

УДК 621.311.22:551.23

DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-29-41

## Геотермальные энерготехнологии России

Г.В. Томаров

Представлены результаты научно-технических исследований и развития геотермальных технологий в России. Даны сведения о геотермальных ресурсах на территории страны, особенностях геотермальных месторождений и физико-химических свойствах геотермального теплоносителя.

Приведены наиболее значимые результаты экспериментальных и расчетных исследований кризисных явлений в потоках влажного пара в зоне верхней пограничной кривой, образования и осаждения дисперсной жидкой фазы, течения жидких пленок и сепарации влаги, а также образования отложений и закономерностей эрозии-коррозии конструкционных металлов в геотермальном многокомпонентном теплоносителе.

Рассмотрены особенности и преимущества конструкции образцов российского геотермального оборудования, включая сепараторы гравитационного принципа действия, паровые турбины с развитой системой внутриканальной сепарации влаги из проточной части, системы охлаждения и закачки отработавшего геотермального теплоносителя. Показано, что применение гравитационных сепараторов (АО «ЗиО», г. Подольск) обеспечивает степень влажности пара перед турбиной на уровне 0,1...0,5%, тем самым существенно снижая интенсивность образования отложений в турбинных ступенях, а система внутриканальной сепарации и специальная турбинная ступень-сепаратор паровых турбин позволяет удалять из проточной части более 80% влаги.

Даны основные сведения о технологических схемах, конструкции, технических характеристиках оборудования действующих российских геотермальных электростанций, включая Верхне-Мутновскую и Мутновскую ГеоЭС на Камчатке.

Представлены некоторые результаты последних исследований по повышению эффективности использования тепла геотермального теплоносителя, в том числе на основе применения системы перегрева пара на входе в турбину и пара вторичного вскипания с помощью водородно-кислородных парогенераторов. Определены перспективные площадки для сооружения новых российских геотермальных электростанций.

*Ключевые слова:* геотермальные ресурсы и теплоноситель, оборудование и электростанции, энергоблоки комбинированного и бинарного циклов, турбогенераторы, сепараторы.

*Для цитирования:* Томаров Г.В. Геотермальные энерготехнологии России // Вестник МЭИ. 2020. № 4. С. 29—41. DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-29-41.

## The Geothermal Energy Technologies in Russia

G.V. Tomarov

The results of scientific and technical investigations and development of geothermal technologies in Russia are presented. Information on the geothermal resources in Russia, the characteristics of geothermal fields and the physicochemical properties of geothermal fluids is given. The article presents the most significant results from experimental studies and numerical modeling of crisis phenomena in wet steam flows in the zone near the upper boundary curve, the generation and precipitation of a dispersed liquid phase, the flow of liquid films and moisture separation, and the formation of deposits and regularities relating to flow accelerated corrosion of structural metals in a multicomponent geothermal fluid. The article also discusses the design features and advantages of Russian geothermal equipment, including gravity separators, steam turbines with a developed system for intra-channel separation of moisture from the flow path, a cooling system, and a system for reinjection of waste geothermal fluid. It is shown that the use of gravity separators produced by the JSC Machine Building Plant ZiO Podolsk makes it possible to keep the moisture content of steam at the turbine inlet at a level of 0.1-0.5%, thereby significantly reducing the deposit formation rate in the turbine stages. It is also shown that the use of the intra-channel separation system and the steam turbine's dedicated separation stage makes it possible to remove more than 80% of moisture from the flow path. Basic information about the process flow diagrams, design and technical characteristics of the equipment installed at the operating Russian geothermal power plants, including the Verkhne-Mutnovskaya GeoPP and the Mutnovskaya GeoPP in Kamchatka, is given. Some results from recent studies on achieving more efficient use of the geothermal fluid heat are presented, in particular, through applying a system for superheating steam at the turbine inlet and secondary flashed steam by using hydrogen-oxygen steam generators. Promising sites for constructing new Russian geothermal power plants have been identified.

*Key words:* geothermal resources and fluid, geothermal equipment and power plants, combined and binary cycle power plants, turbine generators, separators.

*For citation:* Tomarov G.V. The Geothermal Energy Technologies in Russia. Bulletin of MPEI. 2020;4:29—41. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-29-41.

### Геотермальные ресурсы России

Под геотермальными ресурсами понимают запасы глубинного тепла Земли, эксплуатация которых экономически целесообразна. Россия обладает значительными геотермальными запасами, пригодными для использования в современных технологиях электрогенерации и теплоснабжения. Принято различать гидрогеотермальные ресурсы, в виде естественных подземных водных коллекторов, и петрогеотермальные, аккумулирующие тепло горных пород.

В настоящее время наиболее экономически эффективными и отработанными являются геотермальные технологии. В России суммарные запасы тепловой энергии Земли в виде воды с минерализацией до 35 г/л оценены в 850...1200 млн ГДж/год, что эквивалентно сжиганию 30...40 млн т условного топлива.

В геотермальных месторождениях Камчатки и Курильских островов заложены высокотемпературные гидротермальные ресурсы с температурой до 200...300 °С на глубинах 300...2500 м [1]. Для ряда районов Западной Сибири, Предкавказья и Сахалина характерно наличие гидротермальных месторождений с температурой флюида до 200 °С, залегающих на глубине до 5000 м.

Источники термальных вод с температурой 30...40 °С имеются практически на всей территории нашей стра-

ны (рис. 1). К настоящему времени разведано около 50 геотермальных месторождений и пробурено более 3000 скважин [2].

На геотермальных полях Камчатки в тектонически-мобильных поясах земной коры с проявлением современного вулканизма пробурено более 370 скважин глубиной от 255 до 2266 м. Прогнозные запасы геотермальной энергии месторождений Камчатки в эквиваленте электрической мощности составляют  $150 \cdot 10^{18}$  Дж и могут обеспечить работу ГеоЭС мощностью до 1250 МВт.

Прогнозные геотермальные ресурсы Курильских островов определены по тепловой энергии трех изученных месторождений. Запасы Северо-Курильского резервуара (о. Парамушир) соответствуют мощности ГеоЭС 97 МВт, Океанского (о. Итуруп) — 117 МВт. Месторождение Менделеева — Горячий Пляж способно дать работу ГеоЭС установленной мощностью до 90 МВт.

В Дагестане пробурено более 120 скважин, и в 1984 г. эксплуатировались 58 из них на 8 водозаборах. В настоящее время находятся в эксплуатации семь термо-водозаборов: Махачкала, Тернаир, Манас, Избербаш, Коякент, Кизляр, Кордоновка. В Махачкале для работы системы горячего водоснабжения с баком-аккумулятором вместимостью 4000 м<sup>3</sup> служат 6 скважин с общим дебитом 13,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при температуре 95...100 °С.

В Краснодарском крае и Адыгее на 17 месторождениях геотермальных вод пробурено 86 геотермальных



Рис. 1. Распределение геотермальных ресурсов по территории России

скважин, из которых эксплуатируются 40. В Ставропольском крае на государственном балансе находятся четыре геотермальных месторождения. В Чечне с 1967 г. эксплуатировались 36 геотермальных скважин.

Для таких регионов России как Камчатка, Курильские острова, Калининградская область, а также некоторых районов Северного Кавказа геотермальных запасов достаточно для покрытия большей части потребностей в электрической и тепловой энергии.

Примером эффективного использования геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии является разработка Мутновского месторождения парогидротерм на Камчатке, где в 1999 г. была запущена Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 (3×4) МВт, а 2002 г. введена в эксплуатацию Мутновская ГеоЭС мощностью 50 (2×25) МВт.

Мутновское геотермальное месторождение расположено в Елизовском районе Камчатского края, в 90 км от г. Петропавловска-Камчатского в труднодоступной горной местности с перепадами высот до +1100 м с крутизной склонов в пределах 10...65°. Поисковые геологоразведочные работы начались в 1978 г., пробурено 98 скважин различного назначения, в том числе 67 скважин, вскрывших теплоноситель.

Согласно оценкам Института вулканологии РАН, прогнозные ресурсы Мутновского месторождения на площади около 100 км<sup>2</sup> составляют: по тепловому выносу — 312 МВтэ и по объемному методу — 450 МВтэ [3, 4].

В теплоносителе скважин, продуцирующих пароводяную смесь, обнаружены катионы Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Fe<sup>2+</sup>, NH<sub>3</sub><sup>+</sup> и анионы Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>2</sub><sup>-</sup> и др. (таблица).

Формулы солевого состава для пароводяного и парового теплоносителей Мутновского месторождения имеют следующий вид:

$$M_{0,6} \frac{Cl_{62}SO_{22}^4 HCO_{11}CO_3^3 NH_2^4}{NH_{63}^4 Na_{20} Ca_{12} Mg_3 K_2};$$

$$M_{0,5} \frac{HCO_{53}^3 Cl_{26} SO_{21}^4}{NH_{63}^4 Na_{20} Ca_{12} Mg_3 K_2}.$$

Газовый состав геотермального теплоносителя Мутновской ГеоЭС преимущественно углекислый (60...70% объемных) с присутствием сероводорода (объемное содержание около 10%).

#### Фундаментальные научные исследования в области геотермальной энергетики

Ресурсной базой российских геотермальных электрических станций в основном являются парогидротермальные месторождения. Природный геотермальный двухфазный многокомпонентный теплоноситель, формируясь в контакте с различными по химическому составу горными породами, накапливает в себе коррозионно-агрессивные примеси и газы.

Фазовое состояние, термодинамические параметры и химический состав геотермального теплоносителя

#### Химический состав теплоносителя Дачного участка Мутновского месторождения (мг/кг)

Компоненты	Теплоноситель скважин	
	пароводяная смесь	пар
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	<10,0	1,5...36,0
Na <sup>+</sup>	30,0...310,0	<16,0
K <sup>+</sup>	4,0...28,0	<4,8
Ca <sup>2+</sup>	<4,8	<18,0
Mg <sup>2+</sup>	<6,6	<2,4
Fe <sup>2+</sup>	<0,9	<1,75
Cl <sup>-</sup>	4,0...351,0	<21,8
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	8,0...172,0	<25,0
HCO <sub>3</sub>	16,0...98,0	<100,0
SiO <sub>2</sub>	8,0...712,0	<104,0
HSO <sub>2</sub>	0,6...69,0	<4,2
CO <sub>2</sub>	<308,0	<371,0
Минерализация	186,0...1713,0	16,6...270,9
pH	5,2...9,4	3,45...7,0

(отличаются на разных месторождениях и даже на отдельных скважинах) существенно влияют на выбор технологической схемы и конструкцию энергетического оборудования ГеоЭС, поэтому каждый проект геотермальной электростанции в своем роде уникален и адаптирован к свойствам теплоносителя конкретного месторождения.

С целью определения закономерностей течения и поведения примесей в двухфазных многокомпонентных геотермальных потоках, воздействующих на газодинамические характеристики проточной части и экономичность геотермальных турбин, проведены фундаментальные комплексные исследования в лабораторных и природных условиях [5, 6].

Впервые установлено, что при расширении в проточной части турбины пара, содержащего примеси и неконденсирующиеся газы, в зоне верхней пограничной кривой существуют термодинамические и газодинамические кризисные явления, характеризующиеся максимумами и экстремумами параметров химического состава возникающих капель и жидких пленок, степени турбулентности потока, экономичности первой турбинной ступени и коэффициента расхода пара в сопловой турбинной решетке.

На рисунке 2 представлены отдельные результаты исследования изменения средней амплитуды пульсации давления и температуры торможения, а также КПД турбинной ступени [5]. Показано, что переход через линию насыщения сопровождается снижением КПД турбинной ступени в зоне малых температурных перегревов. Это обусловлено переохлаждением и уменьшением располагаемой энергии пара. Появление влаги на входе в ступень способствует более равносному протеканию процессов конденсации пара и увеличению КПД.



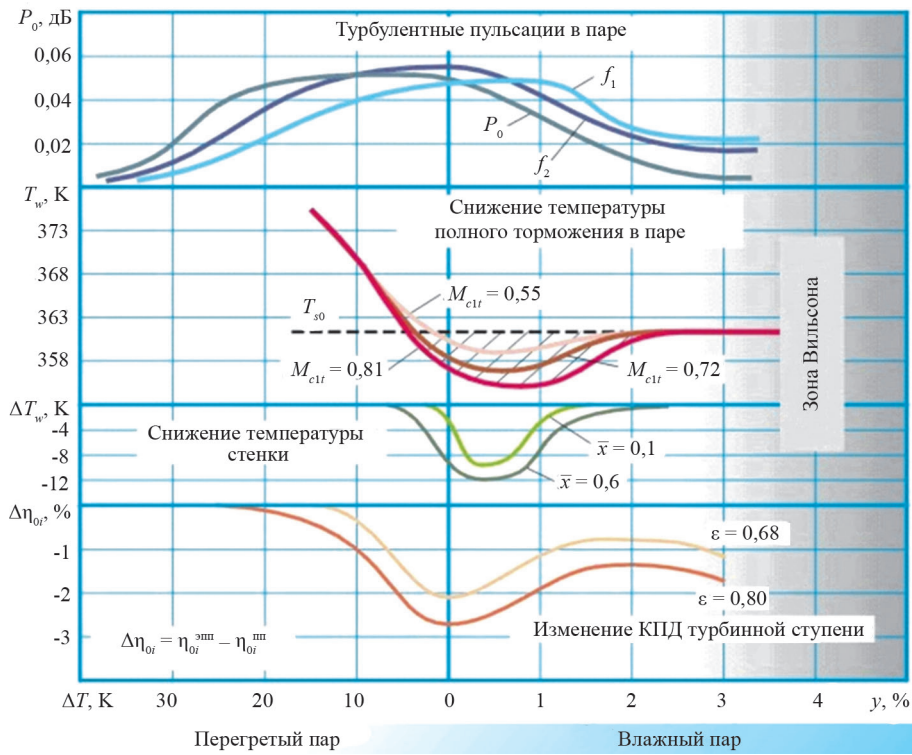


Рис. 2. Результаты экспериментальных исследований кризисных явлений при течении пара в турбинной ступени

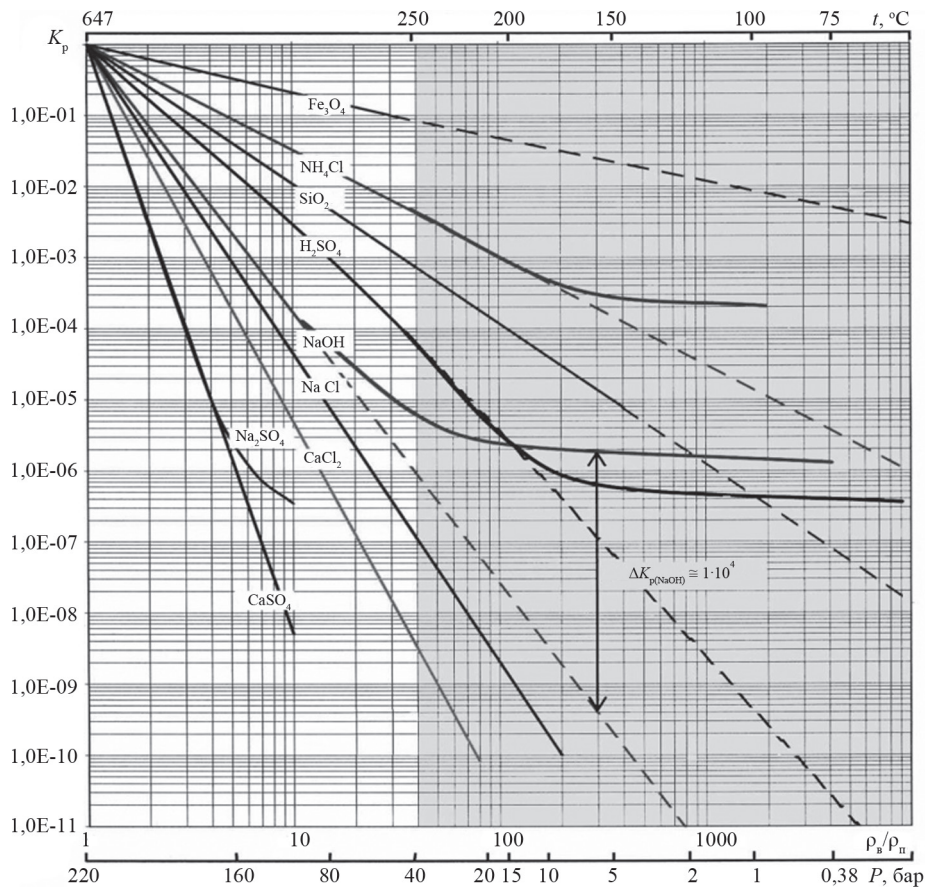


Рис. 3. Результаты натурных исследований значений коэффициентов межфазового перераспределения  $K_p$  для коррозионно-агрессивных примесей, серым фоном выделена область параметров геотермальных электростанций

На экспериментальной турбине ЭТ-12 МЭИ изучены процессы возникновения и течения жидких пленок в зависимости от режимов двухфазных потоков, химического состава среды, состояния поверхности и иных факторов [7]. В результате установлено существенное влияние турбулентных пульсаций потока и химического состава двухфазного многокомпонентного геотермального теплоносителя на осаждение мелкодисперсной влаги и формирование жидких пленочных течений в каналах турбинной ступени. Опыты с использованием оптических зондов позволили определить дисперсную структуру двухфазного потока в турбинной ступени и показали, что размер первичных капель конденсата в паре в зоне перехода линии насыщения составляет 0,05...0,2 мкм.

Поступление примесей с жидкой фазой геотермального влажного пара в турбину приводит к формированию отложений в проточной части и снижению эффективности и мощности турбоустановок, поэтому в технологических схемах ГеоЭС, работающих на парогидротермальных месторождениях, предусмотрены сепарационные системы для отвода из пара жидкой фазы вместе с примесями в соответствии с их коэффициентами межфазового перераспределения.

Исследования на Мутновском месторождении позволили обнаружить принципиально важный эффект,

заключающийся в отклонении значений коэффициентов межфазового распределения для ряда примесей от «классических» линий лучевой диаграммы (рис. 3) [5]. Это позволило повысить точность определения концентрации примесей в жидкой фазе геотермального влажного пара в проточной части турбин.

При проведении натурных экспериментальных исследований на стенде, установленном на Верхне-Мутновской ГеоЭС, выявлены особенности реализации процессов эрозии-коррозии конструкционных металлов в потоке геотермального многокомпонентного одно- и двухфазного теплоносителей. В основу критериальной базы процессов эрозии-коррозии положены физические константы и безразмерные комплексы, разработанные при моделировании эрозии-коррозии в одно- и двухфазных потоках традиционных ТЭС и АЭС [8], и добавлены параметры, характеризующие особенности коррозионных процессов в геотермальных средах ( $H_2S$ ,  $CO$  и др.). Комплексные натурные эрозийно-коррозионные испытания на Верхне-Мутновской ГеоЭС проходили на пароводяной смеси (степень влажности пара — 67%) и сепарате с использованием кольцевых и пластинчатых образцов из стали Ст.20, 30ХМА, 08Х18Н9Т и 08Х18Н10Т [2].

На рисунке 4 продемонстрированы конструкция тест-модуля и расположение образцов, а также экс-

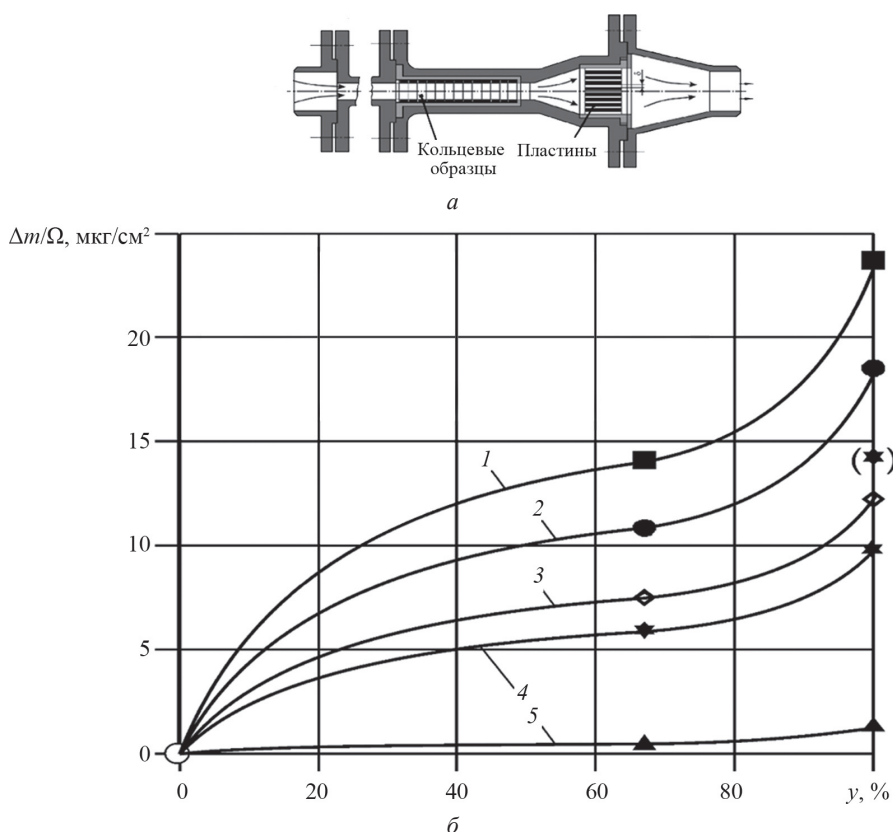


Рис. 4. Тест-модуль для исследования эрозии-коррозии (ЭК) (а) и экспериментальные зависимости (б) интенсивности потери массы металлов ГеоЭС от степени влажности геотермального теплоносителя  $t = 173 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $p_{\text{пвс}} = 8,5 \text{ бар}$ :

1 — Ст.20 («ЭК»-пластина), 3144 ч (■); 2 — Ст.20 («ЭК»-кольцо), 3144 ч (●); 3 — 30ХМА («ЭК»-кольцо), 3144 ч (◇); 4 — 08Х18Н9Т («ЭК»-пластина), 3144 ч (★); 5 — 08Х18Н9Т («ЛОК»-пластина), 1766 ч (▲)

периментальные зависимости потери массы металлов ГеоЭС от степени влажности многокомпонентного теплоносителя. Установлено, что на интенсивность эрозии-коррозии существенно влияют степень влажности пара, химический состав металла и скорость потока [9].

С целью создания высокоэффективных сепарационных устройств разработаны сепараторы гравитационного типа, в основу конструкции которых заложен принцип гравитационного осаждения капельной влаги в объемных сосудах [10]. Расчетные исследования показали, а натурные испытания на Верхне-Мутновской ГеоЭС подтвердили, что при давлении от 0,6 до 1,0 МПа и скорости влажного пара 0,7 м/с на выходе из сепаратора степень влажности пара не превышает 0,1%. На рисунке 5 изображена конструкция горизонтально-го сепаратора производства «ЗиО-Подольск» максимальной производительностью 180 т/ч пара.

Результаты выполненных комплексных экспериментальных и теоретических исследований легли в основу разработки энергетического оборудования и технологии российских геотермальных электростанций, в том числе Верхне-Мутновской и Мутновской ГеоЭС. Специалисты, участвующие в этих работах, удостоены Государственной премии РФ в области науки и техники за 2003 г.

#### Российское геотермальное оборудование и технологии

В России разработаны и построены геотермальные энергоблоки мощностью от 0,5 до 25 МВт, использу-

ющие низко- и высокотемпературные геотермальные ресурсы для производства электроэнергии (рис. 6), включая:

*Бинарные геотермальные электростанции (БГеоЭС)* с использованием геотермального теплоносителя температурой 90...120 °С:

— в 1967 г. сооружена первая в мире опытная Паратунская БГеоЭС мощностью 600 кВт (Камчатка);

— в 2012 г. завершено строительство Паужетской БГеоЭС мощностью 2,5 МВт (Камчатка).

*Геотермальные электростанции комбинированного цикла с использованием геотермального пара и сепарата с температурой 100...160 °С:*

— в 1998 г. разработан технический проект IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС комбинированного цикла мощностью 6,5 МВт (Камчатка);

— в 2009 г. создана техническая концепция проекта по расширению Мутновской ГеоЭС 50 (2×25) МВт энергоблоками прямого и бинарного циклов общей мощностью 13,0 МВт на основе использования тепла сбросного сепарата (Камчатка).

*Геотермальные электрические станции прямого цикла с использованием пароводяной смеси температурой 120...160 °С:*

— в 1966 г. введена в эксплуатацию Паужетская ГеоЭС мощностью 11,0 (5+6) МВт (Камчатка);

— в 1993 г. построена ГеоЭС «Омега» мощностью 500 кВт (о. Кунашир, Курилы);

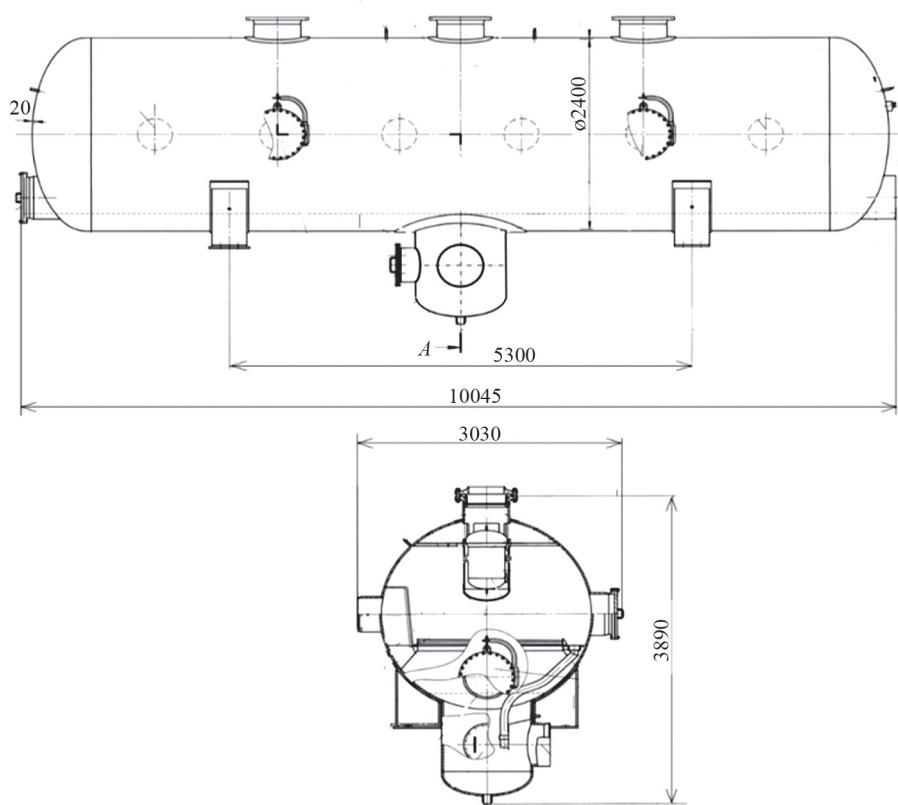


Рис. 5. Конструкция горизонтального сепаратора пара производства «ЗиО-Подольск» для геотермальных электростанций



— в 1994 г. получен технический проект и изготовлено российское оборудование двух турбогенераторов мощностью 2,5 МВт и двух турбогенераторов мощностью 23 МВт для ГеоЭС San Jacinto (Никарагуа);

— в 1999 г. пущена в эксплуатацию Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 (3×4) МВт (Камчатка);

— в 2001 г. открыта Менделеевская ГеоЭС мощностью 3,4 (2×1,7) МВт (о. Кунашир, Курилы);

— с 2002 г. эксплуатируется Мутновская ГеоЭС мощностью 50 (2×25) МВт (Камчатка);

— в 2006 г. запущена Океанская ГеоЭС мощностью 3,4 (2×1,7) МВт (о. Итуруп, Курилы).

Производство блочно-модульных геотермальных энергоблоков малой мощности с конденсационными и противоаварийными турбинами освоил Калужский турбинный завод (КТЗ). Одной из уникальных особенностей поставки данных энергоблоков КТЗ является

обязательное прохождение заводских стендовых испытаний турбогенераторов при частичной и полной нагрузках (рис. 7).

Российские ГеоЭС используют теплоноситель парогидротермальных месторождений и эксплуатируются в суровых условиях Камчатки и Курильских островов. Короткий строительный сезон (3 — 4 месяца в году) обусловил необходимость проектирования и создания энергоблоков по модульному принципу. Так, модули Верхне-Мутновской ГеоЭС (14 модулей с различным оборудованием, собирающихся на строительной площадке) высокой заводской готовности выполнены в габаритах железнодорожных вагонов. В состав Верхне-Мутновской ГеоЭС входят три энергоблока с конденсационными турбинами типа «Туман-4К» мощностью по 4 МВт каждый и комплекс модулей общестанционных систем [2, 10].

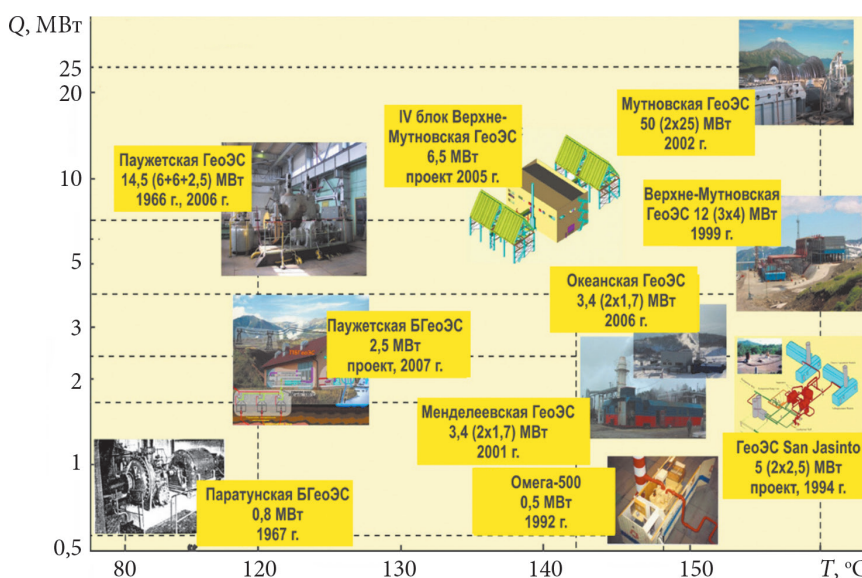


Рис. 6. Установленная мощность  $Q$  и температура  $T$  используемого теплоносителя российских геотермальных электрогенерирующих блоков



Рис. 7. Турбогенератор мощностью 2,5 МВт для ГеоЭС San Jacinto на заводском стенде АО «КТЗ»

Принципиальная технологическая схема энергоблока Верхне-Мутновской ГеоЭС представлена на рис. 8. Пароводяная смесь из трех продуктивных скважин по трубопроводам подается в коллектор установки подготовки пара. Затем (после двухступенчатой системы сепарации) насыщенный пар поступает к трем паровым турбинам мощностью 4,0 МВт каждая. Давление пара на входе в турбину — 0,8 МПа (при температуре около 170 °С). Степень влажности пара — не выше 0,05%, что обеспечивает низкое содержание солей в паре турбины.

За счет применения в технологической схеме системы закачки отработанного геотермального теплоносителя

исключается его контакт с окружающей средой, и тем самым обеспечивается экологическая чистота производства электроэнергии.

С 2002 г. на Камчатке работает Мутновская ГеоЭС мощностью 50 (2×25) МВт, при создании которой были реализованы современные технико-технологические решения, включая оригинальные горизонтальные сепараторы гравитационного типа (изготовлены на АО «ЗиО» г. Подольск), двухпоточные одноцилиндровые турбины с восемью ступенями в каждом потоке (производство АО «КТЗ» г. Калуга), распределенную АСУ ТП на основе оборудования фирмы «Сименс» (рис. 9).

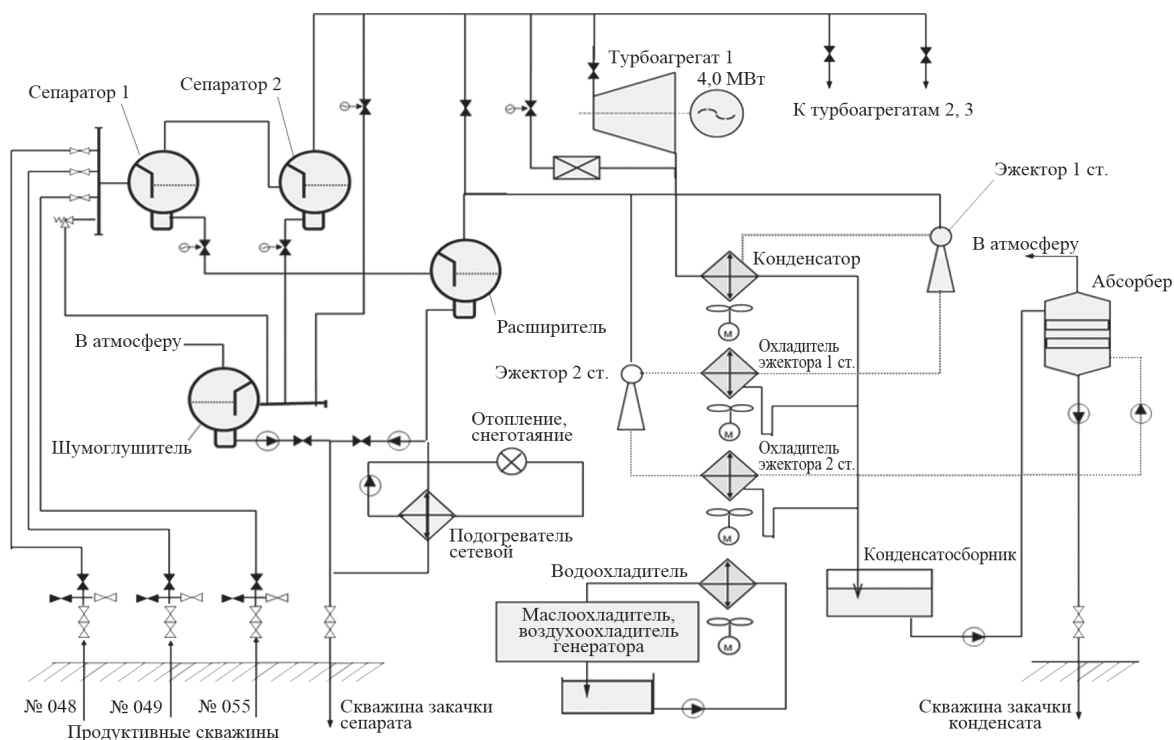


Рис. 8. Технологическая схема Верхне-Мутновской ГеоЭС



Рис. 9. Турбогенератор мощностью 25 МВт в машинном зале Мутновской ГеоЭС



Паровые турбины АО «КТЗ» имеют развитую систему внутриканальной сепарации и специальную турбинную ступень-сепаратор, которые обеспечивают удаление до 80% влаги. Только использование ступени-сепаратора позволило повысить относительный внутренний КПД турбины на 2,0%. Продольный разрез двухпоточной паровой турбины мощностью 25 МВт Мутновской ГеоЭС дан на рис. 10.

Номинальное давление пара в коллекторе на входе в турбину составляет 0,65 МПа, для промывки используется чистый конденсат, отобранный из проточной части турбины. Для уменьшения потерь в выходном патрубке за последней ступенью установлен осекольцевой диффузор с косым срезом.

**Основные технические характеристики паровой турбины АО «КТЗ» мощностью 25,0 МВт для Мутновской ГеоЭС**

Тип турбины .....	K-25-06-Гео
Номинальная электрическая мощность, МВт .....	25,0
Давление пара перед турбиной, МПа.....	0,62
Степень сухости пара перед турбиной.....	0,9998
Содержание в паре неконденсирующихся газов (по массе), %.....	0,4
Давление пара в конденсаторе, кПа .....	5,0
Расход пара на турбину, кг/с .....	44,5

На энергоблоках Мутновской ГеоЭС применены смешивающие конденсаторы, изготовленные на АО «КТЗ», и вентиляторная испарительная градирня американской фирмы «PSI». Многолетний опыт эксплуатации подтвердил правильность принятых технических решений.

Специалисты ООО «Геотерм-М» разработали технические предложения по повышению эффективности использования геотермальных ресурсов на основе применения комбинированного блока с бинарной установкой на сбросном теплоносителе действующей

Мутновской ГеоЭС, обеспечивающие увеличение ее мощности на 13 МВт без бурения дополнительных скважин. Расширение Мутновской ГеоЭС комбинированными бинарными энергоблоками включает первую очередь с двумя энергоблоками с паровыми турбинами мощностью по 4,0 МВт каждая и вторую очередь двумя бинарными энергоблоками по 2,5 МВт (рис. 11) [11].

Расчетные исследования показали, что использование пара вторичного вскипания сепарата при давлении 0,2 МПа дало дополнительную выработку электроэнергии до 8,0 МВт на паротурбинных установках и до 5,0 МВт на турбинах бинарного цикла.

На рисунке 12 изображен вариант компоновки основного оборудования первой и второй очереди расширения Мутновской ГеоЭС паровыми и бинарными турбинами, включая сепараторы первой и второй ступеней. Внедрение предлагаемой технологии позволит дополнительно использовать около 40% тепла исходного геотермального теплоносителя.

С учетом сведений об энергетическом потенциале, полученных в результате проведенных поисково-разведочных работ, определены места целесообразного размещения новых геотермальных электростанций на Мутновском месторождении (рис. 13). По некоторым оценкам, в перспективе общая установленная мощностью геотермальных электростанций на Мутновском геотермальном поле может достигнуть более 300 МВт, что примерно соответствует современному уровню потребления электроэнергии центрального промышленного района Камчатки.

Дальнейшее развитие российской геотермальной энергетики должно базироваться на модернизации действующих геотермальных электростанций на основе утилизации их сбросного теплоносителя в паровых и бинарных энергоустановках, а также создании новых станций с комбинированным бинарным циклом.

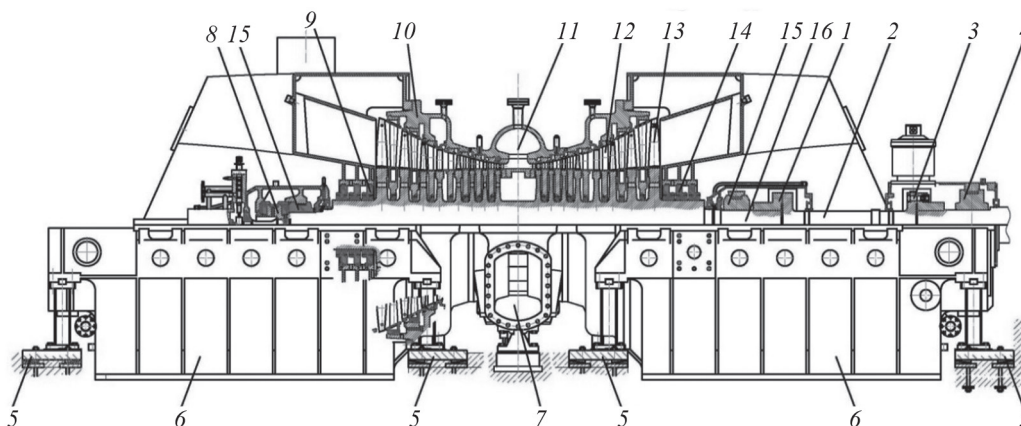


Рис. 10. Продольный разрез двухпоточной паровой турбины мощностью 25 МВт Мутновской ГеоЭС:

1 — полумуфта с шестерней валоповоротного устройства; 2 — проставок; 3 — муфта, соединяющая проставок с ротором генератора; 4 — опорный подшипник генератора; 5 — опоры турбины на фундаментные рамы; 6 — выходные патрубки; 7 — паровпуск; 8 — упорный подшипник; 9 — переднее концевое уплотнение; 10 — корпус цилиндра; 11 — сопловая коробка; 12 — сопловой аппарат диафрагмы; 13 — рабочая лопатка последней ступени; 14 — заднее концевое уплотнение; 15 — опорный подшипник; 16 — ротор турбины

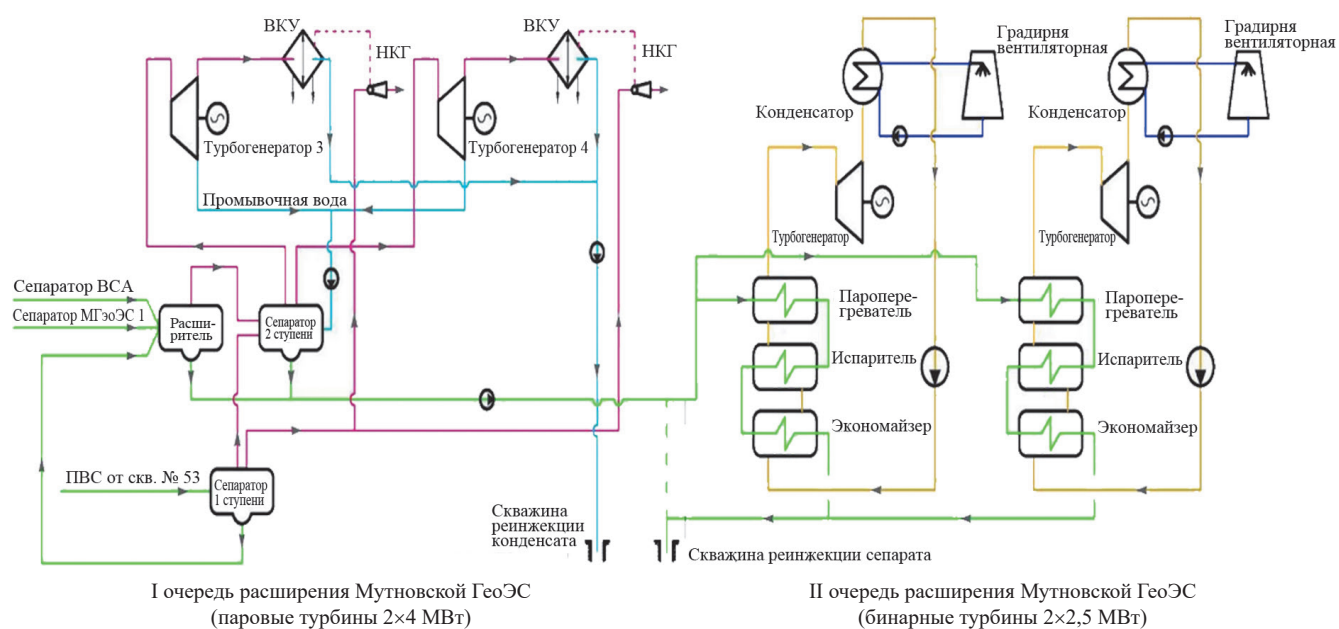


Рис. 11. Технологическая схема первой и второй очереди расширения Мутновской ГеоЭС паровыми и бинарными энергоблоками общей мощностью 13 МВт

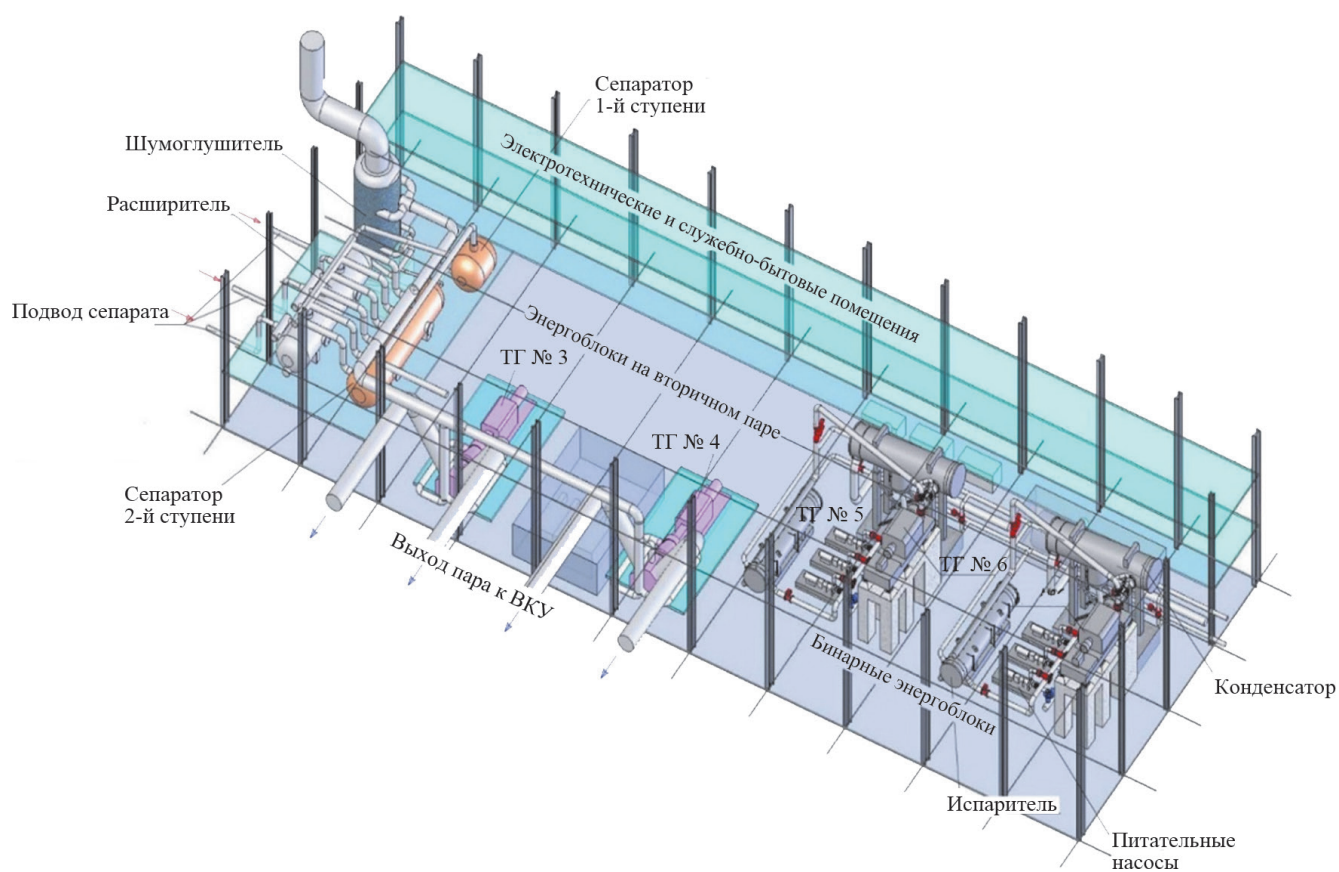


Рис. 12. Компонка основного оборудования первой и второй очереди расширения Мутновской ГеоЭС паровыми и бинарными турбоустановками общей мощностью 13,0 МВт

В рамках федеральных целевых программ Миннауки РФ выполнен комплекс работ по разработке принципиально новых технико-технологических решений по повышению эффективности использования тепла исходного геотермального теплоносителя, в том числе на основе применения комбинированного бинарного цикла с системами перегрева пара с помощью водородно-кислородных парогенераторов на входе в турбину, а также пара вторичного вскипания [12, 13]. На рисунке 14 представлена принципиальная технологическая

схема комбинированного цикла с двумя давлениями сепарации и перегревом пара вторичного вскипания за счет использования водородно-кислородного парогенератора.

Исследования показали, что применение системы повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания в технологических схемах ГеоЭС обеспечивает решение ряда практических задач:

— повышение эффективности использования тепла первичного геотермального теплоносителя;

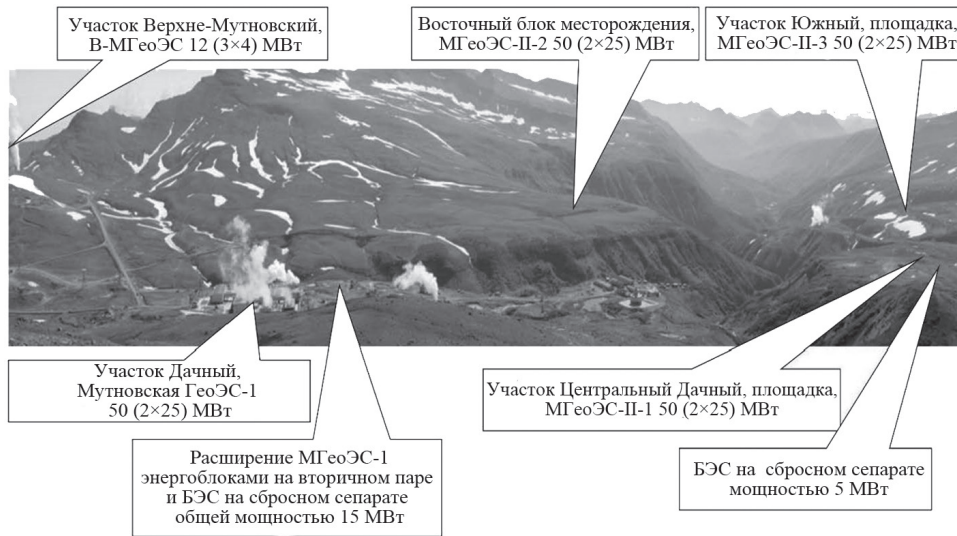


Рис. 13. Расположение площадок действующих и перспективных геотермальных электростанций на Мутновском месторождении

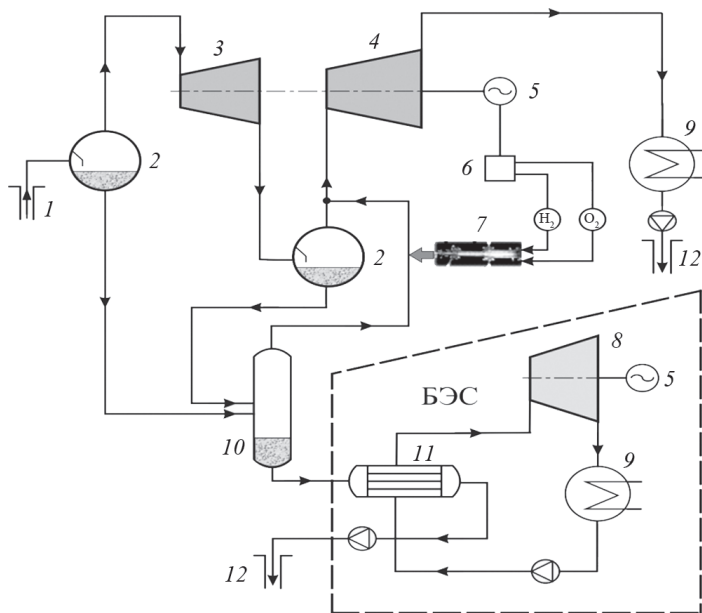


Рис. 14. Технологическая схема ГеоЭС комбинированного цикла с двумя давлениями сепарации и перегревом пара вторичного вскипания за счет использования водородно-кислородного парогенератора:

1 — продуктивная скважина; 2 — сепаратор; 3 — часть высокого давления паровой турбины; 4 — часть низкого давления паровой турбины; 5 — электрогенератор; 6 — электролизер; 7 — водородно-кислородный парогенератор; 8 — бинарная турбина; 9 — конденсатор; 10 — расширитель-сепаратор; 11 — испаритель; 12 — реинжекционная скважина



— рост установленной мощности геотермальных электростанций без бурения дополнительных производительных скважин;

— увеличение КПД геотермальных паровых турбин;

— повышение надежности эксплуатации паровых турбин за счет предупреждения эрозионного разрушения лопаточных аппаратов последних турбинных ступеней.

Расчетные исследования подтвердили, что применение перегрева водяного пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора позволяет повысить мощность паровой турбины на 8,0 МВт. Это без учета увеличения КПД части низкого давления паровой турбины более чем на 3,5% за счет существенного уменьшения степени влажности пара в проточной части паровой турбины. При этом использование водородно-кислородного парогенератора обеспечивает снижение значения конечной степени влажности пара на выходе из турбины с 14 до 6%.

Разработанная технология и оборудование предназначены для повышения эффективности использо-

вания тепла исходного геотермального теплоносителя геотермальных электростанций комбинированного бинарного цикла с помощью применения системы перегрева пара вторичного вскипания с достижением значений удельного расхода теплоносителя на единицу установленной мощности не более 25 (кг/с)/МВт и коэффициента полезного действия геотермальной турбоустановки не менее 21%.

Расчетные исследования продемонстрировали, что наибольшие расчетные значения мощности (более 12 МВт) и КПД (более 11%) бинарной установки исследуемой ГеоЭС комбинированного бинарного цикла с системой повышения энергопотенциала пара вторичного вскипания (при наименьшем удельном расходе сепарата — менее 22,0 (кг/с)/МВт) достигаются при использовании в качестве рабочего тела органических веществ из групп: нетоксичных пожаро- взрывобезопасных (R-31-10 и RC-318), низкотоксичных пожаро- взрывобезопасных (R-227ea, R-236fa, R1318 и R-134a). Результаты выполненных исследований целесообразно использовать при проектировании новых российских геотермальных электростанций высокой эффективности.

#### Литература

1. **Богуславский Э.И.** Тепловые ресурсы недр России // Теплоэнергетика. 2004. № 6. С. 25—32.
2. **Томаров Г.В., Никольский А.И., Семенов В.Н., Шипков А.А.** Геотермальная энергетика. М.: Интех-энерго-Издат, Теплоэнергетик, 2015.
3. **Кононов В.И.** Использование геотермальной энергии в России // Геотермальный бюллетень. 1993. № 7—8. С. 35—38.
4. **Белоусов В.И., Сугробов В.М.** Геологическая и гидротермическая обстановка геотермальных районов и гидротермальных систем Камчатки // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. Владивосток: Дальневосточное книжное изд-во, 1996. С. 5—22.
5. **Поваров О.А., Томаров Г.В., Никольский А.И., Семенов В.Н.** Фундаментальные исследования в области геотермальной энергетике // Теплоэнергетика. 2005. № 1. С. 54—63.
6. **Семенов В.Н., Томаров Г.В., Поваров К.О., Безотечество М.Л.** Образование отложений в проточной части турбин ГеоЭС // Тяжелое машиностроение. 2002. № 8. С. 40—45.
7. **Семенов В.Н., Троицкий А.Н., Агапов Р.В., Ретивов М.Г.** Образование коррозионно-агрессивных жидких сред в проточных частях турбин // Там же. С. 22—26.
8. **Томаров Г.В.** Физико-химические процессы и закономерности эрозии-коррозии металла энергетического оборудования в двухфазном потоке // Теплоэнергетика. 2001. № 9. С. 59—67.
9. **Томаров Г.В., Шипков А.А.** Эрозия-коррозия металлов в многокомпонентных геотермальных потоках // Теплоэнергетика. 2006. № 3. С. 23—28.

#### References

1. **Boguslavskij E.I.** Teplovye Resursy Nedr Rossii. Teploenergetika. 2004;6:25—32. (in Russian).
2. **Tomarov G.V., Nikol'skiy A.I., Semenov V.N., Shipkov A.A.** Geotermal'naya Energetika. M.: Intekh-energo-Izdat, Teploenergetik, 2015. (in Russian).
3. **Kononov V.I.** Ispol'zovanie Geotermal'noy Energii v Rossii. Geotermal'niy Byulleten'. 1993;7—8:35—38. (in Russian).
4. **Belousov V.I., Sugrobov V.M.** Geologicheskaya i Gidrotermicheskaya Obstanovka Geotermal'nyh Rayonov i Gidrotermal'nyh Sistem Kamchatki. Gidrotermal'nye Sistemy i Termal'nye Poly Kamchatki. Vladivostok: Dal'nevostochnoe Knizhnoe Izd-vo, 1996:5—22. (in Russian).
5. **Povarov O.A., Tomarov G.V., Nikol'skiy A.I., Semenov V.N.** Fundamental'nye Issledovaniya v Oblasti Geotermal'noy Energetiki. Teploenergetika. 2005;1:54—63. (in Russian).
6. **Semenov V.N., Tomarov G.V., Povarov K.O., Bezotechestvo M.L.** Obrazovanie Otlozheniy v Protochnoy Chasti Turbin GeoES. Tyazheloe Mashinostroenie. 2002; 8:40—45. (in Russian).
7. **Semenov V.N., Troickiy A.N., Agapov R.V., Retivov M.G.** Obrazovanie Korrozionno-agressivnyh Zhidkih Sred v Protochnyh Chastyah Turbin. Tam zhe:22—26. (in Russian).
8. **Tomarov G.V.** Fiziko-khimicheskie Processy i Zakonomernosti Eroзии-korroзии metalla Energeticheskogo Oborudovaniya v Dvukhfaznom Potoke. Teploenergetika. 2001;9:59—67. (in Russian).
9. **Tomarov G.V., Shipkov A.A.** Eroziya-korroziya Metallov v Mnogokomponentnyh Geotermal'nyh Potokah. Teploenergetika. 2006;3:23—28. (in Russian).

10. Поваров А.А., Лукашенко Ю.Л., Томаров Г.В., Циммерман С.Д. Геотермальная промышленность и технологии в России // Тяжелое машиностроение. 2001. № 1. С. 14—19.

11. Томаров Г.В., Шипков А.А., Никольский А.И., Семенов В.Н. Повышение эффективности использования геотермальных ресурсов на основе применения комбинированного энергоблока с бинарной установкой на сбросном сепарате Мутновской ГеоЭС // Теплоэнергетика. 2016. № 6. С. 31—35.

12. Томаров Г.В., Борзенко В.И., Шипков А.А., Сорочкина Е.В. Повышение эффективности и надежности работы геотермальных турбин с применением системы перегрева пара вторичного вскипания // Теплоэнергетика. 2018. № 10. С. 70—77.

13. Томаров Г.В., Борзенко В.И., Шипков А.А. Оптимизационные исследования бинарной установки ГеоЭС комбинированного цикла с двумя давлениями сепарации и перегревом водяного пара вторичного вскипания с использованием водородно-кислородного парогенератора // Теплоэнергетика. 2019. № 10. С. 84—94.

10. Povarov A.A., Lukashenko Yu.L., Tomarov G.V., Cimmerman S.D. Geotermal'naya Promyshlennost' i Tekhnologii v Rossii. Tyazheloe Mashinostroenie. 2001; 1:14—19. (in Russian).

11. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Nikol'skiy A.I., Semenov V.N. Povyshenie Effektivnosti Ispol'zovaniya Geotermal'nyh Resursov na Osnove Primeneniya Kombinirovannogo Energebloka s Binarnoj Ustanovkoj na Sbronom Separate Mutnovskoj GeoES. Teploenergetika. 2016; 6:31—35. (in Russian).

12. Tomarov G.V., Borzenko V.I., Shipkov A.A., Sorokina E.V. Povyshenie Effektivnosti i Nadezhnosti Raboty Geotermal'nyh Turbin s Primeneniem Sistemy Peregreva Para Vtorichnogo Vskipaniya. Teploenergetika. 2018;10:70—77. (in Russian).

13. Tomarov G.V., Borzenko V.I., Shipkov A.A. Optimizatsionnye Issledovaniya Binarnoj Ustanovki GeoES Kombinirovannogo Tsikla s Dvumya Davleniyami Separatsii i Peregrevom Vodyanogo Para Vtorichnogo Vskipaniya s Ispol'zovaniem Vodorodno-kislородnogo Parogeneratora. Teploenergetika. 2019;10:84—94. (in Russian).

#### Сведения об авторе:

**Томаров Григорий Валентинович** — доктор технических наук, генеральный директор ООО «Геотерм-М», e-mail: geotherm@gmail.com

#### Information about author:

**Tomarov Grigoriy V.** — Dr.Sci. (Techn.), General Director of LLC «Geotherm-M», e-mail: geotherm@gmail.com

Статья поступила в редакцию: 14.03.2019

The article received to the editor: 14.03.2019