение приобретает поиск и разработка новых энергоемких и дешевых фазопереходных материалов для теплоаккумулирующих устройств. К фазопереходным материалам относятся многокомпонентные системы из неорганических солей и их эвтектические смеси. В данной работе приводятся результаты физико-химического анализа пятикомпонентной взаимной системы сформированной из фторидов, молибдатов щелочных и щелочноземельных металлов, так как галогениды являются традиционными, легкодоступными растворителями, и молибдаты и фториды обладают относительно высокими значениями теплот фазовых переходов.

Одним из основных этапов при теоретическом анализе и экспериментальном исследовании многокомпонентных систем (МКС) является правильная дифференциация (разбиение) на фазовые единичные блоки (ФЕБ). В последующем из них формируются древа фаз и кристаллизаций, позволяющие выявлять наиболее информативные области диаграмм составов, перспективные в прикладном отношении.

Целью настоящей работы является: дифференциация; формирование древ фаз и кристаллизаций, в соответствии с общими алгоритмами комплексной методологии исследования многокомпонентных систем (КМИМС) [1]; выявление моделей уравнений химических реакций взаимного обмена и

комплексообразования, соответствующие трех-, четырех – и пятерной Li,Na,Ca,Ba//F,MoO_4 взаимным системам, на базе разработанного нами алгоритма описания химического взаимодействия в многокомпонентных взаимных солевых системах [2].

Экспериментальная часть. Исследования проводились комплексным дифференциально-термическим ДТА[3,4] и рентгенофазовым РФА[5] методами физико-химического анализа. Для записи кривых охлаждения (нагревания) применяли установку ДТА на базе автоматического электронного потенциометра КСП-4 с усилением сигнала дифференциальной термопары фотоусилителем Ф-116/1. Рентгенограммы снимались с помощью дифрактометра ДРОН-2.0 (Си Кα - излучение, никелевый фильтр). Составы для РФА отжигались в течение 18-20 часов на 10-15^{0}С ниже температур кристаллизаций образцов, а затем закаливались при 0^{0}С. Использовались платиновые микротигли и платина-платинородиевые термопары. Скорость нагревания и охлаждения, образцов 10-15 град/мин. Точность измерения температур +3^{0}С. Квалификация исходных солей: CaF_2 - «ос.ч.»; BaF_2, $BaMoO_4$, $CaMoO_4$ – «ч.д.а.»; LiF, NaF, Li_2MoO_4, Na_2MoO_4 - «х.ч.». Температуры выражены в градусах Цельсия.

Результаты и обсуждение. Для проведения дифференциации необходимы данные об исходных солях, соединениях на их основе, дополнительных внутренних секущих, образующихся на базе двойных и более сложных соединений, и разбиении элементов низшей размерности исследуемой системы, обзор по которым сделан нами ранее [6]. По этой информации сформирована схема связей исходных ингредиентов (рис.1), на основании которой построена рациональная матрица смежности вершин исследуемого объекта (табл.1).

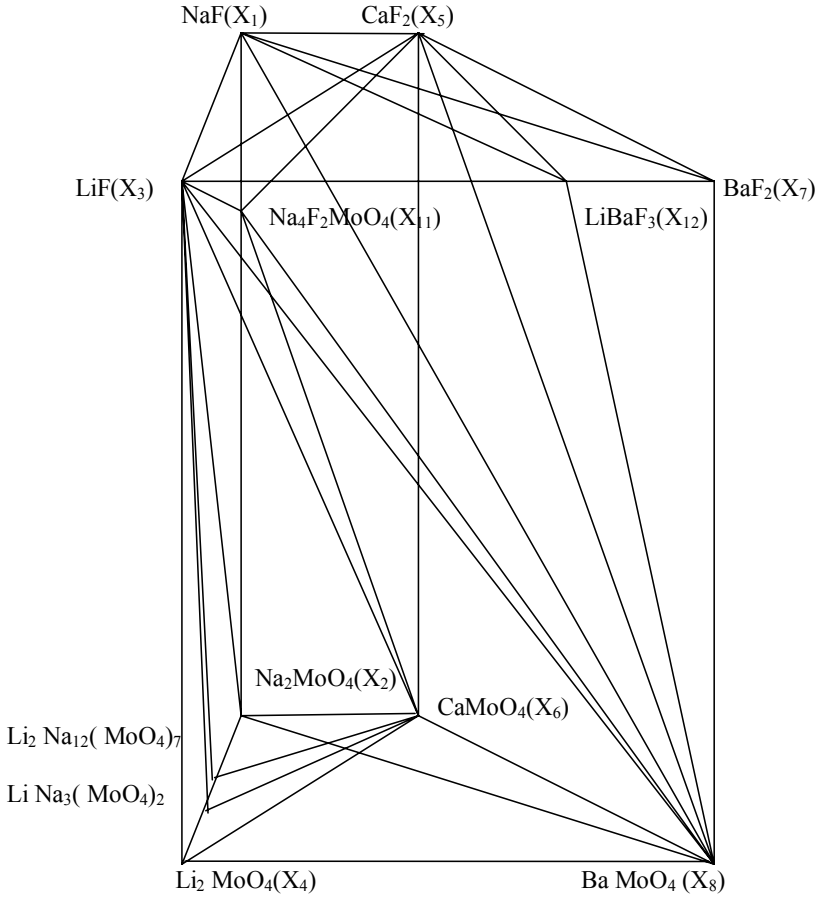


Рис.1. Схема связей исходных ингредиентов и обозначения фаз системы Li,Na,Ca,Ba//F,MoO_4.

Таблица 1. Рациональная матрица смежности вершин системы Li, Na, Ca, Ba//F, MoO_4

Вещество	**X/X**	X_7	X_4	X_2	X_9	X_{10}	X_{12}	X_1	X_{11}	X_5	X_6	X_3	X_8
BaF_2	X_7		0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1
Li_2MoO_4	X_4			0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
Na_2MoO_4	X_2				1	0	0	0	1	0	1	1	1
$Li_2N_{12}(MoO_4)_7$	X_9					1	0	0	0	0	1	1	1
$LiNa_3(MoO_4)_2$	X_{10}						0	0	0	0	1	1	1
$LiBaF_3$	X_{12}							1	0	1	0	1	1
NaF	X_1								1	1	0	1	1
$Na_4F_2MoO_4$	X_{11}									1	1	1	1
CaF_2	X_5										1	1	1
$CaMoO_4$	X_6											1	1
LiF	X_3												1
$BaMoO_4$	X_8												

Примечание: Индексы «1» и «0», поставленные на пересечении пары компонентов строки и столбца означают: (X_7 - X_{12}) «1» - компоненты на диаграмме составов являются смежными ; (X_7-X_4) «0» - не смежными (рис.1).

Последовательность этапов формирования произвольной, рациональной матрицы смежности вершин и логического уравнения: $(X_7+X_4X_2X_9X_{10}X_{11}X_6X_3)(X_4+X_2X_9X_{12}X_1X_{11}X_5)\times(X_2+X_{10}X_{12}X_1X_5)\times (X_9+X_{12}X_1X_{11}X_5)\times(X_{10}+X_{12}X_1X_{11}X_5)\times(X_{12}+X_{11}X_6)\times(X_1+X_6)$ приведены в [7-9].

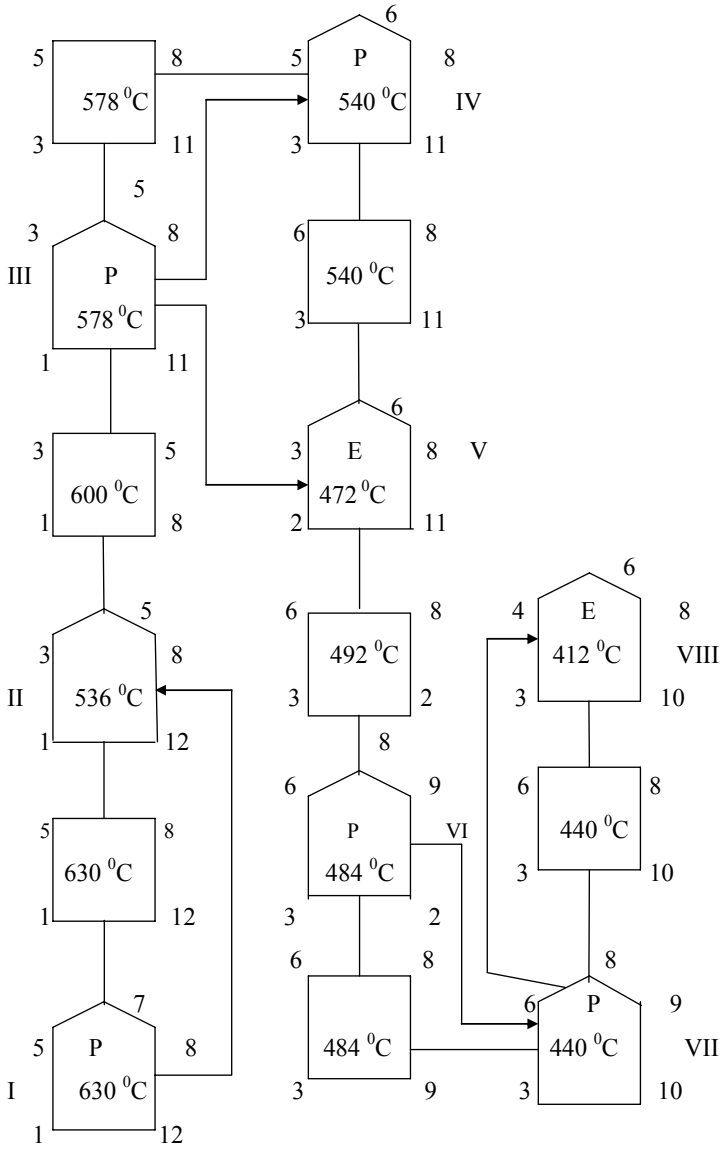


Рис.2. Древо кристаллизаций и обозначения фаз системы Li, Na, Ca, Ba//F,MoO_4.

Решением логического уравнения получен набор ФЕБ - пентатопов:

I. $X_1X_5X_7X_8X_{12}$ $NaF\text{-}CaF_2\text{-}BaF_2\text{-}BaMoO_4\text{-}LiBaF_3$
II. $X_1X_3X_5X_8X_{12}$ $NaF\text{-}LiF\text{-}CaF_2\text{-}BaMoO_4\text{-}LiBaF_3$
III. $X_1X_3X_5X_8X_{11}$ $NaF\text{-}LiF\text{-}CaF_2\text{-}BaMoO_4\text{-}Na_4F_2MoO_4$
IV. $X_3X_5X_6X_8X_{11}$ $LiF\text{-}CaF_2\text{-}CaMoO_4\text{-}BaMoO_4\text{-}Na_4F_2MoO_4$
V. $X_2X_3X_6X_8X_{11}$ $Na_2MoO_4\text{-}LiF\text{-}CaMoO_4\text{-}BaMoO_4\text{-}Na_4F_2MoO_4$
VI. $X_2X_3X_6X_8X_9$ $Na_2MoO_4\text{-}LiF\text{-}CaMoO_4\text{-}BaMoO_4\text{-}Li_2Na_{12}(MoO_4)_7$
VII. $X_3X_6X_8X_9X_{10}$ $LiF\text{-}CaMoO_4\text{-}BaMoO_4\text{-}Li_2Na_{12}(MoO_4)_7\text{-}LiNa_3(MoO_4)_2$
VIII. $X_3X_4X_6X_8X_{10}$ $LiF\text{-}Li_2MoO_4\text{-}CaMoO_4\text{-}BaMoO_4\text{-}LiNa_3(MoO_4)_2$

Предварительным анализом установлено, что в четырехкомпонентных взаимных системах: Li, Na, Ca //F,MoO_4; Li, Na, Ba//F,MoO_4; Li,Ca,Ba//F,MoO_4; Na, Ca, Ba//F,MoO_4, ограняющих полиэдр составов пятикомпонентной взаимной системы Li, Na,Ca, Ba//F,MoO_4 (рис.1), не образуются внутренние секущие. Внутреннее секущее – характерно только для четверных взаимных систем. Это линия, связывающая соединение с индивидуальным исходным ингредиентом и отражающее полный ионный состав четырехкомпонентной взаимной системы. Внутренние секущие не отражаются на двухмерных фигурах, т.е. на развертках ограняющих элементов низшей размерности (рис.2), и могут присутствовать в трехмерных призмах отображающих диаграммы составов четырехкомпонентных взаимных систем (рис.3). Древа фаз могут иметь линейную, разветвленную и циклическую форму [9]. В литературе по физико-химическому анализу нет объяснения, в каких случаях могут образоваться каждый из этих форм древ фаз. Анализ более 70 исследованных ранее четырехкомпонентных взаимных систем [9-11], позволил нам установить, что топология древ фаз, кристаллизаций зависит от места расположения соединений образующихся на базе индивидуальных ингредиентов.

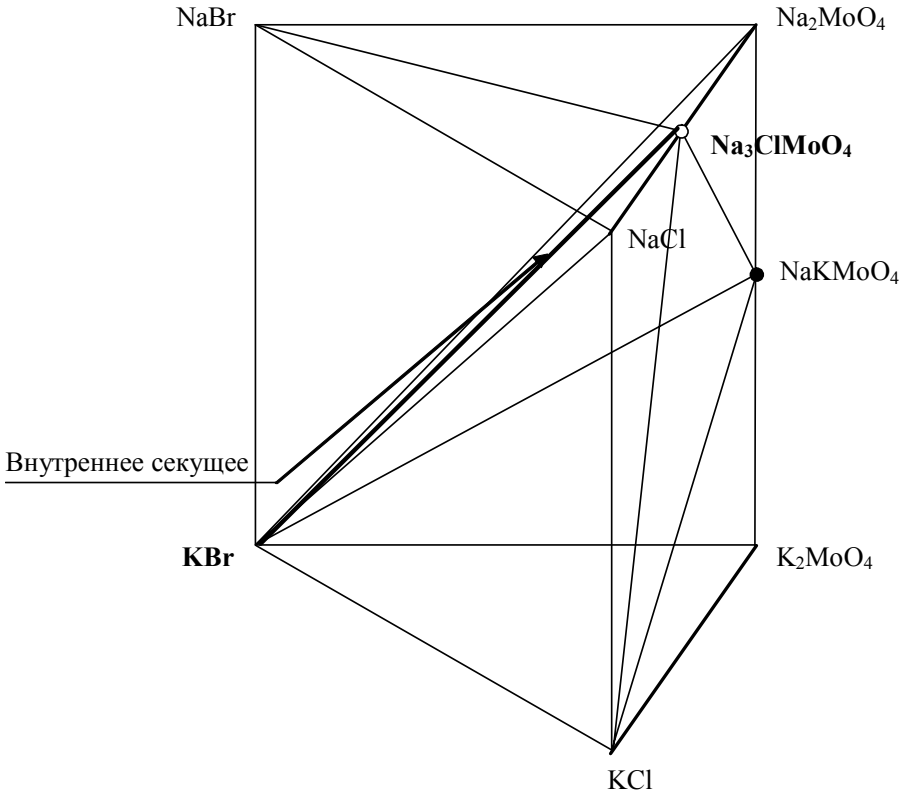


Рис.3. Трехгранная призма составов четырехкомпонентной взаимной системы Na,K//Cl,Br,MoO_4 с внутренним секущим KBr- Na_3ClMoO_4 отображающий полный её ионный состав, не реализующийся на развертке ограняющих элементов.

Таблица 2. Данные РФА секущих тетраэдров:X_1-X_5-X_8-X_{12}; X_3-X_6-X_8-X_{11}; X_3-X_6-X_8-X_{10}

α,°A	I/I$_\circ$, %	фаза	α,°A	I/I$_\circ$,%	фаза	секущий тетраэдр
4,013	34	12	1,989	19	8	NaF-CaF_2-$BaMoO_4$-$LiBaF_3$
3,766	25	12	1,952	40	5	
3,351	17	8	1,900	23	8	
3,403	67	8	1,801	22	12	
3,199	40	8	1,713	25	8	
3,151	21	5	1,657	22	5	
2,874	49	8	1,644	47	1	
2,821	23	12	1,422	14	12	
2,586	34	1	1,367	13	5	
2,339	100	1	1,338	22	12	
2,118	26	8	1,209	13	12	
2,013	31	12				
6,895	100	11	2,118	7	11	LiF-$CaMoO_4$-$BaMoO_4$-$Na_4F_2MoO_4$
4,305	6	11	2,032	6	3	
3,766	9	11	1,939	7	6	
3,403	24	11	1,891	10	8	
3,208	9	8	1,707	10	8	
3,133	6	6	1,680	7	8	
3,019	6	6	1,601	5	8	
2,821	7	6	1,430	6	3	
4,912	46	6	1,945	33	6	LiF-$CaMoO_4$-BaF_2-$LiNa_3(MoO_4)_2$
3,866	43	10	1,891	38	8	
3,515	47	10	1,713	45	8	
3,403	97	10	1,689	32	8	
3,247	28	10	1,601	32	8	
3,151	100	10	1,430	17	3	
3,821	23	10	1,393	14	8	
2,349	49	3	1,364	22	6	
2,118	31	8	1,249	17	6	
2,035	54	3				

Примечание: фазы 1 – 12 указаны на рис.1.

Адекватность модели древа фаз системы Li, Na,Ca, Ba//F,MoO_4, подтверждена изучением РФА по одному равномассовому составу в каждом секущем тетраэдре: $X_1X_5X_8X_{12}$; $X_1X_3X_5X_8$; $X_3X_5X_8X_{11}$; $X_3X_6X_8X_{11}$; $X_2X_3X_6X_8$; $X_3X_6X_8X_9$; $X_3X_6X_8X_{10}$ (рис.2), данные по некоторым из них приведены в табл. 2.

Результаты РФА подтверждают правомерность модели древа фаз, линейный характер и, что она состоит из восьми пентатопов, разделённых семью секущими тетраэдрами.

Древо кристаллизации. Теоретической основой формирования древа кристаллизации являются закономерности кристаллизации многокомпонентных расплавов [12]. Основной предпосылкой моделирования древа кристаллизации является учёт особенностей топологии элементов огранения.

Древо кристаллизации построено согласно алгоритму, предложенному в [1]. Исходя из структуры строения древа фаз, определенно количество смесей равное 15, т.е. по одному составу в каждом пентатопе и секущем тетраэдре, необходимых и достаточных для эксперимента комплексным ДТА, с целью формирования древа кристаллизации.

Результаты эксперимента показывают, что в системе реализуются семь пятерных нонвариантных точек: - 3 эвтектические; - 4 перитектические.

Из сопоставления температур полной кристаллизации смесей на секущих элементах и в смежных ФЕБ следует, что ФЕБ I, III, IV-без нонвариантных точек,

в ФЕБ II, VIII – по одной эвтектике и перитектике, в ФЕБ VII - перитектика, ФЕБ V - эвтектика и две перитектики (рис.2).

Значение древа кристаллизации среди этапов качественного описания системы на первом информационном уровне комплексной методологии исследования МКС [10] обусловлено тем, что оно необходимо в дальнейшем при описании фазовых и химических реакций для любой фигуративной точки полиэдра состава каждого ФЕБ, при соотнесении их к реальной температуре того или иного фазового перехода.

Химические превращения в системе. Химические реакции, протекающие, в МКС могут, быть описаны различными методами [2,10,13-16]. Для выявления всего комплекса уравнений химических реакций наиболее приемлемым является предлагаемый нами алгоритм описания химического взаимодействия во взаимных солевых МКС.

Алгоритм описания химического взаимодействия во взаимных солевых МКС

1.0. Постановка задачи исследования
1.1. Описание химического взаимодействия в МКС
2.0. Базовая входная информация
2.1. Исходные компоненты, их ионный состав, матрица смежности вершин
3.0. Формирование левых частей уравнений химических реакций
4.0. Формирование правых частей уравнений химических реакций
5.0. Моделирование уравнений химических реакций
6.0. Проверка адекватности уравнений химических реакций

(1.1.) Описание стехиометрических реакций в пятерной взаимной системе Li, Na, Ca, Ba//F,MoO_4.

(2.0., 2.1.) Исследуемый объект сформирован из восьми солей, четырёх двойных соединений, четырёх катионов и двух анионов (рис.1), матрица смежности вершин (табл.1.).

(3.0.) Левые части уравнений химических реакций *n* –компонентных взаимных систем формируются в соответствии со следующим общим правилом (табл.3): необходимо осуществить перебор по *n* -1, *n* - *2* компонентов строки и столбца, которым соответствуют «0» в пересечениях матрицы смежности вершин (табл.1) при наличии в формируемых сочетаниях всех ионов, составляющих *n*-компонентные системы.

Таблица 3. Модели некоторых уравнений химических реакций системы Li,Na,Ca,Ba//F,MoO_4.

1	$3BaF_2 + Li_2MoO_4 = 2LiBaF_3 + BaMoO_4$
2	$BaF_2 + Li_2MoO_4 = 2LiF + BaMoO_4$
3	$BaF_2 + Na_2MoO_4 = 2NaF + BaMoO_4$
4	$BaF_2 + 2Na_2MoO_4 = Na_4F_2MoO_4 + BaMoO_4$
5	$BaF_2 + Na_4F_2MoO_4 = 4NaF + BaMoO_4$
6	$BaF_2 + CaMoO_4 = CaF_2 + BaMoO_4$
7	$Li_2MoO_4+CaF_2 = CaMoO_4 + 2LiF$
8	$Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 2LiNa_3(MoO_4)_2 + 2LiBaF_3 = 9Na_2MoO_4 + 6LiF + 2BaMoO_4$
9	$Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 2LiNa_3(MoO_4)_2 + 2CaF_2 = 9Na_2MoO_4 + 4LiF + 2CaMoO_4$
10	$Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 4LiNa_3(MoO_4)_2 + 9CaF_2 = 6Na_4F_2MoO_4 + 6LiF + 9CaMoO_4$
11	$Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 7LiBaF_3 = 12NaF + 9LiF + 7BaMoO_4$
12	$2Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 2NaF + CaF_2 = 13Na_2MoO_4 + CaMoO_4 + 4LiF$
13	$Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + 12NaF + CaF_2 = 6Na_4F_2MoO_4 + CaMoO_4 + 2LiF$
14	$Na_2MoO_4 + 2BaF_2 + CaMoO_4 = 2BaMoO_4 + CaF_2 + 2NaF$
15	$2Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + Na_4F_2MoO_4 + CaF_2 = 14Na_2MoO_4 + CaMoO_4 + 4LiF$
16	$3BaF_2 + LiNa_3(MoO_4)_2 + CaMoO_4 = 3NaF + CaF_2 + LiF + 3BaMoO_4$
17	$6BaF_2 + 4LiNa_3(MoO_4)_2 + CaMoO_4 = 3Na_4F_2MoO_4 + CaF_2 + 4LiF + 6BaMoO_4$

	продолжение таблицы 3
18	$5BaF_2 + LiNa_3(MoO_4)_2 + CaMoO_4 + LiF = 2LiBaF_3 + 3NaF + CaF_2 + 3BaMoO_4$
19	$3BaF_2 + Na_4F_2MoO_4 + CaMoO_4 + LiF = LiBaF_3 + 4NaF + CaF_2 + 2BaMoO_4$
20	$3Li_2MoO_4 + 6Na_2MoO_4 + LiBaF_3 + CaF_2 = Li_2Na_{12}(MoO_4)_7 + CaMoO_4 + 5LiF + BaMoO_4$
21	$3Li_2MoO_4 + 3Na_2MoO_4 + LiBaF_3 + CaF_2 = 2LiNa_3(MoO_4)_2 + CaMoO_4 + 5LiF + BaMoO_4$
22	$Li_2MoO_4 + 2Na_2MoO_4 + LiBaF_3 + CaF_2 = Na_4F_2MoO_4 + CaMoO_4 + 3LiF + BaMoO_4$
23	$Li_2MoO_4 + 4LiNa_3(MoO_4)_2 + LiBaF_3 + CaF_2 = LiNa_{12}(MoO_4)_7 + CaMoO_4 + 5LiF + BaMoO_4$
24	$Li_2MoO_4 + 4LiNa_3(MoO_4)_2 + LiBaF_3 + 5CaF_2 = 3Na_4F_2MoO_4 + 5CaMoO_4 + 7LiF + BaMoO_4$
25	$Li_2MoO_4 + LiNa_3(MoO_4)_2 + 5LiBaF_3 + 2CaMoO_4 = 3NaF + 2CaF_2 + 8LiF + 5BaMoO_4$
26	$4Li_2MoO_4 + LiBaF_3 + 3NaF + CaF_2 = LiNa_3(MoO_4)_2 + CaMoO_4 + 8LiF + BaMoO_4$
27	$3Li_2MoO_4 + LiBaF_3 + 4NaF + CaF_2 = Na_4F_2MoO_4 + CaMoO_4 + 7LiF + BaMoO_4$
28	$Li_2MoO_4 + LiBaF_3 + 4NaF + CaMoO_4 = Na_4F_2MoO_4 + CaF_2 + 3LiF + BaMoO_4$

Допускается наличие связей, т.е. «1» в формируемых сочетаниях: в четверных- одна «1», в пятерных взаимных – до трёх «1» при условии, что все три «1» составляют замкнутый цикл.

Например: X_4-X_{12}-X_1-X_5 является левой частью уравнения (табл.3), в матрице смежности вершин (табл.1) в пересечениях столбца и строки между X_{12}-X_1; X_{12}-X_5; X_1-X_5 стоят «1», следовательно, сочетание X_{12}-X_1-X_5 образует замкнутый цикл.

(4.0) Правые части уравнения химических реакций *n* - компонентных систем формируются в соответствии с общим правилом:

необходимо осуществлять перебор по *n*-1и *n*-2 компонентов строки и столбца, которым соответствует «1» в пересечениях матрицы смежности вершин (табл.1) при наличии между всеми ингредиентами сочетаний «1» и всех ионов в формируемых сочетаниях составляющих *n*- компонентные системы.

(5.0.) Моделирование уравнений химических реакций осуществляется сопоставлением выявленных наборов левых и правых частей, соблюдая следующие условия (табл. 3):

-отсутствие в сопоставляемых частях одинаковых фаз (солей);

- возможность уравнивания смоделированных реакций.

В соответствии с постановкой задачи исследований (1.1), выявлен весь набор уравнений химических реакций, соответствующих тройным - 25, четверным -137, пятерной - 94 взаимным системам. Некоторые из них приведены в табл. 3.

(6.0) Адекватность моделей уравнений химических реакций, подтверждается РФА конечных продуктов реакций взаимного обмена, данные по некоторым из них (4,7,14 табл.3), свидетельствующие о правомерности, представлены в табл. 4.

Таблица 4. Данные РФА составов, отвечающих реакциям 3, 5, 7 в табл. 3.

α, ^{0}A	**I/I_0%**	**Фаза**	**α, ^{0}A**	**I/I_0%**	**Фаза**
6,895	100	11	2,245	6	11
4,231	8	11	2,192	4	8
3,834	7	11	2,042	7	11
3,670	6	11	1,893	4	11
3,481	11	11	1,861	5	8
3,458	13	11	1,818	5	11
3,350	7	8	1,701	5	8
3,199	9	8	1,677	4	8
2,993	9	8	1,655		11
2,851	16	11	1,620		8
2,617	5	11	1,591		11
2,556	5	11			
4,722	20	6	1,690	11	6

Продолжение таблицы 4.

3,080	100	6	1,550	9	6
2,600	19	6	1,422	15	3
2,340	47	3	1,255	5	6
2,281	6	6	1,249	14	6
1,998	48	3	1,200	3	6
1,926	36	6			
3,363	100	8	1,879	15	8
3,214	7	8	1,694	32	8
3,150	68	5	1,679	17	8
2,779	28	8	1,651	36	5
2,671	5	1	1,638	54	1
2,315	70	1	1,389	5	8
1,976	12	8	1,364	13	5;8
1,923	61	5	1,342	14	1
1,879	15	8	1,249	12	5;8

Примечание: фазы 1 – 12 указаны на рис.1.

Выводы:

1. С использованием теории графов и последовательного ряда оптимальных алгоритмов комплексной методологии исследования многокомпонентных систем проведена дифференциация, сформированы древа фаз и кристаллизации, данные по которым служат входной информацией для описания химического взаимодействия во взаимных МКС.
2. Предположенный алгоритм, в соответствии с постановкой задачи исследований, позволил выявить модели уравнений химических реакций, соответствующих точкам, линиям, фигурам конверсий элементов низшей размерности и самой пятерной взаимной системы Li, Na, Ca, Ba//F,MoO_4, являющиеся базовыми для описания химического взаимодействия в любой фигуративной точке взаимной системы.
3. При разработке солевых композиций с заданными свойствами, по сформированному древу кристаллизации, с минимальными трудозатратами, можно судить о необходимости проведения дальнейших экспериментальных исследований. Алгоритм описания химического взаимодействия позволит подбирать, из совокупности исходных ингредиентов, комбинации наиболее оптимальных вариантов по стоимости энергоемких эвтектических смесей ценных в прикладном отношении.

Литература:

1. *Трунин А.С.* Комплексная методология исследования химического взаимодействия и гетерогенных равновесий в многокомпонентных солевых системах. Л., 1982. 40 с. / Журн. прикладн. химии. АН СССР. Деп в ВИНИТИ 12. 04. 1982, № 1731-82.
2. *Вердиев Н.Н., Трунин А.С., Штер Г.Е., Султанов Ю.И., Гасаналиев А.М.* Алгоритм описания химизма в многокомпонентных взаимных солевых системах с развитым комплексообразованием. Даг. ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, 1988 . – 45 с. Деп. в ОНИИТЭХИМ. 26.06.88. № 834-88.15.
3. *Берг Л.Г.* Введение в термографию. М.:Наука, 1969. 395 с.
4. *Егунов В.П.* Введение в термический анализ. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 1996. 270 с.
5. *Трунов В.К., Ковба Л.М.* Рентгенофазовый анализ. М.: Изд-во МГУ, 1976. 232 с.
6. *Вердиев Н.Н., Гасаналиев А.М., Бабаев Б.Д.* Обзор по граневым элементам низшей размерности пятикомпонентной взаимной системы

Li,Na,Ca,Ba//F,MoO4. // Журн. прикл. химии РАН. - С.- Птб.:1994. – 19 с. Деп. ВИНИТИ 11.07.94, №1745-В94.

7. *Краева А.Г., Давыдова Л.С., Первикова В.Н.* Методы разбиения (триангуляции) диаграмм составов многокомпонентных взаимных систем с комплексными соединениями с применением графов и ЭВМ // Докл. АН СССР. 1972. Т. 202. №4. С. 850 – 853.
8. *Сечной А.И., Гаркушин И.К., Трунин А.С.* Описание химического взаимодействия в многокомпонентных взаимных системах на основе их дифференциации // Журн. неорган. химии. - 1988. Т. 33. №4. С. 1014-1018.
9. *Лазарева С.С.* Исследование многомерных моделей при помощи графов с целью применения ЭВМ для построения сложных многокомпонентных физико-химических систем: Дис. … канд. тех. наук. М., 1982 . 120 с.
10. *Трунин А.С.* Комплексная методология исследования многокомпонентных систем // Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 1997. 308 с.
11. Диаграммы плавкости солевых систем: (многокомпонентные системы)/ Под ред. *В.И. Посыпайко, Е. А. Алексеевой*. М.: Химия, 1977. 216 с.
12. *Курнаков Н.С.* Избранные труды: Ан СССР, 1960. Т. 1. 596 с.
13. *Радищев В.П.* Многокомпонентные системы. ИОНХ АН СССР, М., 1963, 502 с. Деп. в ВИНИТИ, № Т – 15616-63.
14. *Трунин А.С., Штер Г.Е., Космынин А.С.* Алгоритм описания химизма во взаимных солевых системах. Журн. прикладн. химии. Л., 1982. 40 с. Деп в ВИНИТИ 02.02.83, № 584-83.
15. *Арбуханова П.А.* Фазовые равновесия и химическое взаимодействие в пятерной взаимной системе из фторидов, хлоридов, молибдатов, вольфраматов натрия и кальция: Дис… канд. хим. наук. Махачкала, 2003. 114 с.
16. *Лупейко Т.Г.* Анализ солевых систем. Ростов: РГУ, 1981. 144 с.

ТЕМПЕРАТУРНАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ЭЛЕКТРОМАССОПЕРЕНОСА И ОЦЕНКА ДИФФУЗИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ В ИЗВЕРЖЕННЫХ ПОРОДАХ

Гусейнов А.А.

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

Лабораторные исследования электрических свойств минералов и горных пород при различных термодинамических условиях представляют интерес как для получения новых сведений о свойствах вещества Земли, так и в связи с широким применением электрических методов исследования в геотермии, геофизике и геологии. Кроме того, наличие взаимосвязи между электрическими и тепловыми полями земной коры [1], влияние электрического поля на фильтрационные характеристики горных пород, на дебит скважин [2, 4,5], возможность участия вакансионного механизма теплопроводности в формировании зон повышенных тепловых потоков в зонах разломов в земной коре [3] свидетельствуют об актуальности применения геоэлектрических исследований для геотермии.

Одним из источников тепла в недрах Земли считается энергия, высвобождаемая вследствие радиоактивного распада главным образом нестабильных ядер U, Th и K. Как известно, суммарная энергия этого процесса для определенного геологического разреза оценивается по концентрации этих элементов, которая, естественно, может быть определена для отдельных образцов. Однако величина этой энергии по различным данным [6,7,8] заметно различается. Анализ этой проблемы, проведенный К.М.Магомедовым на физических моделях показал, что принимаемые многими исследователями значения радиогенного тепла преувеличены в несколько раз [9].

Вполне вероятно, что одним из факторов, приводящих к несоответствию величины теплогенерации, определяемой по содержанию радиоактивных элементов в отдельно взятом образце породы, и реальной величины тепловой энергии, определяемой для определенного геологического разреза, являются особенности состава и структуры минералов, слагающих породы, которые находятся в значительной зависимости от дефектов их кристаллической структуры. Именно дефекты кристаллической структуры и связанные с ними диффузионные процессы определяют возможность миграционного перераспределения радиоактивных элементов. Установлено, что поведение радиоактивных атомов предопределяется характером поведения главных петрогенных компонентов породы [10]. Поэтому исследование ионной проводимости в минеральных системах, которая полностью определяется наличием вакантных узлов кристаллической решетки и примесными эффектами, является важной задачей, так как позволяет определить кинетические параметры миграции ионов в кристаллической структуре минералов.

В этой связи проведено исследование электропроводности образцов магматических пород. Электропроводность на постоянном токе исследовалась на установке и по методике, описанной в [11], в интервале 100-1000°С. Образы для измерения вырезались из блока породы в виде дисков диаметром 10 мм и толщиной 1мм. Контроль вакуума в измерительной камере позволял следить за выходом газовых компонентов в процессе нагревания породы.

Результатом лабораторного исследования электропроводности минералов и горных пород являются значения электросопротивления R образца при

соответствующих температурах t°C. Параметром, являющимся электрической характеристикой конкретного химического вещества является удельная электропроводность σ. Температурная зависимость удельной электропроводности минералов-диэлектриков изменяется по экспоненциальному закону

$$\sigma = \sigma_0 \exp(-E / kT), \quad (1)$$

где σ_0 – предэкспоненциальный множитель, E – энергия активации носителей зарядов, k – постоянная Больцмана, T – абсолютная температура. Прологарифмировав выражение (1) получим:

$$\ln \sigma = \ln \sigma_0 - E / kT, \quad (2)$$

или в десятичных логарифмах:

$$\lg \sigma = \lg \sigma_0 - 0.43\ E / kT. \quad (3)$$

Полученное выражение есть уравнение прямой вида $y = a + bx$, где $y = \lg \sigma$, $x = 1/T$, угловой коэффициент $b = 0.43\ E / k$; прямая проводимости отсекает на оси ординат отрезок, равный $\lg \sigma_0$, равный $\lg \sigma$ при $1/T = 0$. Определив из экспериментальной зависимости $\lg \sigma = f(1/T)$ угловой коэффициент b, можно вычислить важнейший параметр явления электромассопереноса в кристаллах – энергию активации E, представляющую собой высоту потенциального барьера, разделяющего две соседние узловые позиции в кристаллической решетке кристалла.

Результаты исследования температурной зависимости электропроводности образцов гранит 1, гранулит 1 (Сев. Осетия), гранит 2, гранулит 2 и пироксен-гранулит (Рудные горы, Германия) в виде зависимостей $\lg \sigma = f(1/T)$ приведены на рис. Эти графики представляют собой отрезки прямых, проявляющих изломы при определенных температурах. Прямолинейный характер зависимости $\lg \sigma = f(1/T)$ свидетельствует о выполнении экспоненциального закона вида (1) возрастания удельной проводимости σ с ростом абсолютной температуры T, характерного для ионного механизма электропроводности. Ионный механизм проводимости реализуется в минералах-диэлектриках с преобладающим ионным характером межатомных связей.

Из анализа зависимости $\lg \sigma = f(1/T)$ определены значения σ_0 и E_0 для исследованных образцов, эти значения приведены в таблице 1. Согласно полученным результатам удельная электропроводность исследованных образцов гранита и гранулита в области низких температур около 100°C составляет величину порядка 10^{-13} $Ом^{-1}см^{-1}$,что характерно для пород, состоящих из минералов-диэлектриков – в основном кварц, слюда и полевой шпат. Проводимость этих образцов при максимальных температурах эксперимента 1000°C достигает значений $10^{-6} – 10^{-4}$ $Ом^{-1}см^{-1}$, то есть изменение проводимости во всем интервале температур составляет в среднем около 9 порядков. При этом проводимость гранита 2 и гранулита 2 почти во всем интервале температур несколько ниже, чем гранита 1 и гранулита 1, что обусловлено, видимо, несколько большим содержанием кварца в первых образцах, чем во вторых (содержание кварца в этих образцах: гранит 1–32.9%, гранулит 1 –30.2%, гранит 2 –35.5% и гранулит 2 –38.0%).

Вместе с тем для этих образцов характерны общие черты изменения зависимости $\lg \sigma = f(1/T)$, которые соответствуют установленным нами ранее для силикатных минералов, присущим кристаллам с преобладающим ионным характером межатомных связей [11]. Это наличие низкотемпературной области III (общая схема 6 на рис.), которая может состоять из нескольких участков. Затем следует область II с менее крутым наклоном линий графика и соответственно

меньшими значениями энергии активации, которая в среднем равна около 0.52 эВ. Эта область замыкает область примесной проводимости. Далее следует высокотемпературная область I собственной проводимости с максимальным значением энергии активации, которая в среднем составляет величину около 2.50 эВ. Согласно теории ионной проводимости кристаллов [13] переход от области III к области II происходит при полной диссоциации ассоциированных в комплексы дефектов кристаллической решетки типа «примесный ион + вакансия». Процессы ионной проводимости в кристаллах определяются миграцией дефектов кристаллической решетки и их взаимодействием. При этом противоположно заряженные дефекты, такие как катионные вакансии и примесные ионы, вследствие кулоновского взаимодействия образуют ассоциированные комплексы. Необходимо отметить, что ион примеси в кристалле способен двигаться при тепловой активации только в случае ассоциации его в такой комплекс, и эти комплексы имеют исключительно важное значение при естественных метаморфических процессах [14,15]. При вакансионном механизме миграции ионов, чтобы входящая в такой комплекс вакансия могла двигаться по кристаллу, необходимо затратить энергию на диссоциацию комплекса. Вследствие этого энергия активации проводимости на участке III складывается из энергии диссоциации комплекса и энергии движения вакансии.

Таблица 1. Значения энергии активации E_0 и логарифма предэкспоненциального множителя $\lg \sigma_0$ горных пород

Образец	t °C	E_0, эВ	$\lg \sigma_0$ [$Ом^{-1}$ $см^{-1}$]
гранит 1	до 256	0.77	-3.60
	256-496	0.99	-1.54
	496-802	0.60	-3.48
	802-1000	3.18	8.70
гранулит 1	до 305	0.75	-3.55
	305-496	0.95	-1.94
	496-611	0.56	-4.33
	661-747	1.98	3.23
	747-876	0.77	-2.60
	876-1000	2.46	4.68
гранит 2	до 190	0.15	-10.79
	190-372	0.64	-5.49
	372-484	1.95	4.72
	484-700	0.57	-4.34
	700-1000	1.67	0.83
гранулит 2	до 272	0.34	-8.68
	272-500	1.30	-0.03
	500-688	0.52	-5.05
	688-1000	2.81	5.86
пироксен-гранулит	до 235	0.12	-6.20
	235-468	0.45	-2.94
	468-838	0.80	-0.90
	838-1000	3.14	10.10

Несколько отдельно от этих четырех образцов стоит пироксен-гранулит. Как видно из рис.1, график $\lg \sigma = f(1/T)$ этого образца на всем интервале температур смещен в область более высоких значений проводимости, при 100°C проводимость его равна примерно 10^{-8} $Ом^{-1}$ $см^{-1}$, что почти на 5 порядков выше, чем у остальных образцов. Проведенный анализ результатов исследования

показал, что это является следствием довольно значительного, достигающего 11%, содержания опаковой компоненты, представляющей собой относительно высокопроводящее углистое вещество. Вполне вероятно, что наличие пород с такими характеристиками является одной из возможных причин наблюдаемых в земной коре зон с аномально высокой электропроводностью.

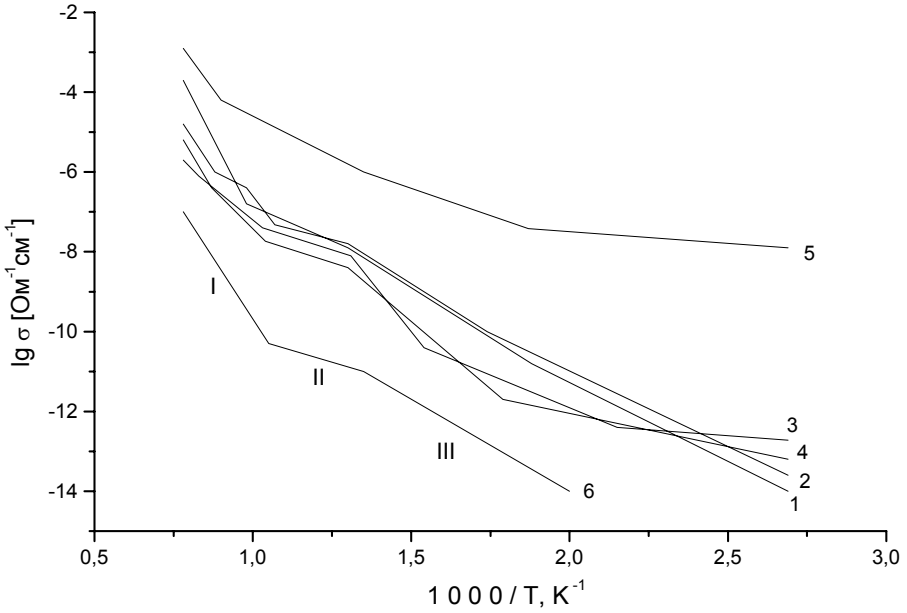


Рис.1. Температурная зависимость электропроводности горных пород (1 – гранит 1; 2 – гранулит 1; 3 – гранит 2; 4 – гранулит 2; 5 – пироксен-гранулит; 6 – общая схема).

Как отмечали выше, поведение радиоактивных элементов предопределяется характером поведения главных петрогенных компонентов породы, это кремнезем, щелочные элементы и т.д. А так как механизм исследуемой нами электропроводности в породах связан с миграцией указанных главных петрогенных элементов, то представляется важным произвести оценку диффузионных параметров ионного переноса в наших образцах.

Как известно, в основе ионной проводимости и диффузии в кристаллах лежат одни и те же элементарные процессы – движение атомов по дефектным позициям кристаллической решетки, главным образом имеет место вакансионный механизм электромассопереноса. Это позволяет рассчитывать коэффициенты диффузии D по величине удельной проводимости σ, используя известное соотношение Нернста-Эйнштейна

$$\sigma / D = Ne^2/kT, \qquad (4)$$

где N – число атомов в единице объема, e – заряд иона.

В главных породообразующих минералах (полевой шпат, слюда, амфибол и др.) переносчиками зарядов являются в основном ионы калия, а также натрия, что наглядно демонстрируется выполнением в этих минералах соотношения Нернста-Эйнштейна [16].

На основании приведенных выше результатов исследования электропроводности гранитов и гранулитов были вычислены коэффициенты диффузии, результаты представлены в таблице 2. Значение N в (4) можно определить известным способом [17]. Необходимо отметить, что существование в кристаллах отмеченных выше ассоциированных в комплексы дефектов кристаллической решетки будет приводить к некоторому несовпадению к вычисленным и определенным из эксперимента значениям D, вследствие того, что эти комплексы в сумме не обладают электрическим зарядом и, участвуя в

диффузионном процессе, не переносят электрический заряд. Поэтому рассчитанное из электропроводности значение коэффициента диффузии оказывается несколько меньше, чем определенное из прямых экспериментов В этом случае должно иметь место неравенство вида [18]

$$\sigma / D < Ne^2/kT. \qquad (5)$$

Ясно, что при достижении температурной области II на графике $\lg \sigma = f(1/T)$, где отмеченные комплексы полностью диссоциированы, это различие будет уменьшаться.

Таблица 2. Коэффициенты диффузии D для гранита и гранулита.

t, °C	D, м^2/с			
	гранит 1	гранулит 1	гранит 2	гранулит 2
300	$1.30*10^{-19}$	$1.43*10^{-19}$	$1.57*10^{-20}$	$7.86*10^{-21}$
400	$3.20*10^{-18}$	$3.06*10^{-18}$	$2.54*10^{-19}$	$4.03*10^{-19}$
500	$3.20*10^{-17}$	$2.66*10^{-17}$	$2.02*10^{-17}$	$8.42*10^{-19}$
600	$1.14*10^{-16}$	$8.28*10^{-17}$	$6.58*10^{-17}$	$8.50*10^{-17}$
700	$3.06*10^{-16}$	$4.42*10^{-16}$	$1.93*10^{-16}$	$6.69*10^{-17}$
800	$3.87*10^{-15}$	$2.23*10^{-15}$	$6.42*10^{-16}$	$4.44*10^{-16}$
900	$7.02*10^{-14}$	$8.84*10^{-15}$	$2.22*10^{-15}$	$2.32*10^{-15}$
1000	7.62*10-13	$6.05*10^{-14}$	$6.95*10^{-15}$	$2.42*10^{-14}$

Необходимо отметить, что носителями электрических зарядов, осуществляющими механизм ионной проводимости в силикатных минералах в широком интервале температур, являются главным образом ионы калия. Сравним полученные нами значения коэффициентов диффузии D с прямыми экспериментальными определениями диффузии калия. Для сравнения возьмем значение D для образца полевого шпата, учитывая доминирующее содержание в гранитах данного минерала. Из таблицы 2 имеем, что при 400°С для образца гранит 1 $D = 3.20*10^{-18}$ м^2/с, а из работы [19] для полевого шпата для этой же температуры $D = 9.00*10^{-18}$ м^2/с. Такое сравнение правомерно в силу того факта, что носителями зарядов в силикатных минералах являются в основном ионы калия [12].

Полученные значения D имеют совпадение по порядку величины, что можно считать хорошим результатом, учитывая отмеченное выше влияние ассоциированных комплексов дефектов, а так же, естественно, некоторое различие кристаллохимических параметров сравниваемых образцов.

При отсутствии результатов прямого измерения диффузионных параметров в конкретных образцах горных пород и минералов такие расчетные определения приобретают особую важность для оценок миграции и перераспределения радиоактивных элементов в горных породах.

Литература:

1. *Фейнберг Э.Б.* Региональные аномалии теплового, электромагнитного и гравитационного полей Земли // Изв. АН СССР. Физика Земли, 1979. №3. С.28-36.
2. *Седенко М.В.* Основы гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Недра. 1979. 200 с.
4. *Зиновьев В.Е., Машаров С.И.* Вакансионный механизм переноса тепла в кристаллах // Теплофизические свойства твердых веществ. М.: Наука, 1973. С.49-51.
5. *Нюссик Я.М., Комов И.Л.* Электрохимия в геологии. Л.: Недра, 1981. 240 с.
6. *Ростовский Н.С., Селяков В.И.* Изменение дебита скважины при пропускании через нее электрического тока // Физ.- техн. проблемы разраб.

пол. ископ. 1989. № 4. С. 37-43.
7. *Гогель Ж.* Геотермия. М.: Мир, 1978. 172 с.
8. *Любимова Е.А.* Термика Земли и луны. М.: Наука, 1968. 278 с.
9. *Череменский Г.А.* Геотермия. Л.: Недра, 1972. 265 с.
10. *Магомедов К.М.* Теоретические основы геотермии. М.: наука, 2001. 277 с.
11. *Смыслов А.С., Тугаринов А.И., Ронов А.Б., и др.* Геохимическая зональность территории Советского Союза как результат направленной миграции радиоктивных элементов // Радиоактивные элементы в геологических процессах. Материалы всесоюзн. радиогеохимического совещания. Душанбе. 1975 г. С.3-4.
12. *Гусейнов А.А.* Исследование электропроводности биотитов при высоких температурах // Физика Земли. 1999. № 11. С. 75-82.
13. *Гусейнов А.А., Гаргацев И.О.* Диффузия калия и электролитическая миграция в силикатных минералах// Фазовые превращения в твердых растворах и сплавах. ОМА – II. Второй Международн. симпозиум. 24-26 сентября 2001 г. Сочи, Лазаревское. Россия. С.110-112.
14. *Лидьярд А.* Ионная проводимость кристаллов. М.: Изд-во иностр. литературы. 1962. 220 с.
15. *Брандт С.Б., Коваленко В.И., Смирнов В.Н.. и др.* Об использовании радиогенных атомов минералов для оценки физико-химических характеристик геологических процессов // Междунар. геол. конгресс. XXIII сессия. Доклады советских геологов. М.: 1968. С. 135-139.
16. *Раков Л.Т.* Диффузионное взаимодействие структурных дефектов в природном кварце // Геохимия. 1996. №9. С. 905-908.
17. *Гусейнов А.А., Гаргацев И.О.* Диффузия калия и электролитическая миграция в силикатных минералах// Фазовые превращения в твердых растворах и сплавах. ОМА – II. Второй Международн. симпозиум. 24-26 сентября 2001 г. Сочи, Лазаревское. Россия. С.110-112.
18. *Браунлоу А.Х.* Геохимия. М.: Наука, 1984. 463 с.
19. *Болтакс Б.И.* Диффузия точечных дефектов в полупроводниках. Л.: Наука, 1972.220 с.
20. *Омарова М.Р.* Исследование кинетики миграции калия в минералах, используемых в калий-аргоновой геохронометрии. Дис. канд. геол.-минер. наук. Махачкала. 1980. 151с.