

УДК @@@

## ТЕПЛО “СУХИХ” ГОРНЫХ ПОРОД” – НЕИЩЕРПАЕМЫЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

© 2010 г. Н.А. Гнатусь, М.Д. Хуторской

*Учреждение Российской академии наук Геологический институт РАН*

*Научный совет РАН по проблемам геотермии*

*119017, Москва, Пыжевский пер., 7; mkhutorskoy@ginras.ru*

Рассматриваются геологические, методические и экономические аспекты извлечения и использования петротермальных ресурсов (тепла “сухих” горных пород) для производства электроэнергии и для теплоснабжения. Отмечается возможность использования в качестве коллектора тепла зон естественной трещиноватости или зон искусственной трещиноватости, создаваемых путем гидроразрыва подземных массивов пород. Использование новых разработок бурового инструмента для строительства глубоких скважин делает петротермальную энергетику конкурентноспособной как по сравнению с другими видами возобновляемых ресурсов, так и с традиционным органическим топливом.

Процесс интенсивного извлечения и использования невозобновляемых природных энергетических ресурсов в мире происходит очень быстрыми темпами. Слова “нефть” и “природный газ” стали самыми ходовыми не только в геологических публикациях, но и в политических сообщениях. И не случайно. Ведь запасы нефти и природного газа на суше стремительно убывают. Основные объекты потенциального прироста их запасов сосредоточены на континентальном шельфе.

Россия, несомненно, является одной из богатейших стран в мире по запасам энергетического сырья. Однако извлечение невозобновляемых энергоресурсов из недр происходит настолько интенсивно, что, по мнению европейских независимых энергетических агентств, наша страна уже в 30-е годы этого столетия может столкнуться с дефицитом экспортного потенциала углеводородов. В крупнейшей Западно-Сибирской провинции происходит постепенное падение добычи сырья. Прежний этап экстенсивного развития добычи природного газа подошел к завершению. Так, извлечение газа из месторождений-гигантов Нижнего Приобья – Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского – составил, соответственно, 84%, 63% и около 50%.

### РАСХОДОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Значительная часть добываемого из недр Земли невозобновляемого органического сырья сжигается как топливо для энергоустановок. В структуре топливных ресурсов доля природного газа составляет 64%. Для получения тепла расход угле-

водородного топлива увеличивается почти в два раза по сравнению с его расходом на производство электроэнергии. На энергетических предприятиях страны с целью получения тепла и электроэнергии ежегодно сжигается более 500 млн т.у.т.(тонн условного топлива). Это тот случай, когда вспоминаются слова великого Д.И. Менделеева “о сжигании ассигнаций”.

В целом, в мире ради получения тепла и энергии ежедневно сжигается более одного миллиона тонн угля и нефти, миллиарды кубометров природного газа. Хотя далеко не вся тепловая энергия при сгорании углеводородов эффективно используется. КПД тепловых электростанций, работающих на природном газе, не дотягивает до 50%. Половина вырабатываемого тепла “вылетает в трубу” и рассеивается в пространстве. А такой вид топлива, как каменный уголь одновременно извлекает из воздуха большое количество кислорода и загрязняет окружающую среду.

Эквивалентное количество энергии по сравнению с тепловыми электростанциями можно получить на атомных станциях, сжигая не миллионы, а сотни тонн ядерного топлива – разница огромна, в четыре порядка. Однако при этом необходимо гарантировать экологическую безопасность использования ядерной энергетики – исключить повторение Течи и Чернобыля, а также обеспечить безопасный и дорогостоящий вывод из эксплуатации устаревших и отработавших свой срок энергоблоков АЭС. Запасы урана в мире тоже ограничены. Доказанные извлекаемые его запасы составляют порядка 3 млн 400 тыс. т. За весь период до 2007 г. его уже добыто около 2 млн т.

Объективные факторы и тенденции развития энергетики позволяют предположить, что в пер-

вой половине XXI века произойдет полная или почти полная переориентация на нетрадиционные источники энергии. Нефть, уголь, природный газ, горючие сланцы, а тем более древесина и продукты ее переработки практически будут исключены из энергетических ресурсов. Энергетический апокалипсис не за горами — в Европе его ждут к 2030–2040 гг.

### ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Возросший в последние десятилетия в мире интерес к альтернативным источникам энергии вызван не только истощением запасов углеводородного топлива, но и необходимостью решения ряда экологических проблем. Объективные факторы (резервы ископаемого топлива и урана, а также изменение среды, вызванные традиционной огневой и атомной энергетикой) позволяют утверждать, что переход к новым способам и формам получения энергии является неизбежным. Чем раньше будет сделан прорыв в этом направлении, тем менее безболезненным он будет для всего общества и тем более выгодным для страны, где такой прорыв произойдет.

Мировая экономика в настоящее время переходит к рациональному использованию традиционных и новых источников энергии. Энергопотребление в мире к 2000 г. составляло более 18 млрд т у.т., к 2025 году оно может возрасти до 30–38 млрд т у.т., а к 2050 г. до 60 млрд т у.т. Характерной тенденцией развития мировой экономики в этот период будет систематическое снижение доли органического топлива и компенсирующий рост доли возобновляемых энергетических ресурсов.

Неисчерпаемая тепловая энергия Земли — геотермальная энергия — занимает среди последних одно из лидирующих мест. Непрерывная генерация внутриземного тепла за счет радиоактивного распада долгоживущих изотопов, содержащихся в геосферах Земли, а также переход энергии гравитационной дифференциации в глубинных оболочках планеты в тепло компенсирует его внешние потери и определяет возобновляемость геотермальных ресурсов.

На Всемирных геотермальных конгрессах, состоявшихся в 2000 году в Японии и в 2005 году в Турции отмечалось, что использование тепла Земли станет одним из магистральных направлений в энергетике третьего тысячелетия. Предполагается, что к концу XXI века доля геотермальных ресурсов в энергобалансе мировой экономики возрастет по крайней мере до 30 %, а по самым оптимистичным прогнозам даже до 80 % [Nutter, 2000; Lund, Freeston, 2000].

Весьма богатые по сравнению с другими странами топливные ресурсы России пока обеспечивают развитие отечественной энергетики, поэто-

му освоение новых источников энергии еще не стало у нас действительно острой необходимостью и социально значимой проблемой. Это объясняет, но отнюдь не оправдывает недостаточное внимание государственных структур к программам освоения нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов, в том числе и геотермальных.

Ресурсы внутриземного тепла разделяются на гидротермальные и петротермальные. Первые представлены теплоносителями-флюидами — подземными водами, паром и пароводяной смесью. Вторые представляют собой геотермальную энергию, содержащуюся в горячих горных породах, нагреваемых за счет глубинного кондуктивного теплового потока.

Общие кондуктивные теплотери Земли сегодня оцениваются величинами от 25 до 32 ГВт<sub>г</sub>. Эти выводы опираются на материалы обширных региональных исследований. Такие исследования в XX веке особенно интенсивно развивались в нашей стране. В результате было создано множество разнообразных геотермических карт, изданных в разное время [Геотермический..., 2000; Карта ..., 1980; Подгорных, Хуторской, 1997 и др.]. Собранная при этом обширная база данных о глубинных температурах позволяет создавать для отдельных регионов двухмерные и трёхмерные геотермические модели [Khutorskoy et al., 2004].

Гидротермальные ресурсы составляют лишь 1% от общих ресурсов геотермальной энергии, но в силу относительной технологической простоты их извлечения утилизация этого вида внутриземных ресурсов началась более ста лет назад и с успехом продолжается до настоящего времени. Однако районы их возможного энергетического использования приурочены к зонам современного вулканизма, где подземные воды приобретают дополнительный тепловой потенциал при соприкосновении с магматическими телами и циркулируют на относительно небольшой глубине, доступной для буровой техники сегодняшнего дня.

Срок службы скважин во многих странах не достигает и десяти лет. Использование термальных высокоминерализованных вод в качестве теплоносителя приводит к химической кольматации скважин, солеотложению и коррозии оборудования. Кроме того, все источники гидротермальной энергии в подавляющем большинстве отдалены от потребителя. Это во многом ограничивает их утилизацию, хотя следует указать на значительный прирост в последнее двадцатилетие доли гидротермальной энергии в таких странах, как Мексика, Филиппины, Япония, Новая Зеландия, Китай, Сальвадор и др. В России общая инсталлированная мощность геотермальных электростанций составляет 73 МВт<sub>г</sub>, хотя до 2000 г. электроэнергия производилась только на Паужетской геотермальной теплоэлектростанции

(ГеоТЭС) мощностью 11 МВт на юге Камчатки. До указанного значения мощность возросла после пуска на Камчатке в 2000 г. Мутновской ГеоТЭС мощностью 50 МВт и в 2001 г. Верхне-Мутновской — мощностью 12 МВт.

Опыт подтверждает, что при наличии неглубоких коллекторов природного пара ГеоТЭС представляют собой наиболее выгодный вариант использования геотермальной энергии.

По предварительным оценкам на территории России прогнозные запасы термальных вод с температурой 40–250°C, минерализацией 35–200 г/л и глубиной залегания до 3 км возможно извлекать с дебитом 21–22 млн м<sup>3</sup>/сут., что эквивалентно сжиганию 30–40 млн т у.т./год [ Поваров и др., 1994 ].

### ПЕТРОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

Огромное значение для энергетики будущего имеет извлечение тепловой энергии, заключенной в “сухих” горных породах, — петротермальных ресурсов. Эта энергия составляет около 99% от общих ресурсов подземного тепла. На глубине до 5–6 км в активных геодинамических провинциях можно встретить массивы пород с температурой 250–300°C. Но породы с температурой 100–150°C в этом интервале глубин развиты на территории нашей страны почти повсеместно. При таких температурах утилизация петротермальных ресурсов для целей энергетики и, особенно, теплоснабжения становится реальной и рентабельной.

Разумеется, что практическое значение имеет не общий потенциал геотермальной энергии, а та его часть, которая отвечает современным техническим возможностям проникновения в недра планеты. Ориентируясь на достигнутые успехи традиционной технологии глубокого и перспективные технологии свехлубокого бурения, резонно ограничить технически доступные ресурсы геотермальной энергии общим теплосодержанием верхних 10–12 км земной коры в пределах суши.

Средняя теплоемкость пород этой толщи можно принять равной 1000 Дж/(кг К), а средний геотермический градиент — 20 мК/м. При этих параметрах получим значение доступных возобновляемых геотермальных ресурсов в топливном эквиваленте, равное  $1.4 \times 10^{16}$  т.у.т. На природный пар, воды и рассолы первых 10–12 км земной коры приходится лишь сотая доля указанных ресурсов —  $1.4 \times 10^{14}$  т у.т. Эти цифры огромны. Они в несколько тысяч раз превосходят суммарные оценки всех известных запасов органического топлива на Земле. Однако более обоснованная оценка реальных, т.е. пригодных для эффективного освоения геотермальных ресурсов возможна только на основе соответствующего анализа гео-

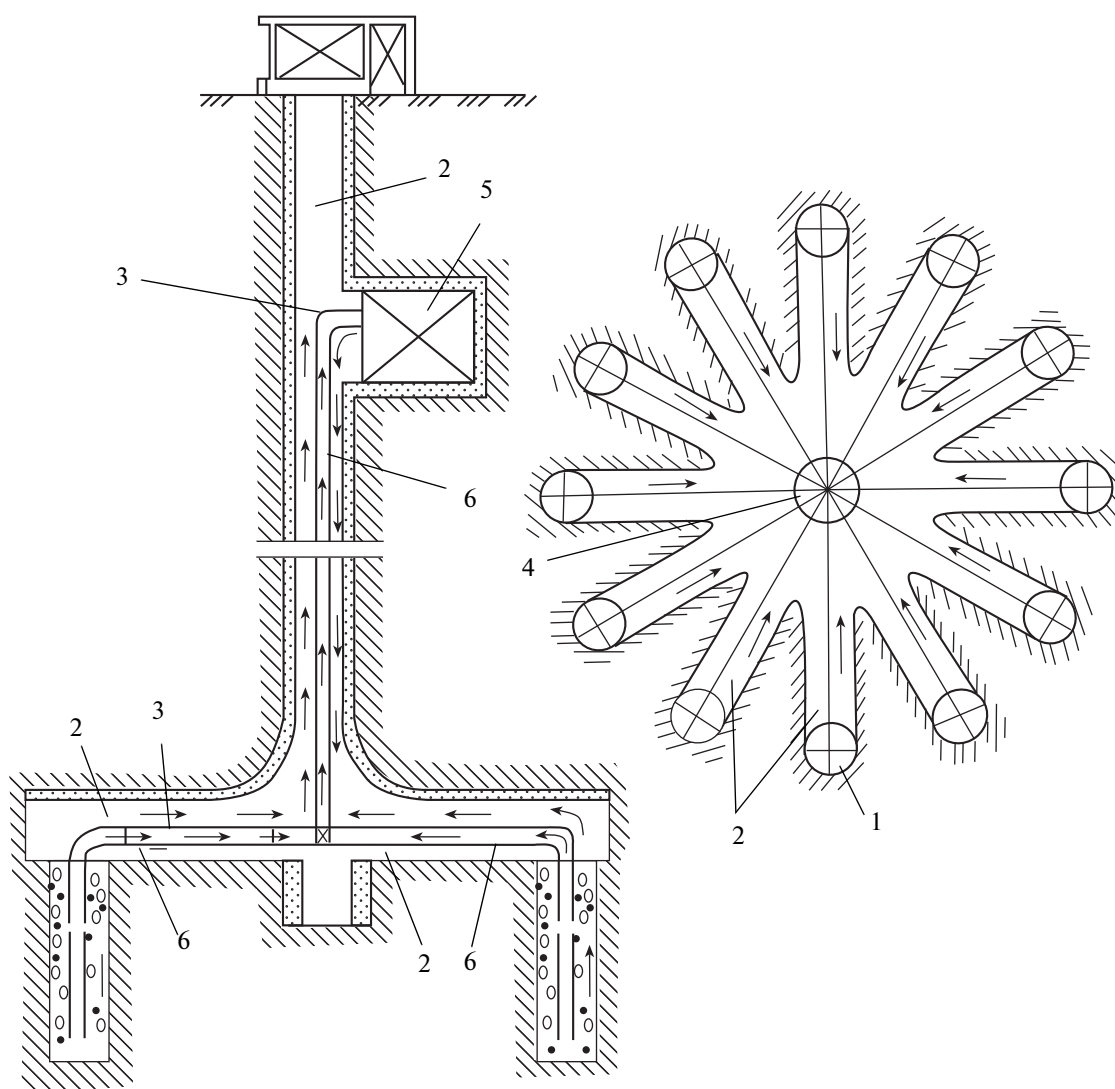
логических и экономических условий конкретного региона.

Преимущества петротермального источника энергии следующие: повсеместное распространение, неисчерпаемость, приближенность и приспособляемость к потребителю, сравнительно низкие капиталовложения и относительная легкость освоения, безотходность, безопасность в эксплуатации, экологическая чистота. К недостаткам можно отнести сравнительно низкий потенциал на глубине до 3 км, невозможность транспортировки и складирования, отсутствие опыта промышленного освоения в нашей стране.

В России идея извлечения основных геотермальных ресурсов, заключенных в твердых породах, высказана в 1915 году К.Э. Циолковским [ 1989 ], а в 1920 году геотермальная циркуляционная система (ГЦС) в горячем гранитном массиве на глубине 3000 м описана В.А. Обручевым в незавершенной повести “Тепловая шахта”. Та схема отбора петротермальных ресурсов, которую описал Владимир Афанасьевич, неэффективна и не обеспечит проектной мощности (рис.1). Для эффективной работы циркуляционных систем необходимо иметь или создать в зоне отбора тепла достаточно развитую теплообменную поверхность. Такой поверхностью обладают или встречающиеся на различных глубинах пласты пористых пород и зоны естественной трещиноватости, проницаемость которых обеспечивает принудительную фильтрацию теплоносителя с эффективным теплообменом и извлечением тепловой энергии горных пород, или искусственно созданные методом гидравлического разрыва (гидроразрыва) теплообменные поверхности в слабопроницаемых массивах. Известны примеры гидроразрывов, образующих трещины протяженностью до 2–3 км.

Механизм гидроразрыва представляет собой хрупкое разрушение пород с расширением природных трещин и с образованием новых трещин в результате растягивающих или сдвигающих деформаций массива под влиянием давления рабочей жидкости (воды), приложенного к его обнажению — стенке скважины, а далее — к борту растущей трещины, причем избыточный объем жидкости служит гидравлическим клином.

Теоретические основы механики гидроразрыва в СССР разработаны академиком С.А. Христиановичем, его сотрудниками и учениками [ Христианович и др., 1957; Христианович, 1960 ]. Наиболее широко гидроразрывы применяются при разработке нефтегазовых пластов. В этих отраслях добывающей промышленности они используются как способ повышения проницаемости пластов для увеличения дебита добычных скважин и для повышения нефтеотдачи при разработке нефтяных месторождений с заводнением. Со-



**Рис.1.** Схема геотермальной циркуляционной системы [Обручев, 2009]

1 – вертикальный колодец; 2 – квершлаг; 3 – паропроводы; 4 – шахтный ствол; 5 – подземная ГеоТЭС; 6 – трубопроводы конденсата.

временная технология позволяет создавать как узкие, но длинные трещины, так и короткие, но широкие.

По данным AAPG, за последние 30–35 лет в США проведено около 800 тыс. гидроразрывов, охватывающих более 40% фонда скважин, что дало прирост добычи нефти приблизительно 1 млрд т. Активные действия по организации гидроразрыва пластов (ГРП) проводились и проводятся в России. Только на месторождениях нефти, расположенных в Нефтеюганском районе Западной Сибири, в результате проведения ГРП добыча нефти увеличилась от 2 до 12 раз [Гнатусь, Некрасов, 2008].

Большой вклад в развитие идей по извлечению и использованию петротермальных ресурсов в нашей стране внесли профессор Ленинградского

горного института им. Г.В. Плеханова Ю.Д. Дядькин, академики АН УССР А.Н. Щербань и О.А. Кремнев и представители созданных ими школ [Дядькин, 1974, 1989; Тепло..., 1974]. Они заложили основы новой научной дисциплины – геотермальной теплофизики, в которой обосновываются физические предпосылки для моделирования переноса массы и энергии в различных структурных средах, приводятся методики тепловых и гидродинамических расчетов циркуляционных систем с естественными и искусственными коллекторами, а также дается теплофизический анализ работы систем извлечения энергоресурсов из массива горячих горных пород. Кроме перечисленных фундаментальных вопросов геотермии, в их трудах изложены технологические основы и инженерные решения по извлечению геотермальной

энергии из природных и искусственных подземных тепловых коллекторов.

Во всех предлагаемых схемах рассматривается циркуляционная система извлечения подземного тепла, состоящая из следующих основных элементов: инжекторной (нагнетательной) скважины; подземного котла-коллектора, включающего зону естественной или искусственной трещиноватости; эксплуатационной скважины, по которой флюид доставляется на поверхность, и поверхностного комплекса, в который могут входить турбинный зал, градирни, конденсаторы, промежуточные теплообменники, трубопроводы и т.п. (рис.2).

При сооружении петротеплоснабжающих станций (ПетроТС) для теплоснабжения коммунальных и промышленных объектов необходимо иметь на поверхности пар или пароводяную смесь с температурой до 150°C. Такое значение температуры закачанная с поверхности вода может приобрести на глубине 3 км при очень высоком геотермическом градиенте, до 50 мК/м. Такие высокие градиенты температуры редко встречаются на территории России. Они обнаружены только на территории Северного Кавказа (Ставропольский свод, Восточное Предкавказье), в некоторых районах Западной Сибири, в Тункинской впадине Прибайкалья и в Курило-Камчатском регионе. При фоновом температурном градиенте 25 мК/м, который развит почти повсеместно [Карта., 1980 ], для получения на забое температуры 150°C нужна уже скважина глубиной 6 и более км. Если же речь идет о выработке электроэнергии на петротеплоэлектростанциях (ПетроТЭС), то на забое нужно достичь температуры 250–280°C, т.е. бурить до глубины 10 км. Оценки показывают [ Augustine et al., 2006 ], что сооружение геотермальной скважины глубиной 3 км с помощью традиционных технологий бурения стоит около 4 млн долл. (2004 г.), глубиной 6 км – 10 млн долл., глубиной 10 км – 20 млн.долл.<sup>1</sup>

Эти оценки в первом приближении могут быть отнесены и к отечественным условиям. По данным [ Савченко, 2008 ], стоимость бурения эксплуатационных скважин в Восточной Сибири составляет чуть более 4 млн долл., разведочных – 7.5-8 млн долл.

Таким образом, сооружение ПетроТС, а тем более, ПетроТЭС, существующими способами механического бурения скважин будет неконкурентоспособным по сравнению с традиционным тепло- и электроснабжением. Поэтому задача заключается в первую очередь в создании новых

способов глубинного бурения, существенно удешевляющих этот процесс.

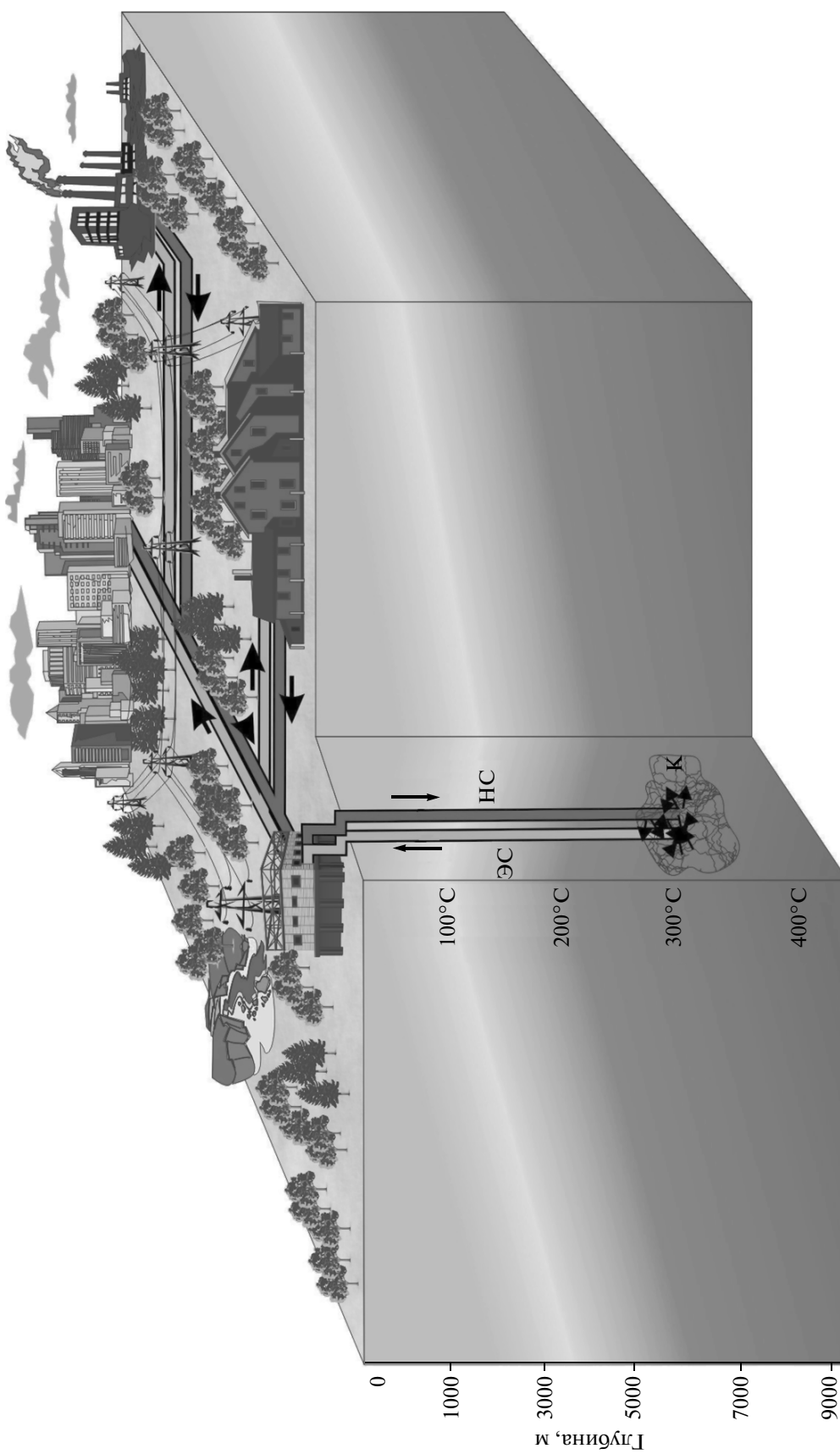
Для преодоления указанных технических и экономических трудностей на основе российских высоких технологий велась работа по созданию новых технических средств для глубокого проникновения в недра земной коры. Группа российских ученых и специалистов под руководством одного из авторов настоящей статьи разработала несколько вариантов буровых снарядов (БС), являющихся отечественным “know-how” [Гнатусь, 2007 ]. Аналоги в мировой практике нам не известны. Скорость бурения твердых пород со средней плотностью 2500–3300 кг/м<sup>3</sup> одного из первых буровых снарядов (БС-01) составляла на испытаниях до 30 м/ч, что на порядок выше, чем при традиционном механическом бурении. Это резко сокращает время бурения и существенно уменьшает стоимость ПЦС. Другой разрабатываемый в настоящее время буровой снаряд характеризуется еще более высокими значениями эксплуатационных показателей.

Буровой снаряд БС-01 прошел заводские испытания. Используя его, можно пробурить скважины диаметром 200–500 мм до глубины 10 км и при благоприятных условиях проницаемости пород получить теплопроизводительность ПЦС 200 Ккал/ч. Через нагнетательную скважину подается вода, которая под воздействием высокой температуры подземного коллектора приобретает избыточную температуру, превращается в пар или двухфазную пароводяную смесь и поступает по эксплуатационной скважине на поверхность в сепаратор для дальнейшей подачи пара на турбины ПетроТЭС и воды в тепловую сеть ПетроТС. Образовавшийся конденсат и отработавший теплоноситель химически очищаются и вновь закачивается в скважину.

При тех температурах, которые достигаются на забое скважин, необходимы особые требования к выбору буровых и обсадных труб, цементных растворов, технологии бурения, креплению и заканчиванию бурения скважин, а также к измерительной технике. Современная отечественная буровая техника и оборудование рассчитывались для работы при температурах не выше 150–200°C. Кроме того, традиционное глубокое механическое бурение скважин затягивается на годы и стоит очень дорого. В этом была основная причина нерентабельности сооружения глубинных ПЦС и создания на этой основе ПетроТЭС с помощью традиционного бурения.

Производительность одной ПЦС из двух скважин до глубины 10 км достаточна для подачи пара турбинам электростанции (ПетроТЭС) в объеме 83.3 Ккал/ч при средней температуре 250°C. Такие температурные параметры пара дают возможность избежать бинарной схемы с использованием промежуточного низкокипящего теплоноси-

<sup>1</sup> Фактических данных по стоимости бурения скважин глубиной 10 км пока нет. В работе [Augustine et al., 2006] они лишь были оценены на основе специальной модели.



**Рис.2.** Схема организации циркуляционной системы для извлечения петротермальной энергии и доставки ее потребителям

НС – нагнетательная скважина, ЭС – эксплуатационная скважина, К – коллектор.

теля, которая была бы необходима при ограниченной возможности глубокого бурения (из-за недостаточной для работы турбин температуры пара в ПЦС).

При такой мощности подаваемого на турбину пара рабочая мощность ПетроТЭС может превышать 25 МВт. Она комплектуется малоинерционными турбинами мощностью 25 МВт, которые производятся в России. Для обеспечения потребителя теплом предназначаются ПетроТС, которые при средней температуре ПЦС 150°C будут иметь тепловую мощность 50 Гкал/ч.

Выполненные предпроектные расчеты позволили оценить инвестиционные затраты в ПетроТЭС и ПетроТС и на этой базе приблизительно определить удельные капиталовложения и себестоимость электроэнергии и тепла в ценах 2008 г. Они складываются из затрат на буровой комплекс, сооружение ПЦС, электростанции, теплообменников, системы водоснабжения, наземных сооружений [ Гнатусь, Некрасов, 2008 ].

Капиталовложения в буровой комплекс, состоящий из тяжелой буровой установки и бурового снаряда “БС-01” в комплекте, по заводским ценам оцениваются в 940 млн. руб. Ресурс его работы – 2000 км, срок службы – 10 лет. Доля капиталовложений в буровой комплекс, приходящаяся на одну ПЦС, может быть оценена пропорционально суммарной длине ее скважин. При средней глубине каждой из двух скважин 10 км она составит 9.4 млн руб., при 5 км – 4.7 млн руб.

Капиталовложения в циркуляционную систему с гидроразрывом горячей породы (сооружение двух скважин и сопутствующих устройств) оценены в 300 млн руб. при средней глубине каждой из скважин 10 км. Уменьшение глубины скважин до 5 км сокращает капитальные затраты в ПЦС до 230 млн. руб. при образовании подземного “котла” на этой глубине при суммарной длине скважин 10 км. Если гидроразрыв не потребуются, то инвестиции в ПЦС сокращаются, соответственно, до 280 и 210 млн. руб.

Строительство электростанции мощностью 25 МВт в контейнерном исполнении “под ключ” оценивается в среднем в 400 млн руб. Уточнение ее стоимости будет зависеть от числа и типа установленных турбин. Срок службы ПЦС и электростанции составляет 30 лет.

При скорости работы бурового снаряда “БС-01” 30 м/ч время, необходимое для бурения двух скважин глубиной по 10 км (включает все технологические остановки и переналадки), составит примерно один месяц.

На этапе разработки проекта до начала опытно-промышленных работ капиталовложения в ПетроТЭС и ПетроТС могут быть определены только приблизительно, с точностью примерно 25%. В наиболее тяжелом случае, при градиенте температур 25 мК/м, для ПетроТЭС (2 скважины по 10 км) и ПетроТС (2 скважины по 6 км), суммарные капиталовложения, соответственно, достигают около 885 и 232 млн руб., а в удельном исчислении около 35500 руб./кВт и 4640000 руб./Гкал/ч. При пересчете по номинальному курсу валют руб./долл. США 2008 г. удельные показатели могут быть оценены примерно в 1385 долл./кВт и 182 тыс. долл./Гкал/ч.

Это вполне приемлемые значения удельных капиталовложений по сравнению с современной стоимостью электрической и тепловой энергии. Они в основном значительно ниже, чем для электростанций на основе других возобновляемых источников энергии [ Копылов, 2008 ]. Следует также иметь в виду, что при уменьшении глубины скважин ПЦС, например, в два раза, что возможно при благоприятных геотермических условиях, капиталовложения снижаются примерно на 15-20%. Если не требуется проведение искусственного гидроразрыва горячей породы, то капиталовложения могут быть уменьшены на 5%.

При расчете себестоимости электроэнергии и тепла основными факторами являются расход электроэнергии на собственные нужды ПетроТЭС и амортизационные отчисления. Не вдаваясь в подробный экономический анализ, который приводится в работе [Гнатусь, Некрасов, 2008], укажем лишь, что себестоимость электроэнергии оценивается величинами 0.55 руб./кВт час при глубине скважин 10 км и 0.46 руб./кВт час при глубине скважин 5 км. Себестоимость тепла, получаемого от ПетроТС при глубине скважин 6 км и гидроразрыве горячей породы, то есть в экономически наиболее трудном случае, будет равна примерно 52.7 руб./Гкал, а в случае имеющейся в недрах естественной трещиноватости – 40.3 руб./Гкал. Это намного ниже себестоимости 1 Гкал тепла, получаемой сегодня на ТЭС и в крупных котельных, работающих на органическом топливе. При меньшей глубине скважин ПЦС себестоимость тепла будет ниже. При этом значения себестоимости электроэнергии ПетроТЭС характеризуются высокой стабильностью, в отличие от тепловых электростанций, экономичность которых существенно зависит от динамики стоимости используемого топлива.

Выполненные расчеты показали, что по экономическим характеристикам использование

глубинного тепла Земли в российских условиях является вполне обоснованным новым направлением в теплоэнергетике.

В заключение отметим ряд преимуществ освоения петротермальных ресурсов.

1. Развитие петротеплоэнергетики позволит кардинально уменьшить экологический риск при воздействии на окружающую среду, так как отсутствует сжигание топлива и, следовательно, нет вредных выбросов в атмосферу, загрязнения почвы и водоемов. Известно, что отрицательное влияние экологического фактора постоянно нарастает и уже сегодня оценивается многомиллиардными потерями из-за ухудшения здоровья людей и вредного воздействия на биогеоценозы.

2. Развитие петротеплоэнергетики позволяет значительно уменьшить расход топливных ресурсов на производство электроэнергии и тепла. Заменяемые глубинным теплом Земли топливные ресурсы (в первую очередь природный газ и уголь) могут более рационально использоваться в экономике страны, позволяют снизить остроту проблемы освоения топливных месторождений, расположенных в экстремальных условиях, дают возможность увеличить экспорт энергоресурсов. При этом снижается поток топливных грузов, высвобождаются пропускные способности газопроводов и железных дорог для других целей. В настоящее время нефть, газ и уголь занимают первое место по объемам грузоперевозок. Это может быть заметным вкладом петротеплоэнергетики в решение проблем транспорта.

3. Развитие петротеплоэнергетики даст новый импульс к созданию и развитию техники “know-how” и сопутствующего ей оборудования. Это новые буровые комплексы, турбины, диапазон мощности которых может составлять от единиц до сотни и более мегаватт, электрогенераторы и другое электротехническое и теплотехническое оборудование, установки для химической очистки воды, насосное оборудование, в том числе сверхвысокого давления, измерительная техника для работы в диапазоне температур до 300°C.

4. Стабильно низкая стоимость электроэнергии и тепла петроэнергетических объектов позволяет решать ряд социально значимых задач: повышение надежности и качества энергоснабжения населения и коммунально-бытовой сферы страны; снижение энергетических затрат, необходимое для полноценного обеспечения населения страны растениеводческой продукцией закрытого грунта, особенно в климатически суровых и труднодоступных регионах; получение холода, необходимого для хранения сельскохозяйственной и другой продукции, что позволит снизить ее потери; круглогодичный обогрев взлетно-посадочных полос аэродромов, который повысит надежность и ритмичность воздушного сообщения.

Пока еще трудно назвать все возможные направления в экономике России, которые будут развиваться и преобразовываться под влиянием освоения горячих недр на глубине до 10–12 км в пределах суши. По имеющимся оценкам полномасштабное извлечение этого тепла может обеспечить энергетические нужды страны на сотни лет.

Создание и развитие петротеплоэнергетики должно быть направлено на обеспечение энергетического комфорта населения России, особенно проживающего в поселках городского типа, малых и средних городах с населением до 150 тыс. человек. Именно эти населенные пункты страны испытывают наибольшие трудности из-за плохого электроснабжения, во многих случаях отопление обеспечивается низкоэффективными тепловыми источниками, а горячее водоснабжение отсутствует. При этом доля затрат населения на оплату электроэнергии постоянно нарастает.

Возможность практически неограниченного размещения петроэнергетических станций позволяет их сооружать вблизи объектов потребления энергии и тем самым сократить инвестиционные и операционные затраты на дальний транспорт топлива и электроэнергии. Практическое освоение петротермальных ресурсов Земли будет оказывать комплексное позитивное воздействие на развитие отечественной экономики.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Геотермический атлас России /Под ред. А.А. Смыслова. (электронная версия составлена в ФГУП НПЦ “Недра” и СПбГИ). Санкт-Петербург, Ярославль, 2000.
- Гнатусь Н.А.* Буровой снаряд, не имеющий аналогов в мировой энергетике. //Электро-info, 2007. №6, С.24–27.
- Гнатусь Н.А., Некрасов А.С.* Социально-экономическая эффективность использования глубинного тепла Земли в России //Новости теплоснабжения. 2008. №10. С.16–21.
- Дядькин Ю.Д.* Теплообмен в глубоких скважинах и зонах фильтрации при извлечении тепла сухих горных пород. Л.: Наука, 1974. 38 с.
- Дядькин Ю.Д.* Разработка геотермальных месторождений. М.: Недра. 1989. 228 с.
- Карта теплового потока и глубинных температур территории СССР и сопредельных районов м-ба 1: 10 000 000 /Под ред.Я.Б. Смирнова/. М.: ГУГК СМ СССР. 1980.
- Копылов А.Е.* Экономика развития возобновляемой энергетики в России //Энергия. Экономика. Техника. Экология. 2008. №7, С. 11–17.
- Обручев В.А.* Тепловая шахта //Собр. сочинений. 2009. Т.4. М.: Терра. С. 422–510.
- Поваров О.А., Томаров Г.В., Кошкин Н.А.* Состояние и перспектива развития геотермальной энергетики в России // Теплоэнергетика. 1994. №2 . С. 15–22.



- Подгорных Л.В., Хуторской М.Д.* Планетарный тепловой поток. Карта м-ба 1: 30 000 000 (7 л. + объясн. записка). М.: Оргсервис. 1997.
- Савченко С.И.* Освоение Восточной Сибири: если не мы, то кто? // Нефтегазовая вертикаль. 2008. №12. С.43–48.
- Тепло Земли и его извлечение /Под ред. А.Н. Щербань. Киев: Наукова думка, 1974. 263 с.
- Христианович С.А., Желтов Ю.П., Баренблатт Г.И.* О механизме гидравлического разрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 1957. № 1. С.44–53
- Христианович С.А.* Исследования механизма гидравлического разрыва пласта // Тр. Института геологии и разработки горючих ископаемых. Т.2 Материалы по разработке нефтяных и газовых месторождений. М.: Изд-во ИМГРЭ 1960. С.159–165.
- Циолковский К.Э.* Будущее Земли и человека. Научный и технический прогресс будущего // Промышленное освоение космоса. М.: Наука, 1989. С.167–173.
- Augustine Ch., Tesler J.W., Anderson B. et al.* A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs // Proceed. 31-st workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford Univ., Stanford..2006. P.714–717
- Huttrer G.W.* The status of world geothermal power generation 1995-2000 // Proceed. of the World Geothermal Congress 2000, Hyushu – Tohoku, Japan. May 28 – June 10. V. 1. P. 23–37.
- Khutorskoy M.D., Podgornych L.V., Leonov Yu.G. et al.* Thermotomography as a new tool for studying the geothermal field // Georesources. 2004. v.1. N 8. P.14–21.
- Lund J.W., Freeston D.H.* World-wide direct uses of geothermal energy 2000 // Proceed. of the World Geothermal Congress 2000, Hyushu – Tohoku, Japan. May 28 – June 10. V. 1. P. 1–21.