

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ГЕОТЕРМИИ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
УЧРЕЖДЕНИЯ НАУКИ ОБЪЕДИНЕННОГО ИНСТИТУТА ВЫСОКИХ
ТЕМПЕРАТУР РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



АЛХАСОВА ДЖАМИЛЯ АЛИБЕКОВНА

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ПЛАСТОВОГО ТИПА**

Специальность: 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор физико-математических наук
Рамазанов М.М.

Махачкала 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	
1.1 Современное состояние геотермальной энергетики.....	18
1.2 Ресурсы и перспективы развития геотермальной энергетики	
России.....	25
Выводы по первой главе.....	31
ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА	
ПРОДОЛЬНЫМ ОРЕБРЕНИЕМ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ	
ПОВЕРХНОСТИ.....	
2.1 Теплопередача через ребристую стенку. Вывод уравнения теплопроводности для ребра постоянной толщины в установившемся режиме	32
2.1.1 Осреднение температуры ребра по поперечному сечению.....	37
2.1.2 Понятие температурного пристеночного слоя.....	39
2.2 Расчет гидравлических сопротивлений оребренных поверхностей...	41
2.3 Решение задачи теплопередачи от внутреннего потока к внешнему потоку с учетом толщин трубы и ребра.....	52
2.3.1 Ребро неограниченной высоты.....	52
2.3.2 Контактная задача.....	57
2.3.3 Решение контактной задачи установившегося распределения температур с учетом числа ребер и толщины теплопередающей трубы.....	67
2.4 Разностная задача для определения эффективности оребрения внутренней поверхности для теплопередачи через неподвижную кольцевую среду.....	77
Выводы по второй главе.....	86

ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНО-ПРЕДКАВКАЗСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА.....	88
3.1 Комплексное освоение низкопотенциальных термальных вод.....	89
3.1.1 Технологии комплексного освоения низкопотенциальных термальных вод.....	90
3.2 Технологии освоения среднепотенциальных термальных вод.....	94
3.2.1 Использование среднепотенциальных гидрогеотермальных ресурсов в бинарных ГеоЭС.....	95
3.2.2 Комбинированные геотермально-парогазовые энергетические установки.....	97
3.2.3 Освоение среднепотенциальных газонасыщенных термальных вод	107
3.3 Комплексное освоение высокотемпературных геотермальных рассолов.....	109
3.3.1 Технологии комплексного освоения высокопараметрических гидрогеотермальных ресурсов.....	112
3.3.2 Освоение рассолов Берикейского геотермального месторождения	115
3.3.3 Освоение рассолов Южно-Сухокумского газонефтяного месторождения.....	118
3.3.4 Освоение рассолов Тарумовского геотермального месторождения	121
3.3.5 Теплообменники для утилизации тепла высокотемпературных геотермальных рассолов.....	124
3.3.6 Комплексное освоение высокопотенциальных гидрогеотермальных ресурсов.....	128
3.4 Бинарная ГеоЭС с использованием скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях.....	134
3.5 Освоение высокоминерализованных термальных вод с использованием скважин горизонтальной конструкции.....	139
Выводы по третьей главе.....	145

ГЛАВА 4 КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	150
4.1 Солнечно-геотермальная система.....	150
4.2 Экспериментальная солнечно-геотермальная система.....	153
4.3 Геотермально-биогазовые технологии.....	159
4.4 Использование гидрогеотермальных ресурсов в энергобиологиче- ских комплексах.....	164
Выводы по четвертой главе.....	167
ГЛАВА 5 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА С ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ ВОКРУГ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ГЕОТЕРМАЛЬНОМ ПЛАСТЕ.....	169
5.1 Условия существования и свойства фронтового режима тепломассо- переноса в геотермальном пласте.....	169
5.2 Нелинейная радиально-симметричная модель тепломассопереноса в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси.....	179
5.3 Численное решение задачи о тепломассопереносе в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси.....	191
Выводы по пятой главе.....	198
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	200
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	204
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	205
Приложение А Справки и акты внедрения результатов диссертацион- ной работы.....	231
Приложение Б Патенты на изобретение.....	233
Приложение В Программная реализация методик расчетов.....	238

ВВЕДЕНИЕ

В мире последние годы характеризуются увеличением объемов и расширением областей использования энергетических технологий на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Одним из перспективных видов ВИЭ является геотермальная энергия [1–4]. Анализ материалов Всемирного геотермального конгресса (WGC-2020+1) показал, что использование тепла Земли является одним из важнейших направлений в энергетике [2–4]. Освоению геотермальных энергоресурсов посвящены монографии, обзоры, статьи [1, 5–14].

Россия располагает значительными геотермальными ресурсами, экономический потенциал которых составляет 115 млн т у.т./год. Использование тепла Земли в России может составить до 10 % в общем балансе теплоснабжения. Геотермальные ресурсы различных температур используются в электроэнергетике и теплофикации, промышленности, сельском хозяйстве, бальнеологии и других областях. Наиболее перспективными для освоения геотермальной энергии являются Камчатско-Курильский, Западно-Сибирский и Северо-Кавказский регионы [14,15]. Масштабы добычи и использования экологически чистой геотермальной энергии в 21 веке должны обеспечить ее значимую роль в топливно-энергетическом балансе России [16].

Актуальность темы. Отсутствие новых передовых технологий и, как следствие, неэффективное использование ресурсов геотермальных месторождений является основной причиной низкого уровня развития современной геотермальной отрасли.

Северо-Кавказский регион является одним из перспективных для освоения геотермальной энергии. В пределах Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (ВПАБ) сосредоточены огромные ресурсы разного энергетического потенциала. Гидротермальные ресурсы ВПАБ оцениваются в 1 ГВт электрической и 10 ГВт тепловой мощности. Для геотермальных месторождений региона характерна их неэффективная эксплуатация.

Крайне неэффективно на сегодняшний день эксплуатируются низкопотенциальные термальные воды ВПАБ, которые являются единственным источником водоснабжения для значительного числа потребителей региона. Полноценно используется лишь 20 % выведенных ресурсов. В настоящее время в ВПАБ без соблюдения каких-либо нормативов и зон санитарной охраны эксплуатируется более 7000 артезианских скважин. Бесконтрольная эксплуатация скважин со сбросом воды на окружающие земельные участки привела к заболачиванию больших территорий вокруг них, истощению ресурсов вод и ухудшению их качества. В воде многих скважин обнаружены токсичные загрязнители – мышьяк, фенолы, гумусовые кислоты. Эти воды никак не используются на теплоэнергетические цели, причина состоит в том, что температура таких вод недостаточна для теплоснабжения. В этих условиях стоит задача эффективной утилизации тепла таких вод с использованием теплонасосных технологий и дальнейшим доведением качества воды до кондиций питьевой воды [6].

На геотермальных месторождениях скважины, добывающие среднепотенциальные термальные воды, эксплуатируются только в холодное время для отопления различных объектов, а многие скважины находятся в консервации и не эксплуатируются из-за отсутствия потребителя. Эффективное освоение геотермальных ресурсов среднего потенциала является одной из важных проблем, для решения которой необходимо создание новых технологий с использованием ресурсного потенциала на различные энергетические и водохозяйственные цели и круглогодичной эксплуатацией геотермальной скважины.

Наиболее перспективными для комплексного освоения являются рассолы глубокого залегания, которые характеризуются высокими значениями температуры, избыточного устьевое давления, растворенных газов органического происхождения и минерализации. В мезозойских отложениях на глубинах 2200-5500 м залегают высокотемпературные (130-220 °С) рассолы (60-210 г/дм³) хлоридно-натриевого и кальциевого состава. Ресурсы относятся к промышленным водам с высоким содержанием лития, рубидия, цезия, стронция, йода, брома, бора, калия, магния, которые широко применяются в современной экономике [17,18].

В пределах ВПАБ выявлено 92 площади с редкометалльными промышленными водами. В настоящее время высокотемпературные рассолы не используются, хотя имеется более 2000 простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях, которые можно перевести на добычу термальных вод. Эффективным направлением освоения высокотемпературных геотермальных рассолов является их комплексная переработка с преобразованием тепловой энергии в бинарной ГеоЭС и последующим извлечением из отработанного рассола различных химических компонентов. Масштабное освоение рассолов с использованием комплексных энергетических технологий даст возможность решить проблемы энергоснабжения региона, полностью обеспечить потребности России в пищевой и технической соли, редких элементах, в частности, в литии.

Энергетические технологии на основе геотермальных ресурсов необходимо рассматривать как важнейшую составляющую стратегического развития Северо-Кавказского региона [5,19,20].

На территории ВПАБ гидрогеологические и геотермические исследования проводились Всероссийским институтом гидрогеологии и инженерной геологии (ВСЕГИНГЕО), Институтом проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиалом ОИВТ РАН (ИПГВЭ ОИВТ РАН), ОАО «Геотермнефтегаз» и другими организациями. На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения, залегающие на глубинах от 300 до 5000 м. Температура в глубоких резервуарах достигает до 180 °С [1,14,21]. В настоящее время в регионе около 500 тыс. человек используют геотермальные ресурсы для теплоснабжения в коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве и промышленности. В среднем выведенные ресурсы по Северному Кавказу используются по теплоносителю на 15 %, а по энергетическому потенциалу – на 19 %.

В ИПГВЭ ОИВТ РАН разработаны перспективные технологии освоения геотермальных ресурсов разного энергетического потенциала. Обследовано более 300 артезианских скважин на низкопотенциальные воды в 60 населенных пунктах и на прилегающих к ним территориях. На основании изучения химического состава проведена типизация этих вод и установлены загрязнители, наиболее токсичными

из которых являются соединения мышьяка. Детально изучен состав органических компонентов вод, в числе наиболее опасных органических загрязнителей идентифицированы летучие фенолы и гумусовые кислоты. Разработаны технологии очистки низкопотенциальных артезианских вод от мышьяка и органических загрязнителей с доведением их качества до кондиций питьевой воды.

Целью работы является оценка состояния геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона, разработка передовых технологий их освоения на основе методологии максимально эффективного использования ресурсного потенциала, разработка рекомендаций по выбору оптимальных конструктивных и эксплуатационных параметров геотермальных энергетических установок и систем.

Исследования направлены на решение важной народнохозяйственной проблемы энергообеспечения субъектов Северо-Кавказского федерального округа на основе разработки технологий с использованием геотермальной и других видов возобновляемых источников энергии.

Достижение сформулированной цели предполагало **решение следующих задач:**

1. Разработка методов эффективного освоения геотермальных месторождений Северо-Кавказского региона, основанных на максимальном использовании теплового, водоресурсного, газового и химического потенциалов термальных вод.

2. Разработка технологий комплексного освоения низкопотенциальных термальных вод ВПАБ с использованием теплового потенциала на энергетические нужды, а самой воды на водохозяйственные цели.

3. Разработка технологий освоения среднепотенциальных термальных вод на основе комбинированных энергетических систем и оценка их энергетической эффективности.

4. Разработка технологий и оценка эффективности комплексной переработки высокотемпературных геотермальных рассолов.

5. Оценка эффективности создания бинарных ГеоЭС на выработанных нефтегазовых месторождениях ВПАБ с использованием простаивающих скважин и технологии геотермальных циркуляционных систем (ГЦС).

6. Разработка комбинированных энергоэффективных технологических систем, использующих геотермальные ресурсы в сочетании с другими возобновляемыми источниками энергии.

7. Разработка рекомендаций по выбору конструктивных параметров теплообменников для утилизации тепла термальной воды с продольным оребрением теплопередающей поверхности.

8. Разработка технологии съема геотермального тепла непосредственно в высокотемпературном пласте без подъема теплоносителя к устью скважины.

9. Исследование закономерностей тепломассопереноса с фазовыми переходами в высокотемпературном геотермальном коллекторе вокруг добывающей скважины.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Комплексное освоение низкопотенциальных термальных вод на основе теплонасосных технологий с утилизацией теплового потенциала на различные теплоэнергетические нужды и дальнейшим использованием охлажденной воды на различные водохозяйственные цели. Исследование возможности вовлечения среднепотенциальных геотермальных ресурсов для получения электроэнергии в бинарных ГеоЭС. Использование среднепотенциальных геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии в комбинированных геотермально-парогазовых энергетических системах (ГПЭС). Определение параметров ГПЭС, при которых удастся максимально эффективно утилизировать тепло термальной воды при различных вариантах нагрева и испарения низкокипящего рабочего агента. Комплексное освоение высокопараметрических ресурсов Тарумовского месторождения с извлечением химических компонентов из рассола за счет электроэнергии, вырабатываемой в бинарной ГеоЭС на сверхкритическом термодинамическом цикле Ренкина, чем достигается полная автономия производства. Технология комплексного освоения низкотемпературных рассолов Берикейского геотермального месторождения с ГПЭС для обеспечения электроэнергией завода по извлечению химических компонентов и тепличным хозяйством для утилизации тепла геотермальных рассолов и улавливания диоксида углерода из газотурбинной электростанции. Технология

комплексного освоения попутно добываемых с нефтью рассолов на Южно-Сухокумском газонефтяном месторождении. Способ комплексной утилизации всех видов энергий термальной воды с температурой 100–220 °С и минерализацией 60–200 г/дм³ и растворенных химических компонентов, что позволит улучшить экономические показатели и решить экологические проблемы освоения геотермальных месторождений.

2. Конструкция теплообменника типа «труба в трубе» с продольными ребрами для снятия тепла с высокоминерализованной термальной воды. Сравнительный анализ вариантов тепопередающей поверхности с продольными ребрами и без него. Методика расчета теплообменного оборудования с продольным оребрением теплотransмиссионной поверхности, используемой для утилизации тепла с геотермального теплоносителя. Результаты исследований эффективности теплосъема в скважинных теплообменниках с продольными ребрами и рекомендации по выбору их оптимальных конструктивных параметров.

3. Комбинированная солнечно-геотермальная система для теплоснабжения децентрализованных потребителей малой мощности. Результаты проведенных испытаний реализованной системы показали ее высокую эффективность. Геотермально-биогазовые технологии с комплексным использованием термальных вод и ресурсов биомассы. Технология комплексного использования термальных вод Речнинского геотермального месторождения в проекте энергобиологического комплекса с организацией нескольких взаимосвязанных производств.

4. Оценка эффективности создания бинарных ГеоЭС с ГЦС-контуром на выработанных нефтяных и газовых месторождениях. Оптимизационные методы расчета эксплуатационных и конструктивных параметров ГЦС (циркуляционный дебит, расстояние между скважинами, диаметры скважин).

5. Съем тепла с высокотемпературного рассола в геотермальном пласте скважиной горизонтальной конструкции при различных параметрах скважинно-пластовой системы. Решение задачи методом Лагранжа.

6. Результаты исследований закономерностей тепломассопереноса с фазовыми переходами в высокотемпературном геотермальном коллекторе вокруг добывающей скважины при различных режимах тепломассопереноса с учетом фазовых переходов.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Разработаны методы эффективного освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона, предполагающие круглогодичную эксплуатацию геотермальных скважин с использованием теплового, водоресурсного, газового и химического потенциалов термальных вод.

2. Разработаны технологические системы комплексного освоения теплового и водоресурсного потенциалов низкопотенциальных термальных вод с использованием теплонасосных технологий и последующей их очисткой от загрязнителей на блоках химводоочистки.

3. Разработана технология освоения газонасыщенных термальных вод среднего энергетического потенциала, которая предполагает постоянную круглогодичную эксплуатацию геотермальных скважин и повышение эффективности утилизации тепловой энергии термальных вод путем ее преобразования в электроэнергию в комбинированной ГПЭС.

4. Показана высокая эффективность и разработаны технологии комплексной переработки высокотемпературных рассолов с утилизацией тепловой энергии в бинарной ГеоЭС и последующим извлечением растворенных химических соединений. Комплексное освоение высокотемпературных геотермальных рассолов является новым направлением в геотермальной энергетике.

5. Разработаны термодинамические, гидродинамические, тепломассообменные и оптимизационные методы расчетов геотермальных систем и их узлов с использованием различных физико-математических и оптимизационных моделей.

6. Проведена оценка эффективности создания бинарных ГеоЭС с использованием простаивающих нефтяных и газовых скважин. Подсчитаны мощности и основные характеристики ГеоЭС с ГЦС-технологией на перспективных площадях ВПАБ.

7. Разработана комбинированная солнечно-геотермальная система для отопления и горячего водоснабжения децентрализованных объектов малой мощности (10-100 кВт), которая реализована для энергоснабжения коттеджного дома на полигоне ИПГВЭ ОИВТ РАН. Результаты проведенных испытаний системы показали ее высокую энергетическую эффективность.

8. Разработаны геотермально-биогазовые технологии с комплексным использованием термальных вод. Технологии предусматривают использование теплового потенциала термальной воды на различные тепловые цели, в том числе в биореакторе для подогрева биомассы и создания термофильного режима ее брожения.

9. Предложена новая технология съема тепла с высокотемпературных рассолов непосредственно в геотермальном пласте скважиной горизонтальной конструкции. Изучены процессы тепломассопереноса в такой системе. Методом Лагранжа получено решение задачи для определения температуры воды в скважине в произвольный момент времени.

10. Впервые приведены формулировки и получены решения радиально-симметричных задач тепломассопереноса в высокотемпературном геотермальном коллекторе вокруг добывающей скважины с учетом фазовых переходов и теплообмена с кровлей и подошвой пласта. Ранее такие задачи рассматривались в плоском одномерном варианте без учета теплообмена геотермального пласта с окружающей средой.

Теоретическая и практическая ценность работы. Реализация на перспективных участках ВПАБ предложенных в работе энергоэффективных технологий комплексного освоения геотермальных ресурсов разного потенциала позволит значительно увеличить долю геотермальной энергии и других ВИЭ в энергетическом балансе Северо-Кавказского региона, что существенно повысит энергетическую безопасность и надежность энергоснабжения социально важных объектов, улучшит экономические показатели хозяйственной деятельности, экологическую ситу-

ацию в регионе и условия жизни значительной части населения, обеспечит потребности различных отраслей экономики России в редких элементах за счет их извлечения из высокоминерализованных рассолов.

Результаты теплового, гидродинамического и оптимизационного расчетов орбренных теплообменников дадут возможность подбора их конструктивных параметров при практической реализации. Результаты исследований процесса тепло-массопереноса в высокотемпературном геотермальном коллекторе будут способствовать нахождению оптимальных расходно-температурных характеристик геотермального теплоносителя при разработке геотермальных месторождений. Это позволит эффективно использовать тепловой потенциал высокопараметрических геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии в бинарных ГеоЭС. Результаты также могут быть использованы для определения оптимальных режимных характеристик глубоких скважин при извлечении ценных химических компонентов из теплоносителя и при разработке мероприятий по предотвращению выпадения солевого шлама в скважине.

Реализация результатов работы.

В рамках государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Дагестан» и программы развития возобновляемых источников энергии Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан приняты для практической реализации следующие технологии: комбинированная геотермально-парогазовая энергетическая установка для освоения среднетемпературных термальных вод; солнечно-геотермальная система отопления и горячего водоснабжения децентрализованных потребителей малой мощности; конструкция теплообменника типа «труба в трубе» с продольными ребрами для снятия тепла с высокоминерализованной термальной воды; геотермально-биогазовые технологии с комплексным использованием термальной воды (Приложение А). Технология комплексного использования термальных вод в энергобиологическом комплексе принята ООО «Геоэкопром» для реализации на Речнинском месторождении Республики Дагестан.

Комбинированная солнечно-геотермальная система для отопления и горячего водоснабжения дома коттеджного типа построена на полигоне ОИВТ РАН в г. Махачкале. По результатам проведенных испытаний система показала высокую эффективность.

Методология и методы исследования. Разработка технологий освоения геотермальных месторождений разного энергетического потенциала основана на методологии эффективного и экологически безопасного использования теплового, водного, газового и химического потенциалов гидрогеотермальных ресурсов; при разработке энергетических технологий на основе геотермальной циркуляционной системы использованы методы теплового и гидродинамического расчетов с исследованием процессов тепломассопереноса в добычной и нагнетательной скважинах, учитывалось влияние термолифта, газлифта и термопресса на эксплуатационные характеристики ГЦС, использованы оптимизационные методы расчета эксплуатационных и конструкционных параметров ГЦС (циркуляционный дебит, расстояние между скважинами, диаметры скважин); исследование процессов тепломассопереноса с фазовыми переходами при извлечении теплоносителя из высокотемпературных геотермальных коллекторов осуществлено с использованием как аналитических, так и численных методов.

Достоверность результатов и выводов диссертационной работы подтверждена осуществлением комплексных исследований с использованием фундаментальных основ технической термодинамики, теплопередачи, использованием аналитических и численных методов решения задач тепломассопереноса и соответствием результатов современному уровню знаний в исследуемой области.

Личный вклад автора. Выбор тематики исследования; разработка технологических решений и методов комплексного освоения геотермальных ресурсов разного энергетического потенциала с привязкой к месторождениям; разработка методики расчета внутрискважинных теплообменников с продольными ребрами и проведение оптимизационных расчетов; нахождение решений задач тепломассопереноса при извлечении теплоносителя их высокотемпературного геотермального

коллектора; анализ и обобщение полученных в диссертационной работе результатов, формулировка выводов.

Представление изложенных в диссертационной работе и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях, согласовано с соавторами. В совместных разработках роль автора преобладающая.

Связь работы с научными программами и грантами. Исследования проводились в рамках выполнения работ:

- по проектам Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ): 13-08-00254а «Разработка технологий эффективного освоения среднепотенциальных геотермальных ресурсов»; 14-08-00052а «Исследование теплопереноса с фазовыми переходами в геотермальном пласте вокруг добывающей скважины»; 16-08-00529а «Разработка энергоэффективных технологий извлечения и использования петротермальной энергии».

- по ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009–2013 годы» выполнен проект «Разработка эффективных технологий комплексного освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов Восточного Предкавказья»; по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» – проект «Разработка эффективной технологии комплексного освоения высокопараметрических минерализованных гидрогеотермальных ресурсов».

- по темам Госзадания: «Исследования по оценке ресурсов и разработке технологий эффективного освоения геотермальной и других видов возобновляемой энергии, физико-химические и экологические аспекты при комплексном освоении гидрогеотермальных и других видов возобновляемых энергетических ресурсов»; «Исследования по разработке технологий комплексного освоения геотермальной и других видов возобновляемой энергии»; «Разработка комбинированных энергетических систем малой мощности на основе различных ВИЭ».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на I–VI Международных конференциях «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» (г. Махачкала, 2005, 2010, 2014, 2015, 2017, 2020);

на I–XII Школах молодых ученых «Актуальные вопросы освоения возобновляемых энергоресурсов» (г. Махачкала, 2006, 2008, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2020); на Региональной научно-технической конференции «Системы обеспечения тепловых режимов преобразователей энергии и системы транспортировки теплоты» (г. Махачкала, 2005); на Международном симпозиуме молодых ученых, аспирантов и студентов «Инженерные и технологические исследования для устойчивого развития» (г. Москва, 2006); на Шестой Всероссийской научной молодежной школе «Возобновляемые источники энергии» (г. Москва, 2008); на Первом Международном форуме «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» (г. Москва, 2013); на Международном конгрессе REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность» (Москва, 2016); на IV Международном конгрессе REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность» (Москва, 2018); на Всероссийской конференции «XII Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике» (г. Сочи, 2021); на VIII Всероссийской конференции «Теплофизика и физическая гидродинамика» (г. Махачкала, 2023).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 88 работ, в том числе 16 статей в научных журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук (перечень ВАК), из которых 12 опубликованы в научных изданиях, индексируемых базой данных RSCI; 4 патента Российской Федерации на изобретение (Приложение Б); 5 работ в научных изданиях, индексируемых в международных базах данных Scopus и/или Web of Science; 2 монографии; 61 публикации в научных журналах, сборниках трудов, материалах международных и всероссийских конференций, форумов, симпозиумов.

Объем и структура диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 255 наименований, списка со-

кращений и приложений. Общий объем работы 252 страницы машинописного текста. Работа содержит 80 рисунков, 26 таблиц, 3 приложения.

Содержание работы. Во **введении** обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследования, методы исследования, охарактеризована научная новизна, теоретическая и практическая значимость полученных результатов.

В первой главе рассматриваются современное состояние геотермальной энергетики, перспективы вовлечения доступных на сегодняшний день геотермальных ресурсов в общий топливно-энергетический баланс.

Вторая глава посвящена разработке методики расчета влияния количества и размера продольных ребер на процесс теплообмена в скважинном теплообменнике. Также приводится и гидродинамический расчет оребренных скважинных теплообменников.

В третьей главе приводятся разработанные технологии освоения гидротермальных ресурсов ВПАБ разного энергетического потенциала.

В четвертой главе приведены разработанные комбинированные технологии освоения возобновляемых энергоресурсов.

В пятой главе рассмотрены радиально-симметричные задачи, связанные с притоком теплоносителя к скважине с учетом фазовых переходов, изучены режимы тепломассопереноса с фазовыми переходами вокруг добывающей скважины, реализуемые в высокотемпературном геотермальном пласте.

В заключении изложены основные результаты и выводы диссертационной работы.

ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Геотермальная энергия является одним из перспективных видов возобновляемой энергии. Под геотермальной энергией понимают физическое тепло глубинных слоев Земли, имеющих температуру, превышающую температуру воздуха на поверхности [22, 23]. В качестве носителей геотермальной энергии могут выступать как жидкие флюиды (вода и/или пароводяная смесь), так и сухие горные породы.

Количество стран, использующих технологии на основе геотермальной энергии, растет с каждым годом [24–38]. В настоящее время геотермальные электростанции работают в 29 странах мира, суммарная установленная мощность их составляет около 16 ГВт [3,4]. Быстрыми темпами развиваются технологии прямого использования геотермальных ресурсов, суммарная мощность систем геотермального теплоснабжения превысила 100 ГВт. Потенциал изученных геотермальных ресурсов мира составляет 200 ГВт электрической и 4400 ГВт тепловой мощности [1].

1.1 Современное состояние геотермальной энергетики

Важным направлением использования геотермального тепла является преобразование его в электрическую энергию. Относительная независимость от потребителей, экономичность при умеренной мощности обусловили приоритетное развитие геотермальных электростанций (ГеоЭС). На ГеоЭС с геотермальными циркуляционными системами и бинарным циклом полностью исключаются выбросы диоксида углерода в атмосферу, это одно из важнейших преимуществ таких энергоустановок. С 2015 по 2020 г. суммарная установленная мощность ГеоЭС в мире увеличилась на 3667 МВт. На рисунке 1.1 показан рост суммарной установленной мощности геотермальных электростанций в мире с 2010 по 2020 г., а также прогноз на 2025 г. [4].

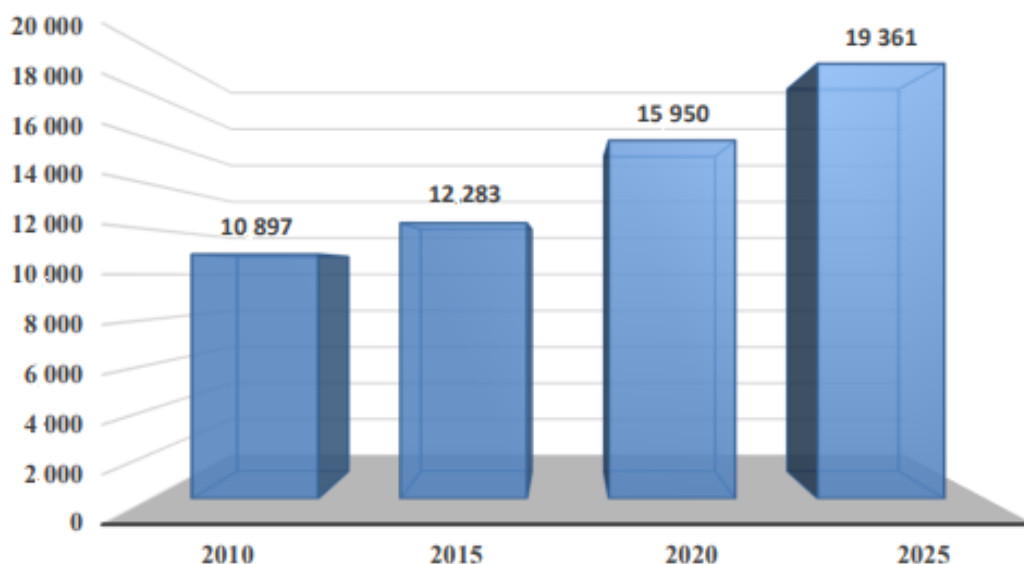


Рисунок 1.1 – Суммарная установленная мощность (МВт) ГеоЭС в мире

В таблице 1.1 приведены показатели установленной мощности ГеоЭС, выработки электроэнергии, прироста (снижения) мощности за период с 2015 по 2020 г. в различных странах мира.

Таблица 1.1 – Показатели установленной мощности ГеоЭС, выработки электроэнергии, ожидаемой мощности в 2025 г. и ее прироста (снижения) за период с 2015 по 2020 г. [4]

Страна	P , МВт	E , ГВт·ч/год	P , МВт	E , ГВт·ч/год	P , МВт	ΔP , МВт
	2015		2020		2025	
Австралия	1,10	0,50	0,62	1,70	0,31	-0,48
Австрия	1,40	3,80	1,25	2,20	2,20	-0,15
Аргентина	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00
Бельгия	0,00	0,00	0,80	2,00	0,20	0,80
Венгрия	0,00	0,00	3,00	5,30	3,00	3,00
Гватемала	52,00	237,00	52,00	237,00	95,00	0,00
Германия	27,00	35,00	43,00	165,00	43,00	16,00

Продолжение таблицы 1.1

Страна	<i>P</i> , МВт	<i>E</i> , ГВт·ч/год	<i>P</i> , МВт	<i>E</i> , ГВт·ч/год	<i>P</i> , МВт	ΔP , МВт
	2015		2020		2025	
Гондурас	0,00	0,00	35,00	297,00	35,00	35,00
Индонезия	1340,00	9600,00	2289,00	15315,00	4362,00	949,00
Исландия	665,00	5245,00	755,00	6010,00	755,00	90,00
Италия	916,00	5660,00	916,00	6100,00	936,00	0,00
Кения	594,00	2848,00	1193,00	9930,00	600,00	599,00
Китай	27,00	150,00	34,89	174,60	386,00	7,89
Коста-Рика	207,00	1511,00	262,00	1559,00	262,00	55,00
Мексика	1017,00	6071,00	1005,80	5375,00	1061,00	-11,20
Никарагуа	159,00	492,00	159,00	492,00	159,00	0,00
Новая Зеландия	1005,00	7000,00	1064,00	7728,00	200,00	59,00
Папуа Новая Гвинея	50,00	432,00	11,00	97,00	50,00	-39,00
Португалия	29,00	196,00	33,00	216,00	43,00	4,00
Россия	82,00	441,00	82,00	441,00	96,00	0,00
Сальвадор	204,00	1442,00	204,00	1442,00	284,00	0,00
США	3098,00	16600,00	3700,00	18366,00	4313,00	602,00
Тайвань	0,10	1,00	0,30	2,60	162,00	0,20
Турция	397,00	3127,00	1549,00	8168,00	2600,00	1152,00
Филиппины	1870,00	9646,00	1918,00	9893,00	2009,00	48,00
Франция	16,00	115,00	17,00	136,00	25,00	1,00
Хорватия	0,00	0,00	16,50	76,00	24,00	16,50
Чили	0,00	0,00	48,00	400,00	81,00	48,00
Эфиопия	7,30	10,00	7,30	58,00	31,30	0,00
Япония	519,00	2687,00	550,00	2409,00	554,00	31,00

Себестоимость электроэнергии, производимой на ГеоЭС, одна из самых низких среди различных технологий электрогенерации (Рисунок 1.2) [24]. На современных ГеоЭС самый высокий в нетрадиционной энергетике коэффициент использования мощности достигает до 90 % [14].

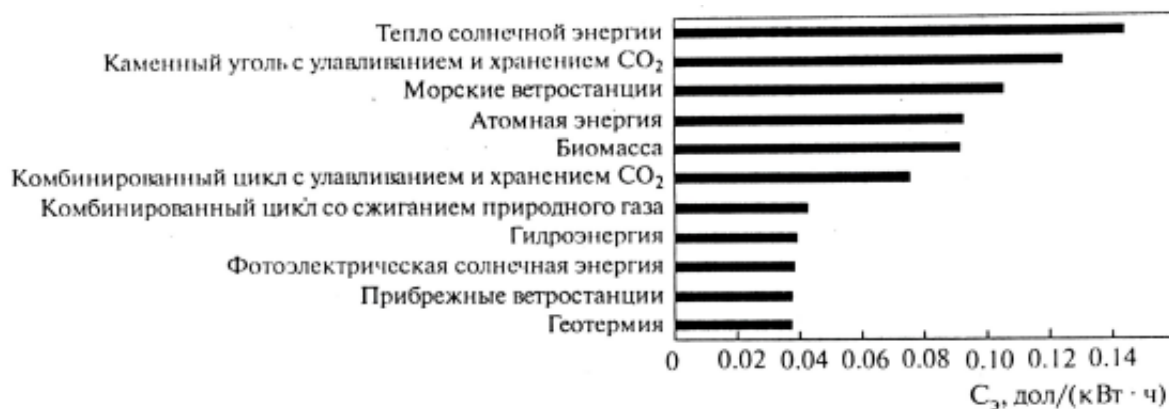


Рисунок 1.2 – Себестоимость электроэнергии C_3 , произведенной на основе использования различных источников энергии

Россия значительно отстает от стран лидеров производителей геотермальной электроэнергии. Геотермальные электростанции эксплуатируются на полуострове Камчатка и Курильских островах (Паужетская ГеоЭС, Мутновская ГеоЭС, Верхне-Мутновская ГеоЭС, Менделеевская ГеоЭС). В 2021 году геотермальная электрогенерация РФ имела установленную мощность 74 МВт с выработкой энергии 280 ГВт·ч/год, а геотермальная теплогенерация составила 110 МВт и 428 ГВт·ч/год, соответственно. В стране эксплуатировались три пароводяных геотермальных месторождения с 95 скважинами, из которых в 2021 году было добыто 13 млн тонн пароводяной смеси. На 33-х гидрогеотермальных месторождениях с 101-й скважиной было добыто 25,7 млн м³/год [39]. Наибольшими запасами обладают Камчатский край, Курильские острова, Республика Дагестан, Краснодарский и Ставропольский края, Республика Адыгея. При этом месторождения парогидротерм в основном находятся на Камчатке и острове Кунашир (Курилы) [40].

Быстрыми темпами в мире развиваются технологии прямого использования

геотермальных ресурсов, одной из старейших, наиболее универсальных и распространенных форм использования этого вида энергии. Прямое использование геотермальной энергии отмечено в 88 странах. Общая установленная мощность технологий прямого использования геотермальной энергии в мире на конец 2020 г. составила 107727 МВт, годовое потребление энергии – 1020887 ТДж. Использование энергии по категориям: геотермальные тепловые насосы – 58,8 %; бассейны и ванны (включая бальнеологию) – 18 %; отопление помещений – 16 %; обогрев теплиц – 3,5 %; промышленное применение – 1,6 %; подогрев прудов – 1,3 %; сушка сельхозпродукции – 0,4 %; «другие применения» – 0,2 % [2]. Рост установленной мощности и использование геотермальной энергии с 1995 по 2020 г. представлен на рисунке 1.3 и рисунке 1.4. [41].



Рисунок 1.3 – Установленная мощность технологий прямого использования геотермальной энергии и потребление энергии в 1995–2020 годах

Рост показателей прямого использования геотермальной энергии обусловлен тем, что в мире растет количество тепловых насосов, использующих геотермальное тепло (Рисунок 1.4).

Странами с наибольшими показателями прямого использования геотермального тепла по установленной мощности являются Китай, США, Швеция, Германия и Турция, на долю которых приходится 71,1 % мировой мощности.



Рисунок 1.4 – Области прямого использования геотермальной энергии в 1995–2020 годах

Лидерами в области применения геотермальных тепловых насосов являются Китай (26450 МВт), США (20230 МВт), Швеция (6680 МВт), Германия (4400 МВт) и Финляндия (2300 МВт). По примерным оценкам, в мире установлено 6,46 млн единиц оборудования, 77,4 % приходится на страны-лидеры. Опубликован ряд работ, посвященных освоению геотермальных энергоресурсов с использованием тепловых насосов [42–53]. В [46] проведена оценка эффективности работы тепловых насосов с вертикальными грунтовыми теплообменниками на участках с разным климатом с применением специального программного обеспечения. Определены участки, на которых исследуемая система имеет максимальную производительность, определены ее оптимальные режимы работы. В [43] исследована теплона-

сосная система с теплообменником горизонтальной конструкции с учетом эксергетического и экономического анализа. Результаты численного исследования подтверждены экспериментальными данными. Схема геотермальной теплонасосной системы тепло- и водоснабжения с двумя тепловыми насосами приведена в [5]. В такой системе первый тепловой насос работает на отопление, второй – на обеспечение нужд горячего водоснабжения. Такая технология позволяет перевести геотермальную скважину на режим постоянной эксплуатации, это приведет к улучшению экономических показателей функционирования всей системы. Отмечено, что в зависимости от параметров первичного теплоносителя и требований потребителей к конечной температуре в теплонасосную систему теплоснабжения могут быть включены до трех тепловых насосов.

В России в настоящее время отсутствует государственная поддержка отрасли теплонасосного оборудования. В стране небольшой рынок теплонасосных установок, на котором работают до 20 небольших частных компаний. Внедрение тепловых насосов встречает трудности, связанные с нерешенностью законодательных, правовых, экономических, финансовых, нормативно-технических и технологических проблем [54].

Материалы, представленные на Всемирном геотермальном конгрессе WGC-2020+1 свидетельствуют о том, что бинарные энергоустановки для утилизации геотермального тепла по-прежнему вызывают интерес в мире. В качестве перспективных представлены разработки новых технологических решений по совершенствованию бинарных энергоустановок на основе оптимизационного выбора рабочего тела, а также по повышению надежности геотермальных паротурбинных установок путем перегрева пара вторичного вскипания благодаря применению водородно-кислородного парогенератора. В качестве одного из новых направлений использования геотермальных ресурсов предлагается получение «зеленого» водорода, в том числе на основе геотермальной электрогенерации [24].

В ООО «Геотерм-М» разработаны варианты расширения Мутновской ГеоЭС. На первом этапе предлагается увеличить мощность электростанции на 13 МВт (8 МВт на паротурбинных и 5 МВт на бинарных энергоустановках) без бурения

новых скважин путем утилизации пара вторичного вскипания сепарата. На втором этапе рассмотрены два варианта расширения ГеоЭС с бурением дополнительных скважин. Оба варианта предусматривают увеличение электрогенерации прямого цикла мощностью 50 МВт (две паровые турбины мощностью 25 МВт каждая). По второму варианту предлагается установить дополнительно бинарные энергоблоки, что позволит увеличить мощность второй очереди до 63 МВт [55].

1.2 Ресурсы и перспективы развития геотермальной энергетики России

Из всех доступных для использования геотермальных ресурсов на долю гидрогеотермальных ресурсов приходится чуть более 1%, на долю петротермальных ресурсов около 99% [56]. Масштабы практического использования геотермальной энергии в России определяются величиной гидрогеотермальных ресурсов. Основные ресурсы геотермальных вод сосредоточены в трех крупных регионах России – Западно-Сибирском, Предкавказском и Дальневосточном (в области развития современного вулканизма – Камчатка и Курильские острова). В этих же регионах сконцентрировано практически и все геотермальное производство России [14].

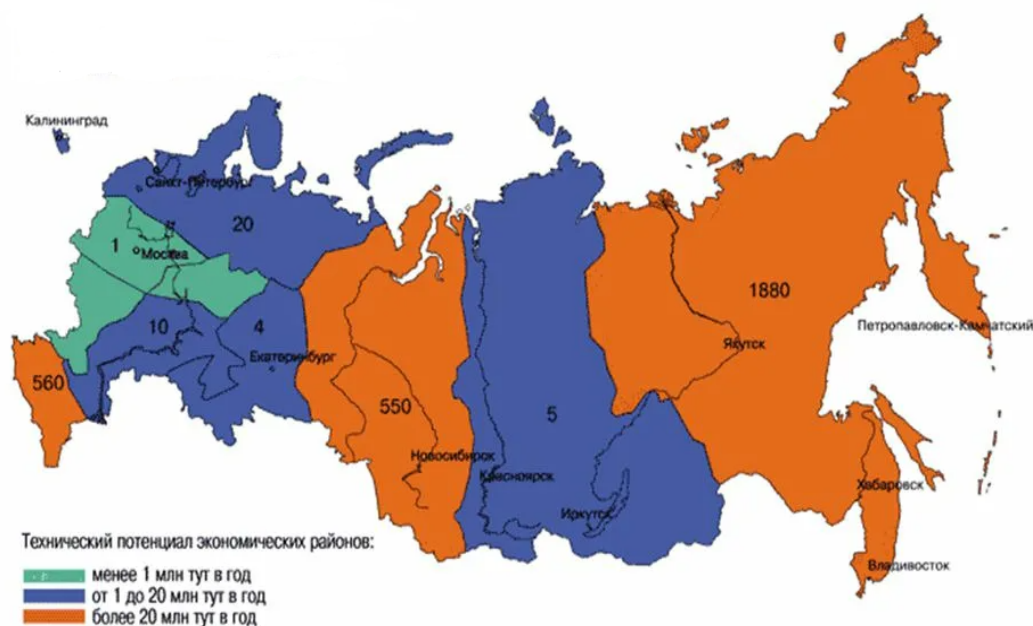


Рисунок 1.5 – Геотермальные энергоресурсы России

Западно-Сибирский платформенный артезианский мегабассейн в геолого-структурном плане представляет собой обширную впадину площадью 3,5 млн км². Термальные воды Западно-Сибирского бассейна изучаются и начинают использоваться главным образом попутно с освоением нефтяных и газовых месторождений. Воды бассейна характеризуются малой минерализацией, значительным содержанием водорастворенных органических веществ и газов углеводородного состава.

Среди трещинных водонапорных систем к наиболее перспективным для освоения относятся Камчатская и Курильская системы современного вулканизма. По данным Института вулканологии Дальневосточного отделения РАН уже выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатку электроэнергией и теплом более чем на 100 лет. В районе Курильских островов выявлены десятки выходов естественных термальных источников, а также пробурен ряд скважин. Выявленные запасы геотермального тепла достаточны для тепло- и электроснабжения островов на 100–200 лет [14].

Таблица 1.2 – Гидротермальные ресурсы Восточно-Предкавказского артезианского бассейна

Гидротермальные ресурсы (отложения)	Глубина залегания, м	Температура, °С	Минерализация, г/л	Избыточное устьевое давление, МПа	Прогнозные ресурсы, млн м ³ /сут
Низкотемпературные (плиоценовые)	200–1200	20–60	0,2–3,5	0,3–1,2	16,5
Среднетемпературные (миоценовые)	1200–2500	61–100	2–25	0,5–2,5	1,8
Высокотемпературные (мезозойские)	2500–5500	101–200	20–220	1,0–25	2,6

Предкавказье является наиболее перспективным регионом России для масштабного освоения геотермальной энергии. В гидрогеологическом отношении территория Предкавказья представляет собой сложно построенную пластовую водо-

напорную систему, включающую два крупных артезианских бассейна платформенного типа: Азово-Кубанский и Восточно-Предкавказский, а также разделяющее их Ставропольское поднятие. По результатам бурения более 10000 газонефтяных, геотермальных и артезианских скважин наиболее детально изучен ВПАБ площадью более 200 тыс. км². На большей части бассейна в его вертикальном разрезе выделяются три гидрогеотермических яруса: плиоценовый, миоценовый и мезозойский [21,57]. В этих ярусах соответственно залегают низко-, средне- и высокопотенциальные термальные воды (Таблица 1.2).

Наиболее изученными водами ВПАБ являются низкопотенциальные воды верхнего плиоценового гидрогеотермического яруса. В пределах бассейна имеется значительное количество скважин, пробуренных на самоизливающиеся воды с температурой 20 – 60 °С. По разным оценкам количество скважин в регионе на добычу низкотемпературных вод составляет от 7000 до 10000. В настоящее время многие из них по разным причинам выведены из эксплуатации. Освоение низкопотенциальных термальных вод предполагает их комплексную переработку с утилизацией теплового потенциала на теплоэнергетические нужды и дальнейшее использование охлажденной воды на водохозяйственные цели [58–60].

Освоение среднепотенциальных вод связано с разработкой передовых технологий двухконтурных систем использования тепла и изучением гидродинамических и тепловых процессов, протекающих в различных элементах систем при эксплуатации. Эффективное освоение этих ресурсов осуществимо в комбинированных энергетических системах, включающих бинарную ГеоЭС и газотурбинную электростанцию (ГТЭС).

Наиболее перспективными для освоения являются высокопотенциальные рассольные воды с разработкой технологий комплексного извлечения тепловой и потенциальной энергии, сопутствующих газов и минеральных солей, и оптимизацией различных термодинамических циклов, реализуемых в установках по утилизации [61–63].

На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения, зале-

гающие на глубинах от 300 до 5000 м. Температура в глубоких резервуарах достигает до 180 °С и выше. Эти месторождения способны обеспечить получение до 10000 тепловой и 1000 МВт электрической мощности. В Институте проблем геотермии и возобновляемой энергетики ОИВТ РАН (ИПГВЭ ОИВТ РАН) в течение многих лет проводятся исследования по изучению геотермальных ресурсов ВПАБ и их освоению. Разработаны перспективные технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов разного энергетического потенциала, залегающих в ВПАБ. Экологические проблемы и рост цен на органическое топливо позволяют рассматривать энергетические технологии на основе геотермальных ресурсов как важнейшую составляющую стратегического развития Северо-Кавказского региона [5,64–69]. При масштабном освоении геотермальных ресурсов электротеплоснабжение на их основе в регионе может составить около 50 % общего потребления энергии.

Наибольшие перспективы в развитии будущей геотермальной энергетики связаны с освоением петротермальной энергии – глубинного тепла, которое сосредоточено в сухих породах на технически доступных глубинах от 3 до 10 км [70,71]. На сегодняшний день масштабы практического использования геотермальной энергии определяются в основном величиной гидрогеотермальных ресурсов. К основным преимуществам петротермального источника тепла можно отнести повсеместное распространение, приближенность и приспособленность к потребителю, экологическую чистоту.

Первая циркуляционная система с гидроразрывом, практически непроницаемого массива горных пород, по проекту Лос-Аламосской национальной лаборатории начала создаваться в США в 70-х годах прошлого столетия. Подобный эксперимент проводился и в России, в г. Тырнауз (Кабардино-Балкария) [14]. Здесь гидроразрыв гранитного массива был осуществлен на глубине 3,7 км, где температура достигает 200 °С. Гидроразрыв был осуществлен на глубине при давлении нагнетания в 60 МПа. Вскоре из-за аварии в скважине эксперимент был прекращен.

В Санкт-Петербургском горном университете под руководством профессора

Ю.Д. Дядькина в течение многих лет проводились исследования по освоению петротермальной энергии. Велись работы по изучению теории гидроразрыва горной породы, была разработана методика определения параметров гидравлического разрыва массива горной породы, которая давала расчетные значения, вполне сопоставимые с данными проводимых на тот момент зарубежных натуральных экспериментов [72,73].

В [74–87] приведены различные аспекты использования тепла сухих горных пород различного потенциала для теплоснабжения и производства электроэнергии.

В настоящее время практическое использование огромных запасов петротермальных ресурсов связано с необходимостью решения ряда научно-технических проблем. Создание технологий, сочетающих в себе условия для эффективного освоения тепла сухих горных пород, позволит более эффективно осваивать огромные запасы петротермальной энергии [14,88–95]. Для успешного развития петротермальной энергетики необходимо: отработка технологий создания больших объемов высокопроницаемых коллекторов геотермальных циркуляционных систем; разработка новых малозатратных методов бурения геотермальных скважин на основе инновационных методик; создание высокоэффективных систем преобразования тепловой энергии [90].

Выполнение сотрудниками ИПГВЭ ОИВТ РАН в 2009–2011 и 2014–2016 г.г. двух проектов в рамках ФЦП «Разработка эффективных технологий комплексного освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов Восточного Предкавказья» и «Разработка эффективной технологии комплексного освоения высокопараметрических минерализованных гидрогеотермальных ресурсов» сопровождалось экспедиционными исследованиями по оценке состояния добычи термальных вод разного потенциала, изучению режимных гидрогеотермодинамических параметров эксплуатируемых скважин, отбору проб воды на полный химический анализ и на определение газовой составляющей. Изучено экологическое состояние территорий, прилегающих к скважинам: отобраны пробы грунта и определены их засоленность и уровни загрязнения токсичными компонентами. Разработаны технологии

очистки низкопотенциальных артезианских вод от мышьяка и органических загрязнителей с доведением их качества до кондиций питьевой воды.

Значительный вклад в развитие геотермальной энергетики внесли российские ученые: Х.И. Амирханов, С.В. Алексеенко, А.Б. Алхасов, М.Г. Алишаев, Р.М. Алиев, Э.И. Богуславский, В.А. Бутузов, Г.М. Гайдаров, А.Г. Гаджиев, Ю.Д. Дядькин, М.К. Курбанов, К.М. Магомедов, О.О. Мильман, О.А. Поваров, Г.В. Томаров, М.Д. Хуторской, Э.Э. Шпильрайн, А.Н. Шулюпин и другие исследователи.

Проблемами использования тепла Земли занимаются различные организации: Геологический институт РАН, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта, Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики ОИВТ РАН (ИПГВЭ ОИВТ РАН), Институт теплофизики СО РАН, Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, ВСЕГИНГЕО, Московский энергетический институт, АО «Геотерм», ФГУП ГНПЦ «Недра», АО «Геотермнефтегаз» и др.

Геотермические условия на территории России чрезвычайно разнообразны. Если в вулканических районах Камчатки температура пород и флюидов нередко достигает 100 °С уже на первых десятках метрах от поверхности, то в северных районах Сибири отрицательная температура пород прослеживается иногда до глубин, превышающих 1000 м. В Северо-Кавказском регионе глубина залегания изотермы 100 °С составляет около 1500 м, тогда как в центральных и северо-западных районах европейской части страны она погружается до 6000 м. Имеются хорошие перспективы использования геотермальной энергии, но в настоящее время эти ресурсы задействованы слабо [14]. Первоочередными мерами по освоению геотермальной энергии в России являются: уточнение ресурсного потенциала по категориям как в целом по стране, так и по регионам и выработка рекомендаций по их освоению в зависимости от региональных возможностей; создание новых передовых технологий комплексного освоения геотермальной энергии с утилизацией всего ресурсного потенциала.

В России отсутствует государственная поддержка развития геотермальной энергетики, без которой трудно рассчитывать на ее значительный подъем. Разработка и реализация Программы развития геотермальной энергетики будет способствовать увеличению ее доли в общем энергобалансе страны.

Выводы по первой главе

1. Доля геотермальной энергии в мировом энергобалансе неуклонно растет. Наблюдается тенденция роста суммарной установленной мощности геотермальных электростанций в мире, быстрыми темпами в мире развиваются технологии прямого использования геотермальных ресурсов. Количество стран, использующих геотермальные ресурсы в различных целях, увеличивается с каждым годом.

2. Россия располагает значительными геотермальными ресурсами, но в настоящее время эти ресурсы задействованы неоправданно слабо. Основные ресурсы геотермальных вод сосредоточены в трех крупных регионах России – Западно-Сибирском, Предкавказском и Дальневосточном. Эксплуатация большинства геотермальных месторождений ведется на низком уровне. Создание новых высокоэффективных технологий позволит решить проблему неэффективного использования ресурсов геотермальных месторождений, что является основной причиной низкого уровня развития современной геотермальной отрасли.

3. Северо-Кавказский регион является одним из перспективных для освоения геотермальной энергии. Гидротермальные ресурсы ВПАБ оцениваются в 1 ГВт электрической и 10 ГВт тепловой мощности. На большей части бассейна в его вертикальном разрезе выделяются три гидрогеотермических яруса, в которых залегают низко-, средне- и высокопотенциальные термальные воды. Для геотермальных месторождений региона характерна их неэффективная эксплуатация, полезное использование выведенных ресурсов составляет менее 10 %. Энергетические технологии на основе геотермальных ресурсов необходимо рассматривать как важнейшую составляющую стратегического развития Северо-Кавказского региона.

ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА ПРОДОЛЬНЫМ ОРЕБРЕНИЕМ ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ

Основным элементом систем геотермального теплоснабжения является теплообменник [87,88,91,96]. В теплообменных аппаратах различных форм и конструкций осуществляется передача тепла между теплоносителями [97–108]. Улучшение массогабаритных характеристик теплообменных аппаратов достигается с помощью различных интенсификаторов теплопередачи [109–116]. Существует ряд работ [116–134], где предложены и исследованы различные методы интенсификации процесса теплообмена.

В качестве одного из способов интенсификации процесса теплообмена в скважинных теплообменниках можно использовать продольное оребрение теплопередающей поверхности лифтовой колонны [135–139]. Такое оребрение приводит к увеличению поверхности теплообмена и к росту количества тепла, передаваемого от греющего теплоносителя [140–143].

2.1 Теплопередача через ребристую стенку. Вывод уравнения теплопроводности для ребра постоянной толщины в установившемся режиме

Рассмотрена теплопередача через цилиндрическую стенку (трубу) с продольными ребрами на внешней ее поверхности, расположенную внутри трубы большего диаметра (Рисунок 2.1).

Наличие ребер увеличивает площадь теплопередающей поверхности, благодаря чему растет общий тепловой поток. Прямой пропорции потока тепла и площади нет, так как температура ребер снижается от их оснований к торцам. Ниже предлагается пользоваться специальным уравнением для расчета оттока тепла от поверхности ребер и их торцов. Процесс передачи тепла предполагается установившимся, т.е. не зависящим от времени.

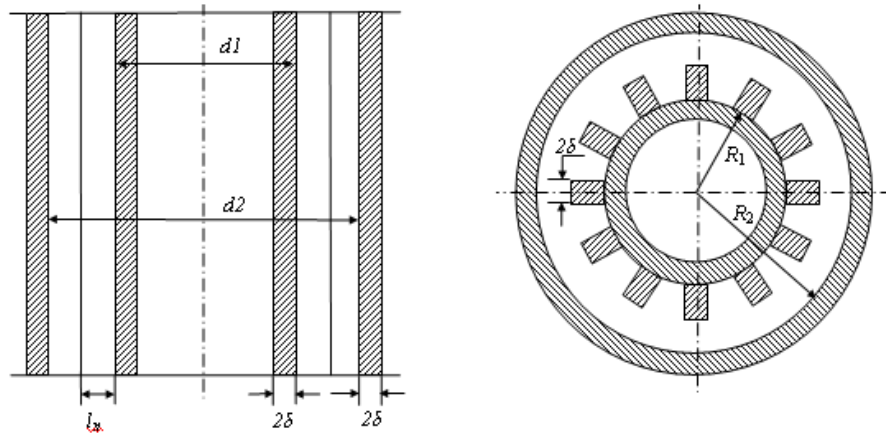


Рисунок 2.1 – Схема ребристой теплопередающей поверхности:

d_1 – внешний диаметр внутренней трубы; d_2 – внутренний диаметр наружной трубы; 2δ – толщина стенки внутренней и внешней трубы и ребра;

l_p – высота ребра

Принято, по внутренней трубе и за ее внешней оребренной поверхностью циркулируют потоки воды с температурами T_1 (первичный теплоноситель) и T_2 (вторичный теплоноситель) соответственно, $T_1 > T_2$. Течение как внутри трубы, так и вне ее считается турбулентным, тепло передается от внутреннего потока воды на металлическую трубу, далее с металлической трубы к внешнему потоку. Температура на внутренней поверхности внутренней трубы отличается от T_1 , так как температурный пристеночный слой толщины δ_T оказывает тепловое сопротивление. Такой же толщины температурный пристеночный слой образуется и на внешней поверхности внутренней трубы, а также на поверхностях ребер. Таким образом, тепловое сопротивление складывается из трех составляющих: внутреннего пристеночного сопротивления, внешнего пристеночного сопротивления и сопротивления самой стенки трубы. Для определения теплообмена между внутренним и внешним потоками воды при наличии продольных ребер необходимо сложить три составляющих теплового потока: через межреберную поверхность трубы, через поверхности ребер и через их торцевые части.

Распространение тепла в прямоугольном ребре с постоянным по длине поперечным сечением показано на рисунке 2.2.

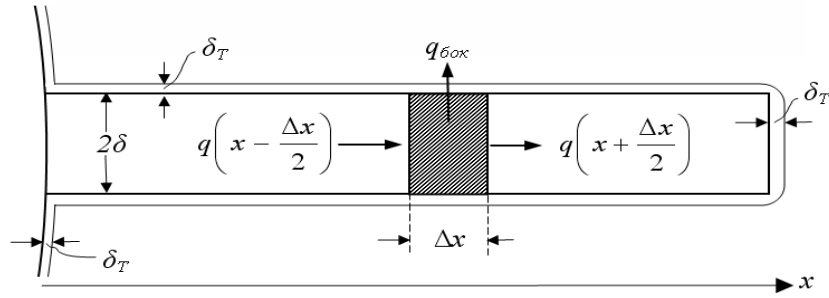


Рисунок 2.2 – Теплопередача через ребро

Ребро с температурой $T(x)$ омывается водой с постоянной температурой T_2 . Поток тепла направлен вдоль оси Ox слева направо. Толщина ребра 2δ , толщина температурного пристеночного слоя δ_T , высота ребра l . На расстоянии x от основания ребра выделен элемент Δx . Уравнение теплового баланса для рассматриваемого элемента ребра:

$$q\left(x - \frac{\Delta x}{2}\right) - q\left(x + \frac{\Delta x}{2}\right) = \frac{2\lambda_B}{\delta_T}(T - T_2)\Delta x.$$

Согласно закону Фурье

$$-\lambda_M 2\delta \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x - \frac{\Delta x}{2}} + \lambda_M 2\delta \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x + \frac{\Delta x}{2}} = \frac{2\lambda_B}{\delta_T}(T - T_2)\Delta x,$$

откуда

$$\lambda_M \delta \frac{d^2 T}{dx^2} \Big|_x dx = \frac{\lambda_B}{\delta_T}(T - T_2)dx; \quad \frac{d^2 T}{dx^2} - \frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta \delta_T}(T - T_2) = 0.$$

Обозначив $k^2 = \frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta \delta_T}$, тогда

$$\frac{d^2 T}{dx^2} - k^2(T - T_2) = 0, \quad k = \sqrt{\frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta \delta_T}}, \quad (2.1)$$

где λ_B – коэффициент теплопроводности воды, омывающей оребренную теплопередающую поверхность; λ_M – коэффициент теплопроводности металла, применяемого при изготовлении оребренной цилиндрической поверхности; 2δ – толщина стенок трубы и ребер, принимаемая одинаковой.

Получено линейное однородное дифференциальное уравнение второго порядка, описывающее изменение температуры вдоль прямоугольного ребра с постоянным по длине поперечным сечением в предположении малости толщины ребра 2δ и температурного пристеночного слоя толщины δ_T .

Из выражения для k в (2.1) видно, что для заданного ребра при условии постоянства всех параметров, входящих в данное выражение, величину k можно считать постоянной в рассматриваемом интервале температур. Тогда общее решение уравнения (2.1) будет представлять сумму двух экспонент

$$T - T_2 = C_1 e^{kx} + C_2 e^{-kx}. \quad (2.2)$$

Выписаны граничные условия для определения постоянных C_1 и C_2 .

В начальном сечении ребра при $x = 0$ $T = T_*$, где T_* – температура внешней поверхности внутренней трубы, принимаемая одинаковой, как между ребрами, так и их внутренними торцами. Тогда из уравнения (2.2) получено

$$T_* - T_2 = C_1 + C_2. \quad (2.3)$$

При $x=l$ отток тепла с конца ребра равен

$$-\lambda_M \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} (T - T_2). \quad (2.4)$$

Дифференцируя выражение (2.2) имеем

$$\frac{\partial T}{\partial x} = C_1 k e^{kx} - C_2 k e^{-kx}. \quad (2.5)$$

Подставляя (2.5) и (2.2) в (2.4) с учетом того, что $x = l$, тогда выражение (2.4) запишется в следующем виде:

$$\begin{aligned} -\lambda_M (C_1 k e^{kl} - C_2 k e^{-kl}) &= \frac{\lambda_B}{\delta_T} (C_1 e^{kl} + C_2 e^{-kl}); \\ \lambda_M k C_2 e^{-kl} - \frac{\lambda_B}{\delta_T} C_2 e^{-kl} &= \lambda_M k C_1 e^{kl} + \frac{\lambda_B}{\delta_T} C_1 e^{kl}; \\ (\lambda_M k - \frac{\lambda_B}{\delta_T}) e^{-kl} C_2 &= (\lambda_M k + \frac{\lambda_B}{\delta_T}) e^{kl} C_1. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Обозначим $A = \frac{\lambda_M k - \frac{\lambda_B}{\delta_T}}{\lambda_M k + \frac{\lambda_B}{\delta_T}}$, тогда

$$C_1 = Ae^{-2kl} C_2.$$

Отсюда нетрудно найти C_2

$$(Ae^{-2kl} + 1)C_2 = T_* - T_2; \quad C_2 = \frac{T_* - T_2}{Ae^{-2kl} + 1}; \quad C_1 = \frac{Ae^{-2kl}(T_* - T_2)}{Ae^{-2kl} + 1}.$$

Подставляя полученные выражения для C_1 и C_2 в общее решение (2.2)

$$T - T_2 = \frac{T_* - T_2}{Ae^{-2kl} + 1} (Ae^{-2kl} e^{kx} + e^{-kx}) = (T_* - T_2) e^{-kx} \frac{Ae^{-2(l-x)} + 1}{Ae^{-2kl} + 1}.$$

Получено следующее решение для нахождения разности температур ребра и омывающего его вторичного теплоносителя

$$T - T_2 = (T_* - T_2) \frac{Ae^{-k(l-x)} + e^{k(l-x)}}{Ae^{-kl} + e^{kl}}, \quad A = \frac{\lambda_M k \delta_T - \lambda_B}{\lambda_M k \delta_T + \lambda_B}. \quad (2.7)$$

Тепловой поток через все поверхности n ребер определится интегрированием по ребру в предположении, что температурный пристеночный слой имеет везде одинаковую толщину δ_T

$$\begin{aligned} q_2 &= \frac{2n\lambda_B}{\delta_T} \int_0^l (T - T_2) dx = \frac{2n\lambda_B(T_* - T_2)}{\delta_T(Ae^{-kl} + e^{kl})} \left[Ae^{-kl} \frac{e^{kx}}{k} \Big|_0^l - e^{kl} \frac{e^{-kx}}{k} \Big|_0^l \right] = \\ &= \frac{2n\lambda_B(T_* - T_2)(1 - e^{-kl})(A + e^{kl})}{\delta_T(Ae^{-2kl} + 1)ke^{kl}}. \end{aligned} \quad (2.8)$$

Температуру внешней поверхности трубы можно определить согласно условиям сохранения теплового потока, что приводит к формулам

$$T_* = \frac{\frac{\delta_T}{\lambda_B} T_1 + \left(\frac{\delta_T}{\lambda_B} + 2 \frac{\delta}{\lambda_M} \right) T_2}{2 \left(\frac{\delta_T}{\lambda_B} + \frac{\delta}{\lambda_M} \right)}, \quad T_* - T_2 = \frac{T_1 - T_2}{2 \left(1 + \frac{\lambda_B}{\lambda_M} \frac{\delta}{\delta_T} \right)}. \quad (2.9)$$

Выражение (2.7) для профиля температуры вдоль ребра можно представить через более удобные для счета безразмерные параметры в виде

$$\frac{T - T_2}{T_1 - T_2} = \frac{1}{2 \left(1 + \frac{\lambda_B}{\lambda_M} \frac{\delta}{\delta_T} \right)} \frac{Ae^{-k(l-x)} + e^{k(l-x)}}{Ae^{-kl} + e^{kl}}. \quad (2.10)$$

Поток тепла через межреберную поверхность трубы определится по приближенной формуле, учитывая, что $\delta \ll R$ и $\delta_T \ll R$

$$q_1 = (2\pi R - n2\delta) \frac{T_1 - T_2}{\frac{2\delta_T}{\lambda_B} + \frac{2\delta}{\lambda_M}} = \frac{\pi R - n\delta}{\frac{\delta_T}{\lambda_B} + \frac{\delta}{\lambda_M}} (T_1 - T_2). \quad (2.11)$$

Отток тепла через торцевую часть ребер

$$q_3 = n2\delta \frac{\lambda_B}{\delta_T} [T(l) - T_2] = n2\delta \frac{\lambda_B}{\delta_T} (T_* - T_2) \frac{A+1}{Ae^{-kl} + e^{kl}} = 2n \frac{\delta}{\delta_T} \lambda_B \frac{T_1 - T_2}{2(1 + \frac{\lambda_B \delta}{\lambda_M \delta_T})} \frac{A+1}{Ae^{-kl} + e^{kl}}, \quad (2.12)$$

где $A = \frac{1 - \frac{\lambda_B}{\lambda_M} \frac{1}{k\delta_T}}{1 + \frac{\lambda_B}{\lambda_M} \frac{1}{k\delta_T}}$; $k = \sqrt{\frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta \delta_T}}$.

Общий поток тепла через трубу с продольными ребрами представляет собой сумму $q = q_1 + q_2 + q_3$

$$q = \frac{\pi R(T_1 - T_2)}{\frac{\delta_T}{\lambda_B} + \frac{\delta}{\lambda_M}} \left[1 - \frac{n\delta}{\pi R} + \frac{n}{\pi R k} \frac{(1 - e^{-kl})(1 + Ae^{-kl})}{Ae^{-2kl} + 1} + \frac{n\delta}{\pi R} \frac{A+1}{Ae^{-kl} + e^{kl}} \right]. \quad (2.13)$$

Для оценки эффективности метода продольного оребрения необходимо вычислить отношение q к тепловому потоку без ребер q_0

$$\frac{q}{q_0} = 1 - \frac{n\delta}{\pi R} + \frac{n}{\pi R k} \frac{(1 - e^{-kl})(1 + Ae^{-kl})}{Ae^{-2kl} + 1} + \frac{n\delta}{\pi R} \frac{A+1}{Ae^{-kl} + e^{kl}}. \quad (2.14)$$

2.1.1 Осреднение температуры ребра по поперечному сечению

При рассмотрении вопроса распространения тепла по ребру учитывалось лишь изменение температуры вдоль оси x , в то время как по поперечному сечению значение температуры принималось одним и тем же. В действительности же изменение температуры по поперечному сечению ребра так же имеет место. Примерный профиль изображен на рисунке 2.3 и может быть аппроксимирован параболической зависимостью.

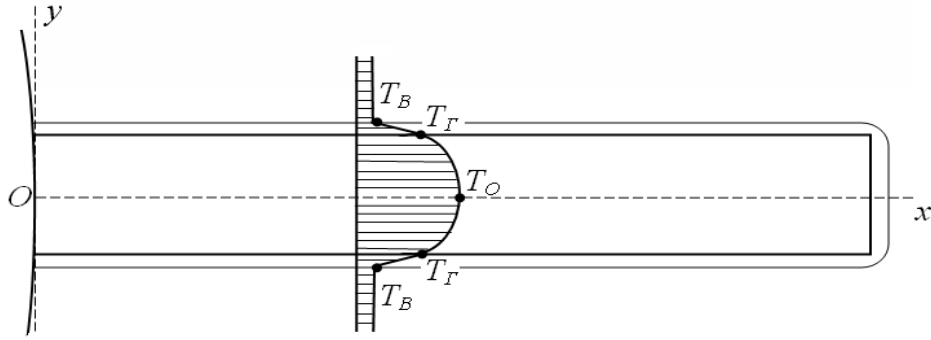


Рисунок 2.3 – Примерное распределение температуры ребра по его поперечному сечению:

$T_{\Gamma}(x)$ – температура на поверхности ребра; $T_O(x)$ – температура на оси ребра;
 T_B – температура воды, не зависящая от x

На рисунке 2.3 видно, что

$$T_p(0) = T_0, \quad T_p(\delta) = T_{\Gamma}. \quad (2.15)$$

Квадратичная зависимость распределения температуры ребра вдоль оси y , удовлетворяющая (2.15) представляет собой

$$T_p(y) = T_0 - (T_0 - T_{\Gamma}) \frac{y^2}{\delta^2}. \quad (2.16)$$

Осредненное же значение температуры по поперечному сечению ребра, применяемое ранее при выводе уравнения теплопроводности ребра выражается зависимостью

$$T_{cp}(y) = T_0 - (T_0 - T_{\Gamma}) \frac{1}{3} = \frac{2}{3} T_0 + \frac{1}{3} T_{\Gamma}. \quad (2.17)$$

Необходимо определить какова разница между реальной и осредненной температурой, определить связь между T_{Γ} и T_O .

Согласно закону Фурье, поток тепла из центра ребра к его поверхности (границе)

$$-\lambda_M \frac{\partial T_p(y)}{\partial y} \Big|_{y=\delta} = \lambda_M (T_0 - T_{\Gamma}) \frac{2y}{\delta^2} \Big|_{y=\delta} = 2\lambda_M \frac{T_0 - T_{\Gamma}}{\delta}. \quad (2.18)$$

Тот же поток идет от границы ребра к омывающей его воде T_B

$$\frac{\lambda_B}{\delta_{T2}} (T_{\Gamma} - T_B) = \frac{2\lambda_M}{\delta} [(T_0 - T_B) - (T_{\Gamma} - T_B)]. \quad (2.19)$$

Принимая $T_B = 0$, тогда (2.19) примет вид

$$\left(\frac{\lambda_B}{\delta_{T2}} + \frac{2\lambda_M}{\delta} \right) T_G = \frac{2\lambda_M}{\delta} T_0,$$

откуда

$$T_0 = \left(1 + \frac{\lambda_B \delta}{2\lambda_M \delta_{T2}} \right) T_G. \quad (2.20)$$

Из (2.20) видно, что температуры в центре ребра и на его границах отличаются между собой и допущение осреднения температуры ребра по поперечному сечению несколько искажает реальную картину теплоотдачи.

Определим разницу при определении тепловых потоков. Реальный поток от границы ребра к воде

$$q_p = \frac{\lambda_B}{\delta_{T2}} T_G.$$

Поток при осредненной температуре

$$q_c = \frac{\lambda_B}{\delta_{T2}} \left(\frac{2}{3} T_0 + \frac{1}{3} T_G \right).$$

Для определения разницы найдено отношение этих потоков

$$\frac{q_c}{q_p} = 1 + \frac{\lambda_B \delta}{3\lambda_M \delta_{T2}}. \quad (2.21)$$

Из (2.21) видно, что принятое допущение осреднения температуры завышает тепловой поток в сравнении с реальным случаем. В рассмотренных случаях отношение $\lambda_B \lambda_M$ порядка 0,01 и меньше, $\delta \delta_T$ порядка 10, и значение добавка в (2.21) составит менее 1/30, т.е. систематическая погрешность составит не более 3%, что вполне допустимо.

2.1.2 Понятие температурного пристеночного слоя

На внутренней и внешней поверхности трубы, а также на поверхностях ребер образуется температурный пристеночный слой толщины δ_T , оказывающий тепло-

вое сопротивление теплопередаче. На рисунке 2.4 дано геометрическое представление толщины температурного пристеночного слоя, образующегося на внутренней поверхности трубы.

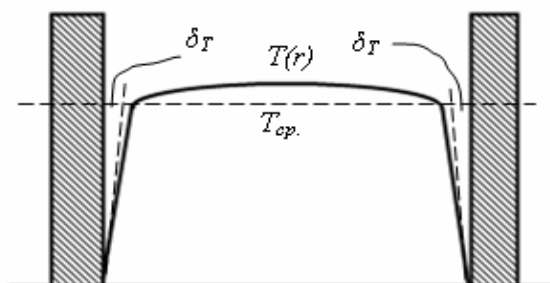


Рисунок 2.4 – Геометрическое представление толщины температурного пристеночного слоя:

$T(r)$ – температурный профиль в трубе; T_{cp} – средняя температура; δ_T – толщина температурного пристеночного слоя

Толщина температурного пристеночного слоя δ_T определяется по числу Нуссельта Nu . Коэффициент теплоотдачи α , диаметр трубы d и разность температур связаны с потоком тепла q соотношениями [144]

$$q = \alpha(T - T_0) = \frac{\lambda_B}{\delta_T}(T - T_0); \quad \alpha = \frac{\lambda_B}{d} Nu, \quad (2.22)$$

где T – температура воды внутри трубы; T_0 – температура внутренней поверхности трубы.

Отсюда для толщины температурного пристеночного слоя имеем

$$\delta_T = \frac{d}{Nu}. \quad (2.23)$$

При турбулентном движении жидкости в круглой трубе число Нуссельта определяется числом Рейнольдса Re , числом Прандтля Pr и отношением вязкости воды в пристеночном слое к вязкости воды в потоке следующим образом [108]:

$$Nu = C Re^{0,8} Pr^{0,4} (\mu_2 / \mu_1)^{0,25}, \quad (2.24)$$

где $C = 0,021$ при значениях $0,7 \leq Pr \leq 1$; $C = 0,023$ при значениях $2 \leq Pr \leq 150$.

При небольшой разнице температур в потоке и пристеночном слое отношение вязкостей можно принять за единицу, $\mu_2 / \mu_1 \approx 1$.

Числа Рейнольдса и число Прандтля определяются следующим образом:

$$Re = \rho v d / \mu ; Pr = \mu c / \lambda , \quad (2.25)$$

где ρ – плотность воды; v – скорость движения воды; c – теплоемкость воды; μ – коэффициент динамической вязкости.

На рисунке 2.5 приведены зависимости толщины температурного пристеночного слоя от скорости движения воды при различных диаметрах трубы.

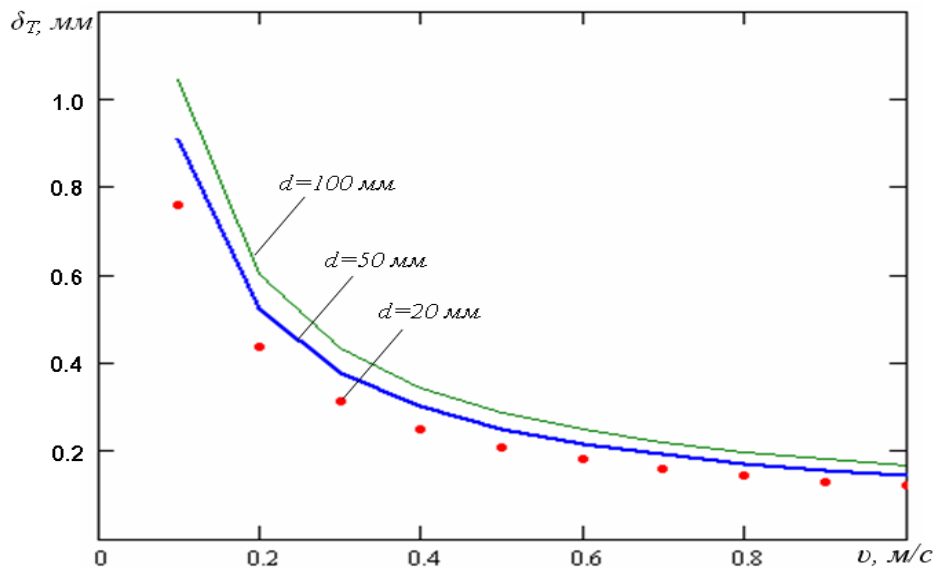


Рисунок 2.5 – Толщина температурного пристеночного слоя в зависимости от скорости движения воды

При уменьшении скорости течения воды уменьшается число Рейнольдса и в соответствии с (2.24) уменьшается число Нуссельта, что вызывает рост толщины δ_T пристеночного температурного слоя.

2.2 Расчет гидравлических сопротивлений оребренных поверхностей

Наличие оребрения существенно образом влияет на гидравлические сопротивления потоку. Потеря напора Δh на трение для круглой цилиндрической трубы

диаметра d и длины L при турбулентном движении выражается формулой Дарси-Вейсбаха [145,146]

$$\Delta h = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \quad (2.26)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; v – средняя скорость потока по трубе, g – ускорение свободного падения.

Учитывая, что $p = \rho gh$, имеем для определения перепада давления

$$\Delta p = \lambda \frac{\rho v^2 L}{2 d}. \quad (2.27)$$

В случае круглой трубы средняя скорость потока по трубе определяется по расходу жидкости Q

$$v = \frac{Q}{\pi R^2} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2.28)$$

и для динамического перепада давления

$$\Delta p = \lambda \frac{8\rho Q^2}{\pi^2 d^5} L \quad \text{или} \quad \Delta p = \lambda \frac{\rho Q^2}{4\pi^2 R^5} L. \quad (2.29)$$

Экспериментально полученные профили скорости в трубе при развитом турбулентном движении [147] можно приблизить степенным выражением, за исключением малой пристеночной области (аппроксимация автора)

$$v(r) \cong v_0 \left(1 - \frac{r^n}{R^n}\right), \quad n \cong 20 \div 50, \quad (2.30)$$

где v_0 – скорость потока на оси круглой трубы. Для ламинарного движения $n=2$.

Средняя скорость потока в трубе при турбулентном движении

$$v = \frac{v_0 n}{n+2} = \frac{v_0}{1 + \frac{2}{n}}. \quad (2.31)$$

Касательное напряжение в точке на расстоянии r от стенки трубы

$$\tau = \mu \frac{\partial v}{\partial r}. \quad (2.32)$$

Значение касательного напряжения τ на стенке трубы получено дифференцированием (2.30) с учетом $r = R$

$$\tau = \mu \frac{nv_0}{R} = \mu \frac{(n+2)v}{R} = \mu \frac{v}{\Delta}, \quad \Delta = \frac{R}{n+2}, \quad (2.33)$$

где Δ – введенная толщина вязкого пристеночного слоя для нахождения ориентировочного значения касательного напряжения на стенке. Видно, что при турбулентном течении значение Δ составит менее двадцатой доли радиуса, тогда как для ламинарного течения – четверть радиуса.

Ориентировочная толщина вязкого пристеночного слоя определяется с использованием (2.33). Что же касается поиска истинного значения, то следует пользоваться более обоснованными результатами экспериментальных исследований.

На рисунке 2.6 дано геометрическое представление толщины вязкого пристеночного слоя, образующегося на внутренней поверхности трубы.

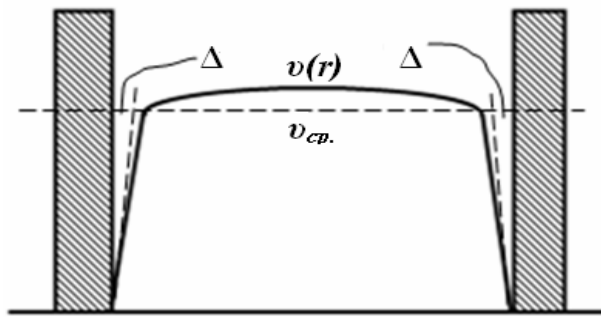


Рисунок 2.6 – Геометрическое представление толщины вязкого пристеночного слоя:

$v(r)$ – распределение скорости потока в трубе; v_{cp} – средняя скорость

Толщина вязкого пристеночного слоя определяется ниже из условия равенства силы вязкого трения по всей внутренней поверхности трубы выталкивающей разности сил из-за наличия перепада давления по длине трубы, подсчитанной по формуле Дарси-Вейсбаха

$$2\pi RL\tau = \Delta p \pi R^2; \quad 2\pi RL\mu \frac{v}{\Delta} = \lambda \frac{\rho v^2}{2} \frac{L}{2R} \pi R^2; \quad \Delta = \frac{8\mu}{\lambda \rho v}. \quad (2.34)$$

Толщина вязкого пристеночного слоя оказалась связанной с коэффициентом гидравлического сопротивления λ и средней скоростью потока. Что касается других параметров, вязкости и плотности, то для геотермальных задач эти параметры

меняются в небольшом интервале и значения их можно считать примерно постоянными. Полученной формулой (2.34) можно пользоваться для определения пристеночного касательного напряжения не только круглых сечений, но и сечений достаточно сложной формы, например, для кольцевого сечения с ребрами.

Для кольцевого сечения с ребрами вторая из формул (2.34) примет вид

$$(2\pi R_1 + 2nl + 2\pi R_2)L\tau = (\pi(R_2^2 - R_1^2) - nl\delta)\Delta p, \quad (2.35)$$

где R_1 – внешний радиус внутренней оребренной трубы; R_2 – внутренний радиус наружной трубы. Для динамического перепада давления в случае кольцевого сечения с ребрами получено выражение

$$\Delta p = \frac{2(\pi(R_1 + R_2) + nl)L\mu \frac{v}{\Delta}}{\pi(R_2^2 - R_1^2) - nl\delta} = \frac{\lambda}{4} \frac{\pi(R_1 + R_2) + nl}{\pi(R_2^2 - R_1^2) - nl\delta} \rho v^2 L. \quad (2.36)$$

Средняя скорость потока вдоль кольцевого сечения

$$v = \frac{Q}{\pi(R_2^2 - R_1^2) - nl\delta}. \quad (2.37)$$

Тогда перепад давления при движении потока по кольцевому сечению с ребрами

$$\Delta p = \frac{\lambda}{4} \frac{\pi(R_1 + R_2) + nl}{(\pi(R_2^2 - R_1^2) - nl\delta)^3} \rho Q^2 L. \quad (2.38)$$

Для кольцевого сечения без ребер получено известное в технической литературе выражение [148]

$$\Delta p_{\kappa} = \frac{\lambda}{4} \frac{\rho Q^2 L}{\pi^2 (R_2 - R_1)^3 (R_2 + R_1)^2}. \quad (2.39)$$

Отношение перепада давления для кольцевого сечения с ребрами к кольцевому сечению без ребер

$$\frac{\Delta p}{\Delta p_{\kappa}} = \frac{1 + \frac{nl}{\pi(R_2 + R_1)}}{\left(1 - \frac{nl\delta}{\pi(R_2^2 - R_1^2)}\right)^3}. \quad (2.40)$$

Графики зависимости прироста перепада давления в зависимости от оребрения приведены на рисунке 2.7.

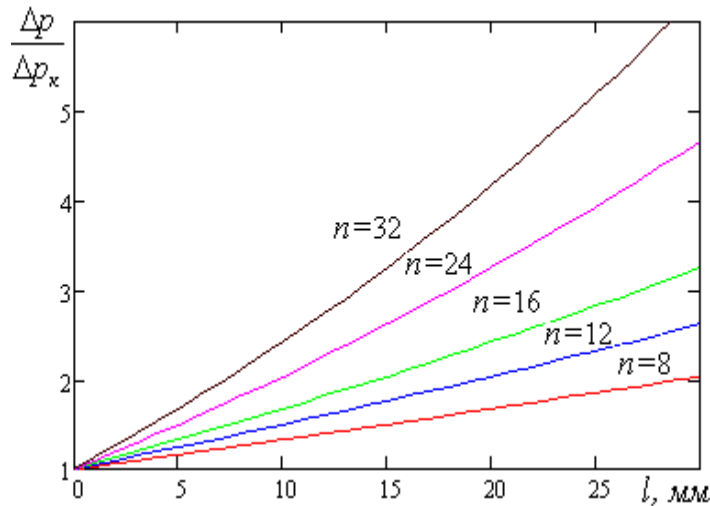


Рисунок 2.7 – Прирост перепада давления в зависимости от высоты ребер и их числа:

$$R_1 = 27 \text{ мм}; R_2 = 60 \text{ мм}; \delta = 1 \text{ мм}$$

Графики наглядно демонстрируют, что оребрение поверхности приводит к значительному росту перепада давления (в 5 раз и более) в зависимости от количества ребер и их высоты.

Для расчётов приняты следующие значения параметров: внешний радиус оребренной трубы $R_1 = 27$ мм, толщина её $2\delta = 2$ мм, внутренний радиус $R_1 - 2\delta = 25$ мм, внутренний радиус наружной трубы $R_2 = 60$ мм. Коэффициенты теплопроводности воды и металла $\lambda_B = 0,63$ и $\lambda_M = 45$ Вт/м·°С, количество ребер $n = 16$. Эффективность продольного оребрения оценена по формуле (2.14). Результаты расчетов приведены в таблице 2.1.

Числа Рейнольдса и число Прандтля определены при скоростях движения воды $v = 2; 1,5; 1; 0,5; 0,2$ и $0,1$ м/с с температурой 50 °С и диаметром трубы 54 мм.

$$Re \approx (20; 15; 10; 2; 1) \cdot 10^4; \quad Pr \approx 3,5.$$

При небольшой разнице температур в потоке и пристеночном слое отношение вязкостей можно принять за единицу, $\mu_2 / \mu_1 \approx 1$. Формула (2.24) дает для числа Нуссельта значения $Nu \approx 800; 600; 400; 200; 100$ и 50 . Толщины пристеночного температурного слоя составят $\delta_T = 0,061; 0,082; 0,125; 0,25; 0,5$ и 1 мм.

Таблица 2.1 – Относительный рост потока тепла при продольном оребрении в зависимости от высоты ребра и скорости потока. Число ребер равно 16

Высота ребра l , мм	Скорость потока v , м/с					
	2	1,5	1	0,5	0,2	0,1
0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
3	1,190	1,237	1,304	1,401	1,471	1,515
6	1,204	1,265	1,365	1,553	1,742	1,895
9	1,205	1,268	1,374	1,595	1,862	2,132
12	1,205	1,268	1,375	1,605	1,910	2,265
15	1,205	1,268	1,375	1,608	1,928	2,335
18	1,205	1,268	1,375	1,608	1,935	2,370
21	1,205	1,268	1,375	1,608	1,937	2,388

При уменьшении скорости течения воды уменьшается число Рейнольдса и в соответствии с (2.24) уменьшается число Нуссельта, что вызывает рост толщины δ_T пристеночного температурного слоя. Это приводит к росту теплового сопротивления и потому к уменьшению абсолютного значения оттока тепла. Однако наблюдается увеличение отношения потока тепла к таковому без ребер. То есть, продольное оребрение более эффективно при малых скоростях потока жидкости.

Результаты расчетов при скоростях движения воды $v = 1$ м/с, $v = 0,5$ м/с, $v = 0,2$ м/с при наличии ребер со стороны вторичного теплоносителя в количестве 8, 12, 16, 24 и 32 штук соответственно приведены в таблице 2.2.

Высота ребра влияет на рост теплообмена только при малых его значениях, примерно до 15 мм, дальнейшее увеличение высоты ребер не приводит к существенному приросту теплового потока при найденных числах Нуссельта. Наличие 32 ребер толщиной 2 мм на трубчатой стальной теплопередающей поверхности той же толщины, может привести к приросту теплового потока до 3-х раз при скорости $v = 0,2$ м/с.

Таблица 2.2 – Относительный рост потока тепла при продольном оребрении в зависимости от количества ребер, их высоты и скорости потока

Высота ребра l , мм	Скорость потока v , м/с	Число ребер n				
		8	12	16	24	32
0	1; 0,5; 0,2	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
3	1	1,152	1,228	1,304	1,456	1,609
	0,5	1,201	1,301	1,401	1,602	1,803
	0,2	1,236	1,354	1,471	1,707	1,943
6	1	1,182	1,274	1,365	1,547	1,730
	0,5	1,276	1,415	1,553	1,829	2,106
	0,2	1,371	1,556	1,742	2,112	2,483
9	1	1,187	1,280	1,374	1,560	1,747
	0,5	1,297	1,446	1,595	1,892	2,189
	0,2	1,431	1,647	1,862	2,293	2,724
12	1	1,187	1,281	1,375	1,562	1,750
	0,5	1,303	1,454	1,605	1,908	2,210
	0,2	1,455	1,683	1,910	2,365	2,820
15	1	1,187	1,281	1,375	1,562	1,750
	0,5	1,304	1,456	1,608	1,911	2,215
	0,2	1,464	1,696	1,928	2,392	2,856
18	1	1,188	1,281	1,375	1,563	1,750
	0,5	1,304	1,456	1,608	1,912	2,217
	0,2	1,467	1,701	1,935	2,402	2,870
21	1	1,188	1,281	1,375	1,563	1,750
	0,5	1,304	1,456	1,608	1,913	2,217
	0,2	1,469	1,703	1,937	2,406	2,874

Результаты расчетов, проведенных для ребер металлов различной теплопроводности и их различных толщин, приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Сравнение эффективности оребрения для различных металлов

Высота ребра l , мм	Скорость потока v , м/с	Число ребер n								
		16			24			32		
		Сталь	Алюм	Медь	Сталь	Алюм	Медь	Сталь	Алюм	Медь
0	1;0,5;0,2	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
3	1	1,304	1,467	1,506	1,456	1,700	1,758	1,609	1,934	2,011
	0,5	1,401	1,512	1,534	1,602	1,768	1,801	1,803	2,024	2,069
	0,2	1,471	1,538	1,550	1,707	1,807	1,825	1,943	2,076	2,099
6	1	1,365	1,727	1,859	1,547	2,090	2,289	1,730	2,454	2,719
	0,5	1,553	1,884	1,977	1,829	2,327	2,465	2,106	2,769	2,953
	0,2	1,742	1,993	2,048	2,112	2,489	2,572	2,483	2,985	3,097
9	1	1,374	1,839	2,064	1,560	2,259	2,596	1,747	2,679	3,129
	0,5	1,595	2,111	2,302	1,892	2,667	2,953	2,189	3,223	3,604
	0,2	1,862	2,338	2,472	2,293	3,007	3,208	2,724	3,676	3,943
12	1	1,375	1,882	2,170	1,562	2,323	2,755	1,750	2,765	3,340
	0,5	1,605	2,235	2,522	1,908	2,853	3,283	2,210	3,471	4,044
	0,2	1,910	2,580	2,811	2,365	3,370	3,717	2,820	4,161	4,623
15	1	1,375	1,898	2,221	1,562	2,347	2,832	1,750	2,796	3,443
	0,5	1,608	2,299	2,661	1,911	2,949	3,492	2,215	3,598	4,323
	0,2	1,928	2,740	3,072	2,392	3,611	4,108	2,856	4,481	5,144
18	1	1,375	1,904	2,246	1,563	2,356	2,869	1,750	2,807	3,491
	0,5	1,608	2,331	2,747	1,912	2,996	3,620	2,217	3,661	4,494
	0,2	1,935	2,842	3,265	2,402	3,763	4,397	2,870	4,684	5,530
21	1	1,375	1,906	2,257	1,563	2,359	2,886	1,750	2,812	3,514
	0,5	1,608	2,346	2,798	1,913	3,019	3,697	2,217	3,692	4,596
	0,2	1,937	2,905	3,404	2,406	3,858	4,606	2,874	4,811	5,808

Таблица 2.4 – Сравнение эффективности оребрения для различных толщин ребра и теплопередающей поверхности

Высота ребра l , мм	Скорость движения воды v , м/с	Число ребер n								
		16			24			32		
		Толщина ребристой теплопередающей поверхности 2δ , мм								
		1	2	3	1	2	3	1	2	3
0	1;0,5;0,2	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
3	1	1,276	1,304	1,304	1,415	1,456	1,455	1,553	1,609	1,607
	0,5	1,371	1,401	1,406	1,556	1,602	1,609	1,742	1,803	1,811
	0,2	1,448	1,471	1,476	1,671	1,707	1,714	1,895	1,943	1,952
6	1	1,303	1,365	1,386	1,454	1,547	1,579	1,605	1,730	1,772
	0,5	1,455	1,553	1,593	1,683	1,829	1,889	1,910	2,106	2,186
	0,2	1,633	1,742	1,784	1,949	2,112	2,176	2,265	2,483	2,568
9	1	1,304	1,374	1,403	1,456	1,560	1,605	1,608	1,747	1,806
	0,5	1,467	1,595	1,661	1,701	1,892	1,991	1,935	2,189	2,321
	0,2	1,685	1,862	1,950	2,028	2,293	2,425	2,370	2,724	2,900
12	1	1,304	1,375	1,407	1,456	1,562	1,610	1,608	1,750	1,813
	0,5	1,469	1,605	1,683	1,704	1,908	2,024	1,938	2,210	2,366
	0,2	1,699	1,910	2,031	2,048	2,365	2,546	2,397	2,820	3,061
15	1	1,304	1,375	1,407	1,456	1,562	1,611	1,608	1,750	1,814
	0,5	1,469	1,608	1,690	1,704	1,911	2,035	1,939	2,215	2,380
	0,2	1,702	1,928	2,068	2,053	2,392	2,602	2,403	2,856	3,136
18	1	1,304	1,375	1,407	1,456	1,563	1,611	1,608	1,750	1,815
	0,5	1,469	1,608	1,692	1,704	1,912	2,038	1,939	2,217	2,385
	0,2	1,703	1,935	2,084	2,054	2,402	2,627	2,405	2,870	3,169
21	1	1,304	1,375	1,407	1,456	1,563	1,611	1,608	1,750	1,815
	0,5	1,469	1,608	1,693	1,704	1,913	2,039	1,939	2,217	2,386
	0,2	1,703	1,937	2,092	2,054	2,406	2,638	2,405	2,874	3,184

Представленные данные о приросте теплового потока при продольном оребрении дают возможность подбора конструктивных параметров ребристой теплопередающей поверхности. Варьируя параметрами теплопередающей поверхности,

можно добиться увеличения теплового потока через оребренную поверхность в сравнении с не оребренной поверхностью до 4–5 раз. Достигается это, прежде всего, увеличением числа ребер, подбором их толщины, выбором металла с более высокой теплопроводностью. Однако необходимо отметить и другое. Например, увеличение числа ребер связано с технологическими трудностями изготовления ребристых поверхностей и может привести к увеличению массогабаритных характеристик теплопередающей поверхности без существенного повышения эффективности. При выборе металла для изготовления поверхности коэффициент теплопроводности играет немалую роль, но важно также учитывать и коррозионные свойства металла, и его стоимость.

Сформулирован критерий оптимальности выбора числа ребер и их высот. В качестве одного из возможных критериев принят максимум отношения приведенного теплового потока к приведенному дебиту скважины. Поскольку дебит пропорционален при развитом турбулентном движении корню квадратному от перепада давления, то будем искать максимум отношения выражения (2.14) к корню квадратному от выражения (2.40). На рисунке 2.8 приводятся подсчитанные отношения для случая стальной конструкции, когда $\lambda_M = 45 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°С)}$, $2\delta = 2 \text{ мм}$, $R_1 = 27 \text{ мм}$, $R_2 = 60 \text{ мм}$ при скоростях движения воды $\nu = 1 \text{ м/с}$, $\nu = 0,5 \text{ м/с}$, $\nu = 0,2 \text{ м/с}$.

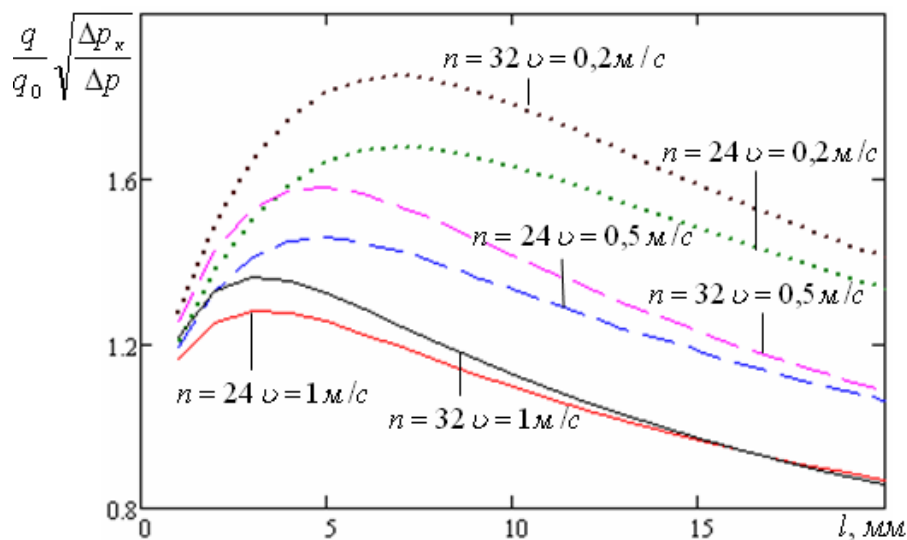


Рисунок 2.8 – К выбору критерия оптимальности для стальной конструкции теплообменника

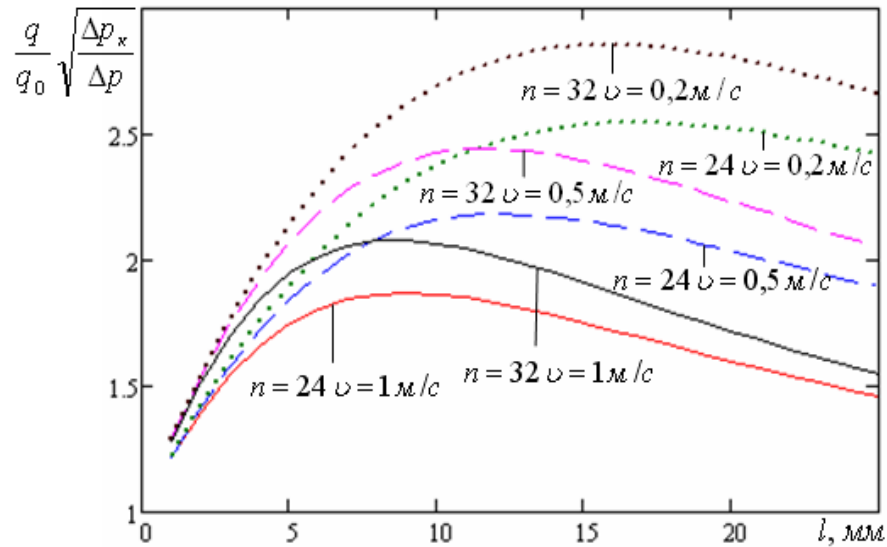


Рисунок 2.9 – К выбору критерия оптимальности для медной конструкции теплообменника

Для меди, когда $\lambda_M = 300 \text{ Вт/м}\cdot\text{°С}$, графики (Рисунок 2.9) имеют более пологий вид, оптимум размазывается, и высоты ребер в 2–3 раза выше по сравнению со случаем стали.

Из всего изложенного можно сделать следующие выводы:

- продольное оребрение более эффективно при малых скоростях потока жидкости;
- увеличение высоты ребер до 5–15 мм способствует росту передачи тепла, но при дальнейшем увеличении высоты рост практически прекращается;
- с увеличением числа ребер отвод тепла растет, однако увеличивается гидравлическое сопротивление;
- более теплопроводные материалы создают возможности для большей эффективности отвода тепла;
- оптимальная высота ребер колеблется в пределах от 5 до 15 мм, их число – от 16 до 32.

2.3 Решение задачи теплопередачи от внутреннего потока к внешнему потоку с учетом толщин трубы и ребра

Рассмотрена теплопередача через ребристую стенку, когда температура меняется как в продольном, так и в поперечном направлении ребра.

2.3.1 Ребро неограниченной высоты

Ребро толщиной 2δ (Рисунок 2.10) омывается турбулентным потоком воды постоянной температуры, принимаемой для упрощения расчетов $T_B = 0$. При заданных условиях температура ребра будет меняться вдоль осей Ox и Oy ($0 < x < \infty$; $0 < y < \delta$). В начальном сечении ребра температура поддерживается постоянной, т.е. $T(0, y) = 1$. Так как ребро бесконечной высоты, то все тепло, подводимое к нему, будет отдано им в окружающую среду, т.е. $T(\infty, y) = 0$.

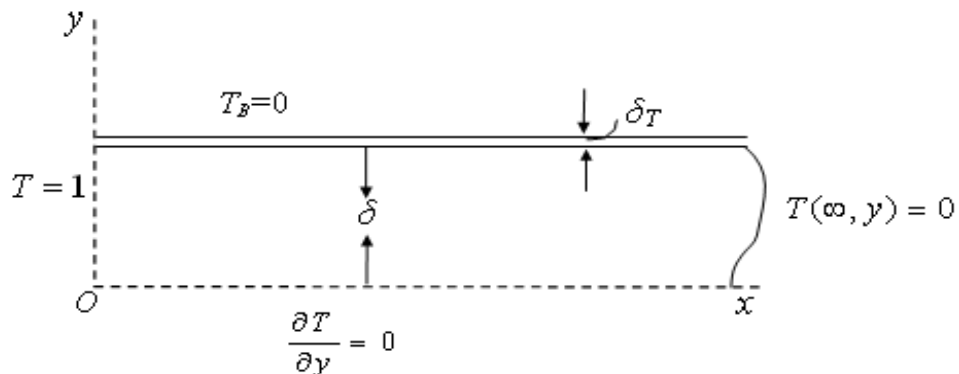


Рисунок 2.10 – Теплопередача для неограниченного ребра

Дифференциальное уравнение теплопроводности для внутренней области ребра запишется в виде

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} = 0. \quad (2.41)$$

Граничные условия заданы следующим образом

$$T(0, y) = 1; T(\infty, y) = 0; \quad (2.42)$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = 0; -\lambda_M \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=\delta} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} T \Big|_{y=\delta} . \quad (2.43)$$

Необходимо найти решение уравнения (2.41), удовлетворяющее граничным условиям (2.42) и (2.43), методом разделения переменных [149], то есть в виде суммы произведения двух функций $X_n(x)$ и $Y_n(y)$

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} X_n(x)Y_n(y) . \quad (2.44)$$

Подставляя $X(x)Y(y) = T(x, y)$ в (2.41):

$$X''Y + XY'' = 0 \text{ или } \frac{X''}{X} + \frac{Y''}{Y} = 0 . \quad (2.45)$$

Равенство (2.45) возможно лишь тогда, когда его левая и правая части равны некоторому постоянному значению, не зависящему ни от x , ни от y . Обозначена эта постоянная буквой ν

$$\frac{X''}{X} = \nu^2, \quad \frac{Y''}{Y} = -\nu^2 . \quad (2.46)$$

Для неизвестных функций получено два уравнения:

$$X'' - \nu^2 X = 0; \quad (2.47)$$

$$Y'' + \nu^2 Y = 0 . \quad (2.48)$$

Общие решения этих уравнений будут

$$X(x) = C_1 e^{\nu x} + C_2 e^{-\nu x}; \quad (2.49)$$

$$Y(y) = A \cos \nu y + B \sin \nu y . \quad (2.50)$$

Необходимо подобрать постоянные C_1 , C_2 , A и B таким образом, чтобы выполнялись условия (2.42) и (2.43).

$$T(\infty, y) = 0; \quad C_1 = 0; \quad C_2 = 1;$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = 0; \quad \frac{\partial Y}{\partial y} = -Av \sin v y + Bv \cos v y; \quad B = 0. \quad (2.51)$$

С учетом полученных выражений решение уравнения (2.41) будет представлено следующим рядом

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-v_n x} \cos v_n y. \quad (2.52)$$

Для определения неизвестных частот v_n потребуем от каждого члена суммы ряда (2.52) выполнения условия (2.43)

$$-\lambda_M \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=\delta} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} T \Big|_{y=\delta},$$

тогда

$$T \Big|_{y=\delta} = e^{-v_n x} \cos v_n \delta; \quad (2.53)$$

$$-\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=\delta} = v e^{-v_n x} \sin v_n \delta. \quad (2.54)$$

Подставляя (2.53) и (2.54) в (2.43):

$$\delta v_n \operatorname{tg} v_n \delta = \frac{\lambda_B \delta}{\delta_T \lambda_M}. \quad (2.55)$$

Введены безразмерные величины

$$\Lambda = \frac{\lambda_B \delta}{\delta_T \lambda_M}; \quad \bar{v}_n = v_n \delta. \quad (2.56)$$

Уравнение (2.55) примет простой вид, графическое решение которого достаточно легко представить как точки пересечения прямой с котангенсоидой (Рисунок 2.11)

$$\bar{v}_n \operatorname{tg} \bar{v}_n = \Lambda \quad \text{или} \quad \Lambda^{-1} \bar{v}_n = \operatorname{ctg} \bar{v}_n. \quad (2.57)$$

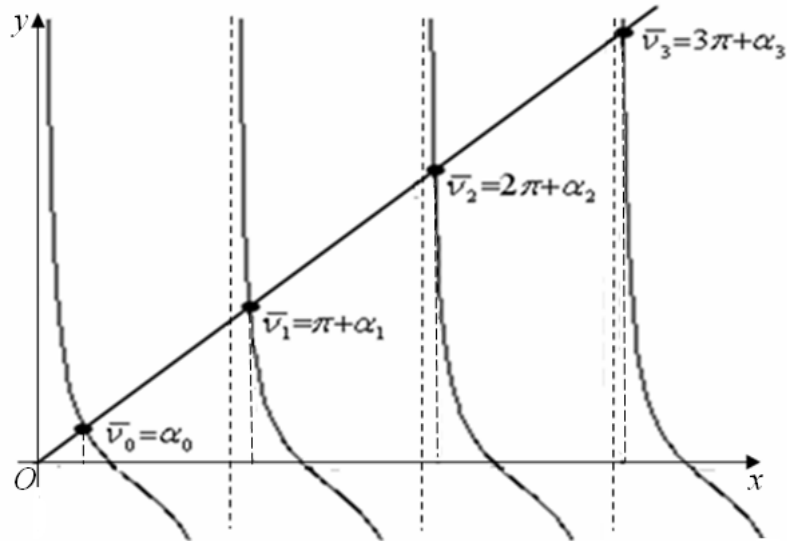


Рисунок 2.11 – К определению частот v_n графическим методом

Решение задачи, удовлетворяющее граничным условиям, при $y = 0$, $y = \delta$ и на бесконечности представляется в виде

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-\bar{v}_n \frac{x}{\delta}} \cos\left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta}\right). \quad (2.58)$$

Графическим путем нетрудно видеть, что корни уравнения (2.57) удобнее представить, учитывая период котангенса π , в следующей форме

$$\bar{v}_n = \pi n + \alpha_n. \quad (2.59)$$

При помощи программы *MathCad* нетрудно для различных значений Λ , найти соответствующие частоты v_n из (2.59). Значения α_n находим в виде корней уравнения

$$y = (\pi n + \alpha_n) \operatorname{tg} \alpha_n - \Lambda. \quad (2.59a)$$

В таблице 2.5 представлены численные значения α_n и v_n при $n = 8$ для разных значений Λ .

Таблица 2.5 – Изменение значений α_n и v_n в зависимости от Λ

n	Λ									
	0,01		0,05		0,1		0,5		1	
	α_n	v_n	α_n	v_n	α_n	v_n	α_n	v_n	α_n	v_n
0	10^{-1}	0,10	$22 \cdot 10^{-2}$	0,22	$31 \cdot 10^{-2}$	0,31	$65 \cdot 10^{-2}$	0,65	$86 \cdot 10^{-2}$	0,86
1	$3 \cdot 10^{-3}$	3,15	$16 \cdot 10^{-3}$	3,16	$32 \cdot 10^{-3}$	3,17	$15 \cdot 10^{-2}$	3,29	$28 \cdot 10^{-2}$	3,43
2	$2 \cdot 10^{-3}$	6,29	$8 \cdot 10^{-3}$	6,29	$16 \cdot 10^{-3}$	6,3	$78 \cdot 10^{-3}$	6,36	$15 \cdot 10^{-2}$	6,44
3	10^{-3}	9,43	$5 \cdot 10^{-3}$	9,43	$11 \cdot 10^{-3}$	9,44	$53 \cdot 10^{-3}$	9,48	$11 \cdot 10^{-2}$	9,53
4	10^{-3}	12,57	$4 \cdot 10^{-3}$	12,57	$8 \cdot 10^{-3}$	12,57	$4 \cdot 10^{-2}$	12,61	$79 \cdot 10^{-3}$	12,65
5	10^{-3}	15,71	$3 \cdot 10^{-3}$	15,71	$6 \cdot 10^{-3}$	15,71	$32 \cdot 10^{-3}$	15,74	$63 \cdot 10^{-3}$	15,77
6	10^{-3}	18,85	$3 \cdot 10^{-3}$	18,85	$5 \cdot 10^{-3}$	18,85	$26 \cdot 10^{-3}$	18,88	$53 \cdot 10^{-3}$	18,9
7	$4 \cdot 10^{-4}$	21,99	$2 \cdot 10^{-3}$	21,99	$5 \cdot 10^{-3}$	22,00	$23 \cdot 10^{-3}$	22,01	$45 \cdot 10^{-3}$	22,04
8	$4 \cdot 10^{-4}$	25,13	$2 \cdot 10^{-3}$	25,13	$4 \cdot 10^{-3}$	25,14	$2 \cdot 10^{-2}$	25,15	$40 \cdot 10^{-3}$	25,17

Коэффициенты a_n находим из условия (2.42) с учетом ортогональности функций ряда (2.58) на $0 < y < \delta$ и полноты этой системы

$$1 = \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cos\left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta}\right). \quad (2.60)$$

Выражение (2.60) умножили на одну из собственных функций и проинтегрировано в пределах от 0 до δ . Выкладку можно написать в виде

$$\cos\left(\bar{v}_i \frac{y}{\delta}\right) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cos\left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta}\right) \cos\left(\bar{v}_i \frac{y}{\delta}\right);$$

$$\int_0^{\delta} \cos\left(\bar{v}_i \frac{y}{\delta}\right) dy = \sum_{n=0}^{\infty} a_n \int_0^{\delta} \cos\left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta}\right) \cos\left(\bar{v}_i \frac{y}{\delta}\right) dy;$$

$$\int_0^{\delta} \cos \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) dy = a_n \int_0^{\delta} \cos^2 \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) dy ;$$

$$\int_0^{\delta} \cos^2 \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) dy = \frac{\delta}{2} \left(1 + \frac{\sin(2\bar{v}_n)}{2\bar{v}_n} \right) ;$$

$$\int_0^{\delta} \cos \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) dy = \frac{\delta}{\bar{v}_n} \sin \bar{v}_n .$$

Нетрудно теперь видеть, что

$$a_n = \frac{\frac{\delta}{\bar{v}_n} \sin \bar{v}_n}{\frac{\delta}{2} \left(1 + \frac{\sin(2\bar{v}_n)}{2\bar{v}_n} \right)} = \frac{2 \operatorname{sinc}(\bar{v}_n)}{1 + \operatorname{sinc}(2\bar{v}_n)}, \operatorname{sinc}(x) = \frac{\sin(x)}{x} . \quad (2.61)$$

Итак, распределение температуры неограниченного ребра в продольном и поперечном его направлении при заданной единичной температуре на торце $x = 0$ описывается следующим рядом Фурье

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{2 \operatorname{sinc}(\bar{v}_n)}{1 + \operatorname{sinc}(2\bar{v}_n)} e^{-\bar{v}_n \frac{x}{\delta}} \cos \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) . \quad (2.62)$$

2.3.2 Контактная задача

Найдем распределение температуры для области контактной задачи (Рисунок 2.12).

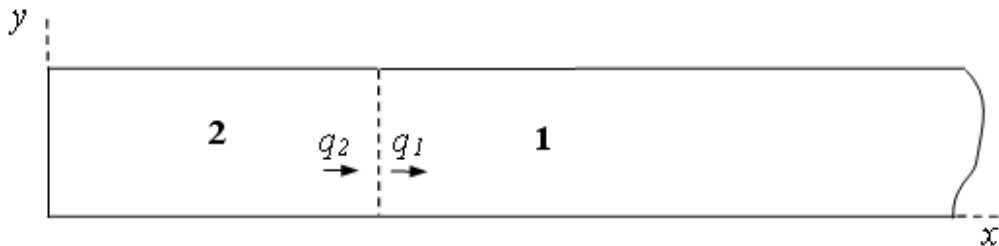


Рисунок 2.12 – Стык трубы с бесконечным ребром:

1 – ребро; 2 – кусок трубы на стыке с ребром

На стыке трубы с ребром профиль температуры аппроксимируем функцией с неизвестными заранее коэффициентами, решаем задачу для обеих частей, неизвестные коэффициенты определяем из условий равенства суммарного потока тепла на стыке. Для апробации метода рассмотрим бесконечное ребро с присоединённым куском трубы такой же толщины (Рисунок 2.12), взяв распределение температуры по срезу трубы в виде линейной функции, а по стыку в виде чётной функции – параболы второй или четвёртой степени.

Часть 1 – решение для ребра

Вначале рассмотрено бесконечное ребро с новым граничным условием на стыке с трубой (Рисунок 2.13).

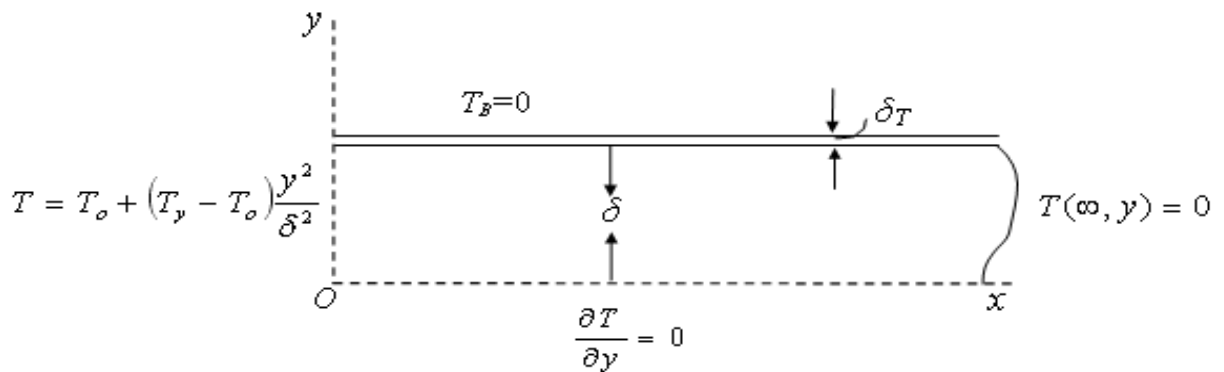


Рисунок 2.13 – Теплопередача для бесконечного ребра при заданном профиле температуры для стыка с трубой

Так как ребро бесконечное, то все тепло, подводимое к нему, будет отдано им в окружающую среду, т.е. $T(\infty, y) = 0$. На стыке трубы с ребром распределение температуры вдоль Oy является чётной функцией и подчиняется примерно параболическому закону. Если температуру на верхней и нижней границах стыка обозначить T_y и T_o соответственно, то зависимость распределения температуры вдоль стыка (в начальном сечении ребра) представляет собой

$$T(0, \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o) \bar{y}^2 \quad \text{или} \quad T(0, \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o) \bar{y}^4; \quad \bar{y} = \frac{y}{\delta}. \quad (2.63)$$

Дифференциальное уравнение теплопроводности для внутренней области ребра представляет собой уравнение Лапласа.

Граничные условия несколько отличаются от тех, что рассмотрены в разделе 2.3.1, и заданы следующим образом

$$T(0, \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o)\bar{y}^2 ; \quad T(\infty, y) = 0 ; \quad (2.64)$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = 0 ; \quad -\lambda_M \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=\delta} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} T \Big|_{y=\delta} . \quad (2.65)$$

Будем искать решение уравнения Лапласа, удовлетворяющее граничным условиям (2.64) и (2.65), методом разделения переменных, то есть в виде суммы произведения двух функций $X_n(x)$ и $Y_n(y)$.

Решение задачи, удовлетворяющее граничным условиям при $y = 0, y = \delta$ и на бесконечности представляется в виде

$$T(x, y) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-\bar{v}_n \bar{x}} \cos(\bar{v}_n \bar{y}), \quad \bar{x} = \frac{x}{\delta} . \quad (2.66)$$

Нахождение собственных чисел представим в следующей форме

$$\bar{v}_n = \pi n + \alpha_n . \quad (2.67)$$

Коэффициенты a_n найдены при помощи первого из условий (2.64) с учетом ортогональности функций ряда (2.66) на $0 < \bar{y} < 1$ и полноты этой системы

$$\sum_{n=0}^{\infty} a_n \cos(\bar{v}_n \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o)\bar{y}^2 ; \quad (2.68)$$

$$a_n \cdot \int_0^1 \cos^2(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y} = T_o \cdot \int_0^1 \cos(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y} + (T_y - T_o) \cdot \int_0^1 \bar{y}^2 \cos(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y} .$$

Таким образом

$$\begin{aligned}
a_n &= \frac{\left((T_o + (T_y - T_o)\bar{y}^2) \frac{\sin(\bar{v}_n \bar{y})}{\bar{v}_n} \right) \Big|_0^1 - 2 \int_0^1 (T_y - T_o) \bar{y} \frac{\sin(\bar{v}_n \bar{y})}{\bar{v}_n} d\bar{y}}{\frac{1}{2}(1 + \sin c(2\bar{v}_n))} = \\
&= \frac{T_o \sin c\bar{v}_n + (T_y - T_o) \sin c\bar{v}_n \left(1 - \frac{2}{\bar{v}_n^2} + \frac{2}{\Lambda} \right)}{\frac{1}{2}(1 + \sin c(2\bar{v}_n))} = \frac{2 \sin c\bar{v}_n \left(T_y + 2(T_y - T_o) \left(\frac{1}{\Lambda} - \frac{1}{\bar{v}_n^2} \right) \right)}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))}.
\end{aligned}$$

Откуда

$$a_n = \left(T_y + 2(T_y - T_o) \left(\frac{1}{\Lambda} - \frac{1}{\bar{v}_n^2} \right) \right) \frac{2 \sin c(\bar{v}_n)}{1 + \sin c(2\bar{v}_n)}. \quad (2.69)$$

Решение более простой аналогичной задачи приводится в [150], и полученное решение полностью с ним согласуется.

Поток тепла q_l , уходящий от стыка ребра составит

$$q_l = \int_0^\delta -\lambda_M \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=0} dy = \int_0^\delta \lambda_M \sum_{n=0}^\infty \frac{\bar{v}_n}{\delta} a_n \cos \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) dy = \lambda_M \sum_{n=0}^\infty a_n \sin \left(\bar{v}_n \frac{y}{\delta} \right) \Big|_0^\delta = \lambda_M \sum_{n=0}^\infty a_n \sin \bar{v}_n. \quad (2.70)$$

Если по стыку ребра с трубой изменение температуры представлено в виде параболы четвёртой степени, то выражение для нахождения коэффициентов a_n примет несколько иной вид. Далее в обозначения выражений параболического изменения температуры четвертой степени будем добавлять нижний индекс 4.

Коэффициенты $a_{n(4)}$ найдем с учетом ортогональности функций ряда (2.66) на $0 < \bar{y} < 1$ и полноты этой системы

$$\sum_{n=0}^\infty a_{n(4)} \cos(\bar{v}_n \bar{y}) = T_o + (T_y - T_o) \bar{y}^4;$$

$$a_{n(4)} \int_0^1 \cos^2(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y} = T_o \int_0^1 \cos(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y} + (T_y - T_o) \int_0^1 \bar{y}^4 \cos(\bar{v}_n \bar{y}) d\bar{y}.$$

После ряда выкладок

$$a_{n(4)} = \frac{2 \sin c \bar{v}_n}{1 + \sin c(2\bar{v}_n)} \left(T_y + (T_y - T_o) \left(\frac{4}{\Lambda} - \frac{12}{\bar{v}_n^2} - \frac{24}{\Lambda} \frac{1}{\bar{v}_n^2} + \frac{24}{\bar{v}_n^4} \right) \right). \quad (2.71)$$

Часть 2 – решение для куска трубы

Вторая часть контактной задачи представляет собой прямоугольную область высотой δ и шириной 2δ (Рисунок 2.14).

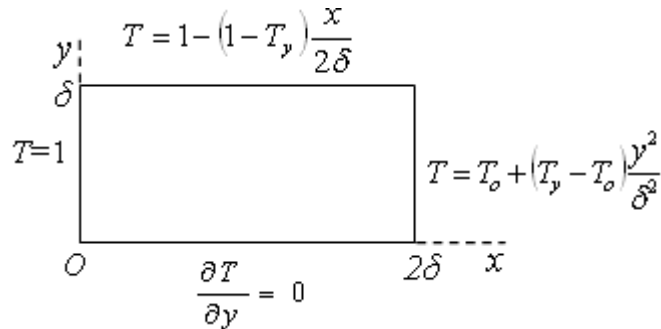


Рисунок 2.14 – Теплопередача для куска трубы

При $y = \delta$ зададимся линейным распределением температуры. Правая часть данной прямоугольной области ($x=2\delta$) представляет собой стык первой и второй части, распределение температуры вдоль которого известно. Граничные условия следующие

$$T(0, y) = 1; \quad T(2\delta, y) = T_o + (T_y - T_o) \frac{y^2}{\delta^2}; \quad (2.72)$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = 0; \quad T(x, \delta) = 1 - (1 - T_y) \frac{x}{2\delta}. \quad (2.73)$$

Распределение температуры внутри области представим в виде суммы

$$T(x, y) = 1 - (1 - T_y) \frac{x}{2\delta} + u(x, y). \quad (2.74)$$

Нахождение распределения температуры внутри второй части сводится к решению краевой задачи для $u(x, y)$ (Рисунок 2.15). Значения $u(x, y)$ на границах получаем посредством подстановки граничных условий (2.72) и (2.73) в (2.74).

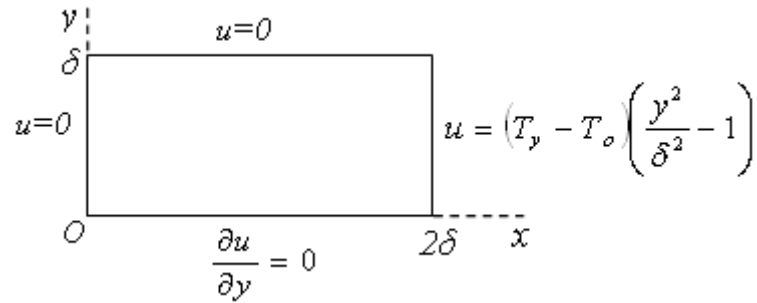


Рисунок 2.15 – Краевая задача для вспомогательной функции $u(x, y)$

Решение задачи ищем снова методом разделения переменных, но уже с другими собственными функциями.

Дифференциальное уравнение теплопроводности для $u(x, y)$

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = 0. \quad (2.75)$$

Граничные условия зададим следующим образом

$$u(0, y) = 0; \quad u(2\delta, y) = (T_y - T_o) \left(\frac{y^2}{\delta^2} - 1 \right); \quad (2.76)$$

$$\left. \frac{\partial u}{\partial y} \right|_{y=0} = 0; \quad u(x, \delta) = 0. \quad (2.77)$$

Подставляя $X(x)Y(y) = u(x, y)$ в (2.75), получаем:

$$X''Y + XY'' = 0 \text{ или } \frac{X''}{X} + \frac{Y''}{Y} = 0.$$

Обозначив

$$\frac{X''}{X} = \mu^2, \quad \frac{Y''}{Y} = -\mu^2.$$

Для неизвестных функций получено два уравнения:

$$X'' - \mu^2 X = 0; \quad (2.78)$$

$$Y'' + \mu^2 Y = 0. \quad (2.79)$$

Общие решения этих уравнений будут

$$X = C_1 e^{\mu x} + C_2 e^{-\mu x} \quad (2.80)$$

$$Y = A \cos \mu y + B \sin \mu y. \quad (2.81)$$

Подберем теперь постоянные C_1 , C_2 , A и B , чтобы выполнялись граничные условия для $u(x, y)$

$$\frac{\partial u}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0; \quad \frac{\partial Y}{\partial y} = -A \nu \sin \nu y + B \nu \cos \nu y; \quad B = 0;$$

$$Y = A \cos(\mu y); \quad (2.82)$$

$$Y(\delta) = 0; \quad \cos(\mu \delta) = 0; \quad \mu \delta = \frac{\pi}{2} + \pi n.$$

Для определения собственных чисел μ_n получено следующее выражение

$$\mu_n = \left(\frac{\pi}{2} + \pi n \right) / \delta. \quad (2.83)$$

Введем обозначение

$$\bar{\mu}_n = \mu_n \delta. \quad (2.84)$$

Тогда общее решение для $Y_n(y)$

$$Y_n = \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}).$$

Общее решение для $X_n(x)$ вытекает из условий (2.76)

$$X = C_1 e^{\mu x} + C_2 e^{-\mu x};$$

$$u(0, y) = 0; \quad C_1 + C_2 = 0; \quad C_2 = -C_1;$$

$$X = C_1 (e^{\mu x} - e^{-\mu x}) = 2C_1 \frac{e^{\mu x} - e^{-\mu x}}{2} = 2C_1 \operatorname{sh}(\mu x),$$

и выглядит следующим образом

$$X_n(x) = sh(\mu_n x) = sh(\bar{\mu}_n \bar{x}) ; \bar{x} = \frac{x}{\delta}. \quad (2.85)$$

Решение для $u(x, y)$ можно представить в виде

$$u(\bar{x}, \bar{y}) = \sum_{n=0}^{\infty} b_n sh(\bar{\mu}_n \bar{x}) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}). \quad (2.86)$$

Коэффициенты b_n находим при помощи второго из условий (2.76) с учетом ортогональности функций ряда (2.86) на $0 < \bar{y} < 1$ и полноты этой системы

$$\sum_{n=0}^{\infty} b_n sh(\bar{\mu}_n \bar{x}) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}) = (T_y - T_o)(\bar{y}^2 - 1);$$

$$\sum_{n=0}^{\infty} b_n sh 2\bar{\mu}_n \int_0^1 \cos^2(\bar{\mu}_n \bar{y}) d\bar{y} = \sum_{n=0}^{\infty} (T_y - T_o) \int_0^1 (\bar{y}^2 - 1) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}) d\bar{y}.$$

Откуда

$$b_n sh 2\bar{\mu}_n = \frac{(T_y - T_o) \left(\left((\bar{y}^2 - 1) \frac{\sin(\bar{\mu}_n \bar{y})}{\bar{\mu}_n} \right) \Big|_0^1 - 2 \int_0^1 \bar{y} \frac{\sin(\bar{\mu}_n \bar{y})}{\bar{\mu}_n} d\bar{y} \right)}{\frac{1}{2} (1 + \sin c(2\bar{\mu}_n))} = \frac{4(T_y - T_o) (\cos \bar{\mu}_n - \sin c \bar{\mu}_n)}{\bar{\mu}_n^2 (1 + \sin c(2\bar{\mu}_n))}.$$

Принимая во внимание значения собственных чисел μ_n , получено

$$\cos \bar{\mu}_n = 0; \quad \sin c \bar{\mu}_n = \frac{\sin c \bar{\mu}_n}{\bar{\mu}_n} = \frac{(-1)^n}{\bar{\mu}_n}; \quad \sin c(2\bar{\mu}_n) = 0.$$

Тогда

$$b_n = -\frac{4(-1)^n (T_y - T_o)}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)}. \quad (2.87)$$

Распределение температуры внутри области второй части определяется как

$$T(\bar{x}, \bar{y}) = 1 - \frac{1 - T_y}{2} \bar{x} - 4(T_y - T_o) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n sh(\bar{\mu}_n \bar{x}) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y})}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)}. \quad (2.88)$$

Зная закон распределения температуры, тепловой поток q_2 на стыке ребра с трубой (Рисунок 2.12)

$$\begin{aligned} q_2 &= \int_0^{\delta} -\lambda_M \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=2\delta} dy = -\lambda_M \int_0^{\delta} \left(-\frac{1-T_y}{2\delta} + \sum_{n=0}^{\infty} b_n \frac{\bar{\mu}_n}{\delta} ch(2\bar{\mu}_n) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}) \right) dy = \\ &= \lambda_M \frac{1-T_y}{2} \bar{y} - \lambda_M \sum_{n=0}^{\infty} b_n ch(2\bar{\mu}_n) \sin(\bar{\mu}_n \bar{y}) \Big|_0^{\delta} = \lambda_M \frac{1-T_y}{2} - \lambda_M \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n b_n ch(2\bar{\mu}_n) \end{aligned} \quad (2.89)$$

Учитывая то, что q_2 это тот же поток, что и поток q_1 из первой части приравняем выражения (2.70) и (2.89)

$$\lambda_M \sum_{n=0}^{\infty} a_n \sin \bar{v}_n = \lambda_M \frac{1-T_y}{2} - \lambda_M \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n b_n ch(2\bar{\mu}_n), \quad (2.90)$$

откуда

$$\sum_{n=0}^{\infty} a_n \sin \bar{v}_n + \sum_{n=0}^{\infty} b_n (-1)^n ch(2\bar{\mu}_n) = \frac{1-T_y}{2}. \quad (2.91)$$

Подставив значения a_n и b_n

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{2 \sin c \bar{v}_n \sin \bar{v}_n}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))} \left(T_y + 2(T_y - T_o) \left(\frac{1}{\Lambda} - \frac{1}{\bar{v}_n^2} \right) \right) + \sum_{n=0}^{\infty} -\frac{4(-1)^n (T_y - T_o)}{\bar{\mu}_n^3 sh(2\bar{\mu}_n)} (-1)^n ch(2\bar{\mu}_n) = \frac{1-T_y}{2}. \quad (2.92)$$

Для удобства введены следующие обозначения сумм рядов

$$R1 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\sin c \bar{v}_n \sin \bar{v}_n}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))}; R2 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{\bar{v}_n^2} \frac{\sin c \bar{v}_n \sin \bar{v}_n}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))}; R3 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\coth(2\bar{\mu}_n)}{\bar{\mu}_n^3}. \quad (2.93)$$

Тогда (2.92) примет вид

$$2T_y R1 + 4(T_y - T_o) \left(\frac{1}{\Lambda} R1 - R2 \right) - 4(T_y - T_o) R3 = \frac{1-T_y}{2}.$$

Для нахождения разности температур $T_y - T_o$ получено следующее выражение

$$T_y - T_o = \frac{1-T_y(1+4R1)}{8 \left(\frac{1}{\Lambda} R1 - R2 - R3 \right)}. \quad (2.94)$$

В случае отсутствия ребра в контактной задаче можно предположить, что температура стенки при $x = 2\delta$ будет равна T_y . Приравняв тепловые потоки, проходящие через стенку и пристеночный пограничный слой толщины δ_T , получим выражение для определения T_y

$$\lambda_M \frac{1-T_y}{2\delta} = \lambda_B \frac{T_y}{\delta_T};$$

$$1-T_y = 2\Lambda T_y; T_y = \frac{1}{1+2\Lambda}. \quad (2.95)$$

Для распределения температуры вдоль стыка в виде параболы четвертой степени получим следующее выражения для определения коэффициентов b_n

$$\sum_{n=0}^{\infty} b_{n(4)} sh(\bar{\mu}_n \bar{x}) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}) = (T_y - T_o)(\bar{y}^4 - 1);$$

$$\sum_{n=0}^{\infty} b_{n(4)} sh 2\bar{\mu}_n \int_0^1 \cos^2(\bar{\mu}_n \bar{y}) d\bar{y} = \sum_{n=0}^{\infty} (T_y - T_o) \int_0^1 (\bar{y}^4 - 1) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y}) d\bar{y}.$$

Откуда после ряда выкладок

$$b_{n(4)} = \frac{24(T_y - T_o)(-1)^n \left(\frac{2}{\bar{\mu}_n^5} - \frac{1}{\bar{\mu}_n^3} \right)}{sh(2\bar{\mu}_n)}. \quad (2.96)$$

Для нахождения разности температур $T_y - T_o$ воспользуемся (2.90) с учетом $a_{n(4)}$ и $b_{n(4)}$

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{2 \sin c \bar{v}_n \sin \bar{v}_n}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))} \left(T_y + (T_y - T_o) \left(\frac{4}{\Lambda} - \frac{12}{\bar{v}_n^2} - \frac{24}{\Lambda} \frac{1}{\bar{v}_n^2} + \frac{24}{\bar{v}_n^4} \right) \right) +$$

$$+ \sum_{n=0}^{\infty} \frac{24(T_y - T_o) \left(\frac{2}{\bar{\mu}_n^5} - \frac{1}{\bar{\mu}_n^3} \right)}{sh(2\bar{\mu}_n)} ch(2\bar{\mu}_n) = \frac{1-T_y}{2}$$

Введем дополнительные обозначения сумм рядов

$$R4 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{\bar{v}_n^4} \frac{\sin c \bar{v}_n \sin \bar{v}_n}{(1 + \sin c(2\bar{v}_n))}; R5 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\coth(2\bar{\mu}_n)}{\bar{\mu}_n^5}. \quad (2.97)$$

Для нахождения разности температур $(T_y - T_o)_{(4)}$ получим следующее выражение

$$(T_y - T_o)_{(4)} = \frac{1 - T_y(1 + 4R1)}{16 \left(\frac{1}{\Lambda} R1 - 3R2 - \frac{6}{\Lambda} R2 + 6R4 + 6R5 - 3R3 \right)}. \quad (2.98)$$

2.3.3 Решение контактной задачи установившегося распределения температур с учетом числа ребер и толщины теплопередающей трубы

Получим законы распределения температуры оребренной стенки с учетом толщин трубы и ребра. Решение данной контактной задачи сводится к определению распределения температуры трех частей, на которые можно разбить исследуемую область с последующим их сшиванием с целью определения неизвестных величин. Данная задача идентична предыдущей, с той лишь разницей, что появляется еще и третья часть, представляющая собой часть трубы между ребрами (Рисунок 2.16).

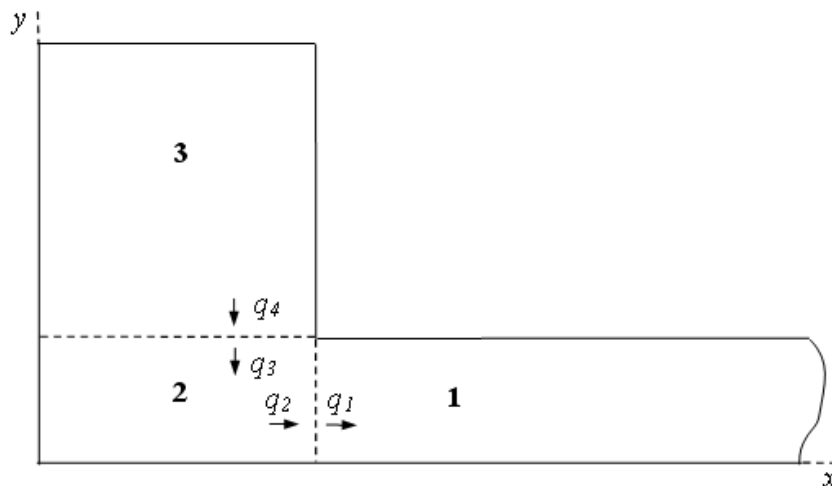


Рисунок 2.16 – Теплопередача для оребренной стенки:

1 – ребро; 2 – кусок трубы на стыке с ребром; 3 – кусок трубы между ребрами

Решения для первой и второй части были рассмотрены, необходимо получить решение для третьей части. Очевидно, что при сшивании решений для трех частей с целью получения неизвестных величин, необходимо опираться на равенство температур и суммарных тепловых потоков на стыках этих частей.

Часть 3 – решение для куска трубы между ребрами

Третья часть контактной задачи представляет собой прямоугольную область высотой h и шириной 2δ (Рисунок 2.17).

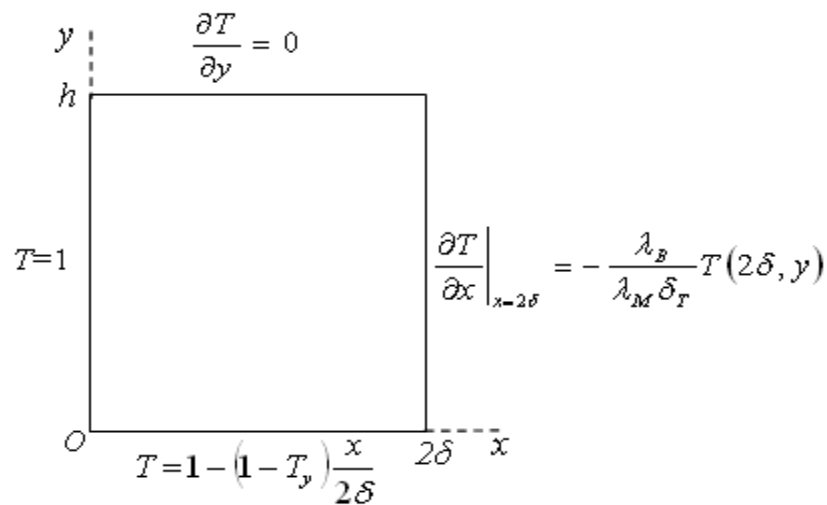


Рисунок 2.17 – Теплопередача для межреберного куска трубы

Нижняя часть данной прямоугольной области ($y = 0$) представляет собой стык третьей и второй части, распределение температуры вдоль которой известно. Граничные условия следующие

$$T(0, y) = 1; \quad \left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=2\delta} = -\frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta_T} T(2\delta, y); \quad (2.99)$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=h} = 0; \quad T(x, 0) = 1 - (1 - T_y) \frac{x}{2\delta}. \quad (2.100)$$

Распределение температуры внутри области представим в виде суммы

$$T(x, y) = 1 - (1 - T_y) \frac{x}{2\delta} + \mathcal{G}(x, y). \quad (2.101)$$

Нахождение распределения температуры внутри третьей части сводится к решению краевой задачи для $\vartheta(x, y)$ (Рисунок 2.18). Значения $\vartheta(x, y)$ на границах получаем посредством подстановки граничных условий (2.99) и (2.100) в (2.101).

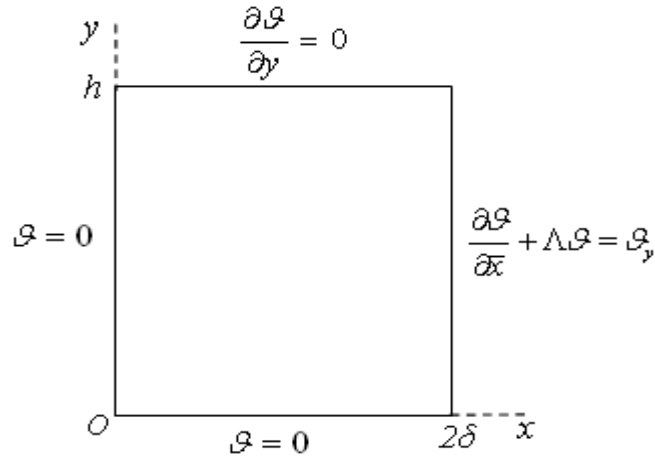


Рисунок 2.18 – Краевая задача для вспомогательной функции $\vartheta(x, y)$

Поясним нахождение граничного условия для $\vartheta(x, y)$ при $x=2\delta$ при помощи второго из условий (2.99).

$$\left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=2\delta} = -\frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta_T} T(2\delta, y);$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=2\delta} = -\frac{1-T_y}{2\delta} + \left. \frac{\partial \vartheta}{\partial x} \right|_{x=2\delta};$$

$$-\frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta_T} (T_y + \vartheta(2\delta, y)) = -\frac{1-T_y}{2\delta} + \left. \frac{\partial \vartheta}{\partial x} \right|_{x=2\delta}$$

$$\left. \frac{\partial \vartheta}{\partial x} \right|_{x=2\delta} + \frac{\lambda_B}{\lambda_M \delta_T} \vartheta(2\delta, y) = \frac{1-T_y}{2\delta} - \frac{2\Lambda T_y}{2\delta}.$$

Если привести последнее выражение к безразмерному виду, учитывая, что

$$\bar{x} = \frac{x}{\delta}; \quad \bar{y} = \frac{y}{\delta}, \text{ то получим}$$

$$\left. \frac{\partial \vartheta}{\partial \bar{x}} \right|_{\bar{x}=2} + \Lambda \vartheta(2, \bar{y}) = \frac{1}{2} (1 - (1 + 2\Lambda) T_y). \quad (2.102)$$

Обозначим $\frac{1}{2} (1 - (1 + 2\Lambda) T_y) = \vartheta_y$, тогда (2.102) примет вид

$$\left. \frac{\partial \vartheta}{\partial \bar{x}} \right|_{\bar{x}=2} + \Lambda \vartheta(2, \bar{y}) = \vartheta_y. \quad (2.103)$$

Решение краевой задачи для $\vartheta(x, y)$ снова ищем методом разделения переменных.

Дифференциальное уравнение теплопроводности для $\vartheta(x, y)$

$$\frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial y^2} = 0. \quad (2.104)$$

Граничные условия зададим следующим образом

$$\vartheta(0, y) = 0; \left. \frac{\partial \vartheta}{\partial \bar{x}} \right|_{\bar{x}=2} + \Lambda \vartheta(2, \bar{y}) = \vartheta_y; \quad (2.105)$$

$$\vartheta(x, 0) = 0; \left. \frac{\partial \vartheta}{\partial y} \right|_{y=h} = 0. \quad (2.106)$$

Подставляя $X(x)Y(y) = \vartheta(x, y)$ в (2.104):

$$X''Y + XY'' = 0 \text{ или } \frac{X''}{X} + \frac{Y''}{Y} = 0.$$

Обозначим

$$\frac{X''}{X} = \chi^2, \quad \frac{Y''}{Y} = -\chi^2.$$

Для неизвестных функций получаем два уравнения:

$$X'' - \chi^2 X = 0;$$

$$Y'' + \chi^2 Y = 0.$$

Общие решения этих уравнений будут

$$X = C_1 e^{\chi x} + C_2 e^{-\chi x}; \quad (2.107)$$

$$Y = A \sin \chi y + B \cos \chi y. \quad (2.108)$$

Подберем теперь постоянные C_1, C_2, A и B , чтобы выполнялись граничные условия для $\vartheta(x, y)$

$$\vartheta(0, y) = 0; \quad B = 0;$$

$$Y = A \sin \chi y;$$

$$\left. \frac{\partial \vartheta}{\partial y} \right|_{y=h} = 0, \quad \frac{\partial Y}{\partial y} = \chi \cos \chi y;$$

$$\cos(\chi h) = 0; \quad \chi h = \frac{\pi}{2} + \pi n.$$

Для определения собственных чисел χ_n получено следующее выражение

$$\chi_n = \frac{\pi(2n+1)}{2h}. \quad (2.109)$$

Введем обозначение

$$\bar{\chi}_n = \chi_n \delta = \frac{\pi(2n+1)}{2h} \delta. \quad (2.110)$$

Тогда общее решение для $Y_n(y)$

$$Y_n = \sin(\bar{\chi}_n \bar{y}). \quad (2.111)$$

Общее решение для $X_n(x)$ вытекает из условий (2.105)

$$X = C_1 e^{\chi x} + C_2 e^{-\chi x};$$

$$\vartheta(0, y) = 0; \quad C_1 + C_2 = 0; \quad C_2 = -C_1;$$

$$X = C_1 (e^{\chi x} - e^{-\chi x}) = 2C_1 \frac{e^{\chi x} - e^{-\chi x}}{2} = 2C_1 \operatorname{sh}(\chi x),$$

и выглядит следующим образом

$$X_n(x) = sh(\chi_n x) = sh(\bar{\chi}_n \bar{x}) ; \bar{x} = \frac{x}{\delta} . \quad (2.112)$$

Решение для $\vartheta(x, y)$ можно представить в виде

$$\vartheta(\bar{x}, \bar{y}) = \sum_{n=0}^{\infty} c_n sh(\bar{\chi}_n \bar{x}) \sin(\bar{\chi}_n \bar{y}) . \quad (2.113)$$

Для нахождения неизвестных коэффициентов c_n воспользуемся вторым из условий (2.105)

$$\left. \frac{\partial \vartheta}{\partial \bar{x}} \right|_{\bar{x}=2} + \Lambda \vartheta(2, \bar{y}) = \vartheta_y .$$

Учитывая (2.113), преобразуем это условие

$$\sum_{n=0}^{\infty} (\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n) + \Lambda sh(2\bar{\chi}_n)) c_n \sin(\bar{\chi}_n \bar{y}) = \vartheta_y . \quad (2.114)$$

Воспользуемся теперь разложением единицы по синусам

$$1 = \sum_{n=0}^{\infty} d_n \sin(\chi_n y) . \quad (2.115)$$

Ввиду ортогональности ряда (2.114) имеем

$$\int_0^h \sin(\chi_n y) dy = d_n \sum_{n=0}^{\infty} \sin^2(\chi_n y) dy .$$

После некоторых выкладок получим

$$d_n = \frac{2}{\pi \left(\frac{1}{2} + n \right)} . \quad (2.116)$$

Итак

$$\vartheta_y = \frac{4\vartheta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \sin(\bar{\chi}_n \bar{y}) ,$$

тогда граничное условие (2.115) преобразуется в равенство

$$(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n)) c_n = \frac{4\vartheta_y}{\pi(2n+1)}.$$

Откуда получим выражение для нахождения коэффициентов c_n

$$c_n = \frac{4\vartheta_y}{\pi(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))}. \quad (2.117)$$

Решение краевой задачи для $\vartheta(x, y)$ представится в виде

$$\vartheta(\bar{x}, \bar{y}) = \frac{4\vartheta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{sh}(\bar{\chi}_n \bar{x}) \sin(\bar{\chi}_n \bar{y})}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))}. \quad (2.118)$$

Распределение температуры внутри области третьей части

$$T(\bar{x}, \bar{y}) = 1 - (1 - T_y) \frac{\bar{x}}{2} + \frac{4\vartheta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{sh}(\bar{\chi}_n \bar{x}) \sin(\bar{\chi}_n \bar{y})}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))}, \quad (2.119)$$

где

$$\vartheta_y = \frac{1}{2} (1 - (1 + 2\Lambda) T_y). \quad (2.120)$$

Зная закон распределения температуры, найдем тепловой поток q_4 на стыке второй и третьей части (Рисунок 2.16)

$$\begin{aligned} q_4 &= \int_0^{2\delta} -\lambda_M \frac{\partial T}{\partial y} \Big|_{y=0} dx = -\lambda_M \frac{4\vartheta_y}{\pi} \int_0^{2\delta} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\chi_n \operatorname{sh}(\chi_n x)}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))} dx = \\ &= -\lambda_M \frac{4\vartheta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) - 1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))}. \end{aligned} \quad (2.121)$$

Очевидно, что поток q_4 равен потоку q_3 из второй части. Найдем тепловой поток q_3 , для чего выпишем выражение для распределения температуры внутри области второй части

$$T(\bar{x}, \bar{y}) = 1 - \frac{1 - T_y}{2} \bar{x} - 4(T_y - T_o) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n \operatorname{sh}(\bar{\mu}_n \bar{x}) \cos(\bar{\mu}_n \bar{y})}{\bar{\mu}_n^3 \operatorname{sh}(2\bar{\mu}_n)};$$

$$q_3 = \int_0^2 -\lambda_M \frac{\partial T}{\partial \bar{y}} \Big|_{\bar{y}=1} d\bar{x} = -\lambda_M 4(T_y - T_o) \int_0^2 \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\bar{\mu}_n \operatorname{sh}(\bar{\mu}_n \bar{x})}{\bar{\mu}_n^3 \operatorname{sh}(2\bar{\mu}_n)} d\bar{x} =$$

$$= -\lambda_M 4(T_y - T_o) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\mu}_n) - 1}{\bar{\mu}_n^3 \operatorname{sh}(2\bar{\mu}_n)}$$

(2.122)

Приравняем выражения для q_3 и q_4

$$-\lambda_M \frac{4g_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) - 1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))} = -\lambda_M 4(T_y - T_o) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\mu}_n) - 1}{\bar{\mu}_n^3 \operatorname{sh}(2\bar{\mu}_n)}.$$

Для удобства введем обозначения сумм рядов

$$R6 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\mu}_n) - 1}{\bar{\mu}_n^3 \operatorname{sh}(2\bar{\mu}_n)}; \quad R7 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) - 1}{(2n+1)(\bar{\chi}_n \operatorname{ch}(2\bar{\chi}_n) + \Lambda \operatorname{sh}(2\bar{\chi}_n))}. \quad (2.123)$$

Преобразуем (2.123) в форму, более удобную для счета в программе *MathCad* при больших количествах членов ряда. После несложных математических выкладок имеем

$$R6 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{th\bar{\mu}_n}{\bar{\mu}_n^3}; \quad R7 = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(1 - e^{-2\bar{\chi}_n})^2}{(2n+1)(\bar{\chi}_n + \Lambda + (\bar{\chi}_n + \Lambda)e^{-4\bar{\chi}_n})}. \quad (2.124)$$

Тогда для нахождения разности температур $T_y - T_o$ получим следующее выражение

$$T_y - T_o = \frac{g_y}{\pi} \frac{R7}{R6} = \frac{1}{2\pi} (1 - (1 + 2\Lambda)T_y) \frac{R7}{R6} = \frac{R7(1 - (1 + 2\Lambda)T_y)}{2\pi R6}. \quad (2.125)$$

Ранее, при решении контактной задачи из двух частей для нахождения разности $T_y - T_o$ было получено выражение

$$T_y - T_o = \frac{1 - T_y(1 + 4R1)}{8 \left(\frac{1}{\Lambda} R1 - R2 - R3 \right)}.$$

Приравняв два этих выражения, получим выражения для определения угловой температуры на стыке трех частей

$$T_y = \frac{4\left(\frac{1}{\Lambda} R1 - R2 - R3\right) R7 - \pi R6}{4(1 + 2\Lambda)\left(\frac{1}{\Lambda} R1 - R2 - R3\right) R7 - \pi(1 + 4R1)R6}. \quad (2.126)$$

Найденные зависимости справедливы для случая, когда распределение температуры по стыку ребра с трубой подчинено параболическому закону второй степени. Те же зависимости можно получить и для распределения четвертой степени. Для этого приравняем выражения (2.125) и (2.98), после чего имеем

$$T_{y(4)} = \frac{16\left(\frac{1}{\Lambda} R1 - 3R2 - \frac{6}{\Lambda} R2 + 6R4 + 6R5 - 3R3\right) R7 - 2\pi R6}{16(1 + 2\Lambda)\left(\frac{1}{\Lambda} R1 - 3R2 - \frac{6}{\Lambda} R2 + 6R4 + 6R5 - 3R3\right) R7 - 2\pi(1 + 4R1)R6}. \quad (2.127)$$

Для расчетов использованы следующие данные: толщина ребра и трубы $2\delta = 2$ мм, коэффициенты теплопроводности воды и металла $\lambda_B = 0,63$ и $\lambda_M = 45$; 170 Вт/м·°С, толщина пристеночного температурного слоя $\delta_T = 0,125$ мм, высота межреберного участка трубы $h = 5$ мм. Распределение температуры вдоль стыка ребра с трубой – параболическое второй степени. Количество членов ряда – 1000.

$\lambda_M = 45$ Вт/м·°С: $\Lambda = 0,112$; $T_y = 0,722$; $T_y - T_o = 0,076$, откуда $T_o = 0,646$.

$\lambda_M = 170$ Вт/м·°С: $\Lambda = 0,03$; $T_y = 0,859$; $T_y - T_o = 0,064$, откуда $T_o = 0,795$.

На рисунке 2.19 представлена картина распределения температуры в трех областях контактной задачи при параболическом распределении температуры второй степени вдоль стыка первой и второй части.

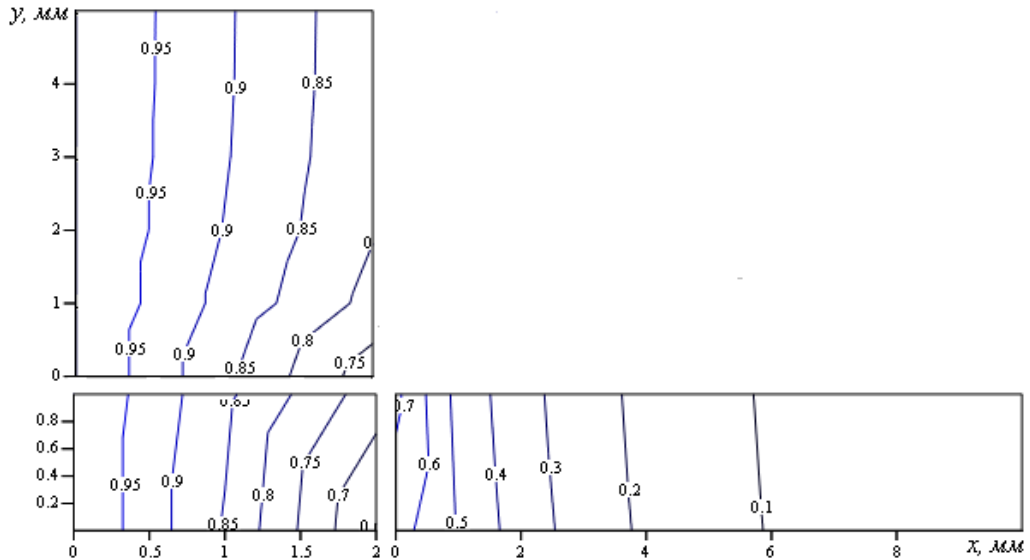


Рисунок 2.19 – Распределение температуры в областях контактной задачи:

$$\lambda_M = 45 \text{ Вт/м} \cdot \text{°С}; \delta = 1 \text{ мм}; h = 5 \text{ мм}$$

При помощи (2.66) находим отток тепла через боковую поверхность ребра

$$q_{\text{бок}} = \frac{\lambda_B}{\delta_T} \int_0^l T(x, \delta) dx = \frac{\lambda_B}{\delta_T} \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cos \bar{v}_n \int_0^l e^{-\bar{v}_n \frac{x}{\delta}} dx = -\frac{\lambda_B \delta}{\delta_T} \sum_{n=0}^{\infty} a_n \left(\frac{e^{-\bar{v}_n \frac{l}{\delta}} - 1}{\bar{v}_n} \right) \cos \bar{v}_n. \quad (2.128)$$

При помощи (2.119) находим отток тепла через межреберную часть трубы

$$\begin{aligned} q_{mp} &= \frac{\lambda_B}{\delta_T} \int_0^h T(2\delta, y) dy = \frac{\lambda_B}{\delta_T} \int_0^h \left(T_y + \frac{4\theta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{sh(2\bar{\chi}_n) \sin(\bar{\chi}_n \bar{y})}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n) + \Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \right) dy = \\ &= \frac{\lambda_B}{\delta_T} \left(T_y h - \frac{4\theta_y}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\delta}{\bar{\chi}_n} \left(\frac{sh(2\bar{\chi}_n)}{(2n+1)(\bar{\chi}_n ch(2\bar{\chi}_n) + \Lambda sh(2\bar{\chi}_n))} \right) \left(\cos\left(\frac{h}{\delta} \bar{\chi}_n\right) - 1 \right) \right). \end{aligned} \quad (2.129)$$

Найденное решение позволило по-новому определить коэффициент передачи тепла через ребристую поверхность с учетом, как толщины трубы, так и толщины ребра. Сравнение с ранее полученными результатами показало, что для миллиметровых толщин это влияние несущественно. Осреднение температуры поперек ребра вполне надежно при толщинах в несколько миллиметров.

2.4 Разностная задача для определения эффективности оребрения внутренней поверхности для теплопередачи через неподвижную кольцевую среду

Имеются две цилиндрические поверхности (трубы) с радиусами R_1 и R_2 , причем $R_1 < R_2$ (Рисунок 2.20). Внешняя поверхность внутренней трубы имеет n симметрично расположенных рёбер высотой l и толщиной 2δ . Внутренняя поверхность внутренней трубы имеет установившуюся температуру $T_1 = 1$, внешняя поверхность внешней трубы имеет соответственно установившуюся температуру $T_2 = 0$. Необходимо определить: а) распределение температуры в неподвижной кольцевой среде (вода) с коэффициентом теплопроводности λ_B ; б) тепловой поток от внутренней трубы к внешней и сравнить со случаем, когда поверхность внутренней трубы не оребрена.

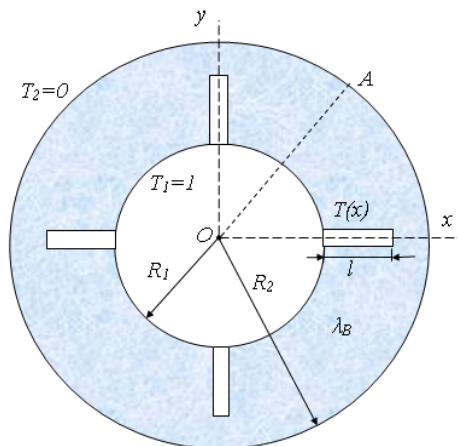


Рисунок 2.20 – Теплопередача через неподвижную кольцевую среду

Так как температуры у поверхностей труб постоянны, то имеем дело со стационарным процессом теплопроводности. При заданных условиях температура будет меняться вдоль осей Ox и Oy . В рассматриваемом случае удобнее работать не с декартовыми координатами (x, y) , а с полярными (r, φ) .

Так как рассматриваемая область задачи представляет собой окружность, то на этой окружности можно выделить элемент симметрии OAx , далее именуемый

как область задачи, и будем работать с элементом. На рассматриваемую область задачи нанесем разностную сетку (Рисунок 2.21), т.е. заменим область непрерывного изменения аргументов искомой функции T некоторым конечным множеством точек в этой области [151–155].

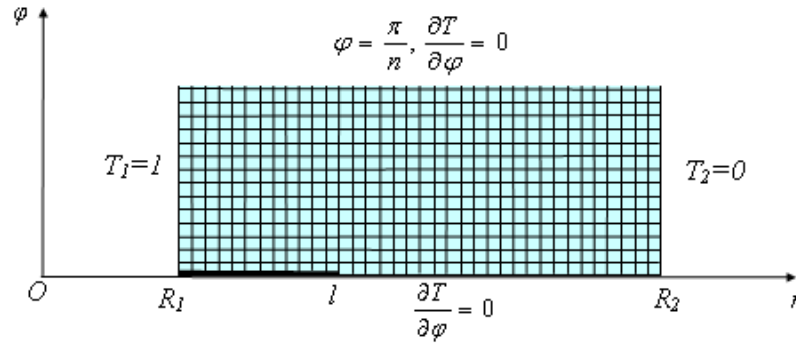


Рисунок 2.21 – Разностная сетка области задачи

Обозначим через n_φ и n_r число ячеек по осям Or и $O\varphi$ соответственно. Тогда шаги сетки по этим осям можно выразить: $\Delta\varphi = \frac{\pi}{nn_\varphi}$, $\Delta r = \frac{R_2 - R_1}{n_r}$. Высоту ребра можно определить как $l = n_r \Delta r$. Координаты любой точки на плоскости рисунка (r, φ) определяются соотношениями: $r_i = R_1 + i\Delta r$, где $0 \leq i \leq n_r$; $\varphi_j = j\Delta\varphi$, где $0 \leq j \leq n_\varphi$. Нумерацию узлов сетки выбираем слева направо для оси Or и снизу вверх для оси $O\varphi$.

Таким образом, решение исходной задачи сводится к нахождению таблицы числовых значений функции $T(r, \varphi)$ в узлах сетки, т.е. вместо функции $T(r, \varphi)$ ищем функцию $T(r_i, \varphi_j)$, обозначим ее $T_{i,j} = T(r_i, \varphi_j)$.

Сеточные уравнения для внутренних точек области, для верхней и нижней границ области, а также для ребра будут получены из балансовых соотношений для узлов сетки.

Рассмотрим балансовые соотношения для узлов сетки внутренней области задачи, где $i = 1, 2, \dots, n_r - 1$; $j = 1, 2, \dots, n_\varphi - 1$.

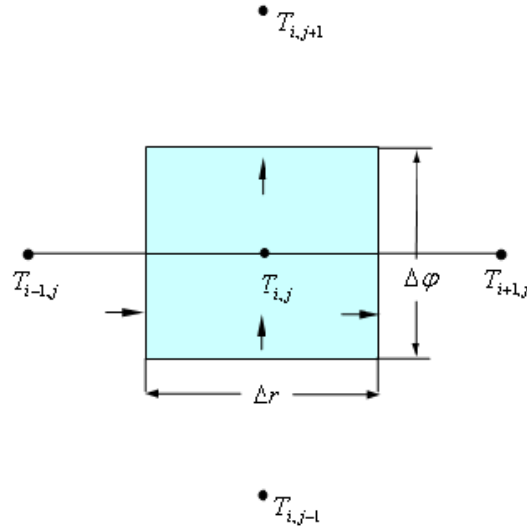


Рисунок 2.22 – Ячейка сеточного узла внутренней области задачи

Для установившегося распределения балансовые соотношения потоков тепла вдоль оси Or и $O\varphi$ записываются в виде

$$\lambda_B \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta \varphi \frac{T_{i-1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j-1} - T_{i,j}}{r_i \Delta \varphi} = \lambda_B \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta \varphi \frac{T_{i,j} - T_{i+1,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j} - T_{i,j+1}}{r_i \Delta \varphi};$$

$$r_i \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi^2}{\Delta r^2} (T_{i-1,j} - T_{i,j}) + T_{i,j-1} - T_{i,j} = r_i \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi^2}{\Delta r^2} (T_{i,j} - T_{i+1,j}) + T_{i,j} - T_{i,j+1}. \quad (2.130)$$

Введем обозначения

$$a l_i = r_i \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi^2}{\Delta r^2}; \quad a p_i = r_i \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi^2}{\Delta r^2}. \quad (2.131)$$

Тогда имеем

$$a l_i T_{i-1,j} + (T_{i,j-1} - (2 + a l_i + a p_i) T_{i,j} + T_{i,j+1}) + a p_i T_{i+1,j} = 0. \quad (2.132)$$

Уравнение (2.132) представляет собой сеточное уравнение для внутренних точек области задачи.

Область задачи, помимо внутренних точек, включает и граничные условия. Граничное условие на верхней границе области ($j = n_\varphi$) получим из условия баланса для ячейки сеточного узла размером Δr на $\Delta\varphi/2$ (Рисунок 2.23).

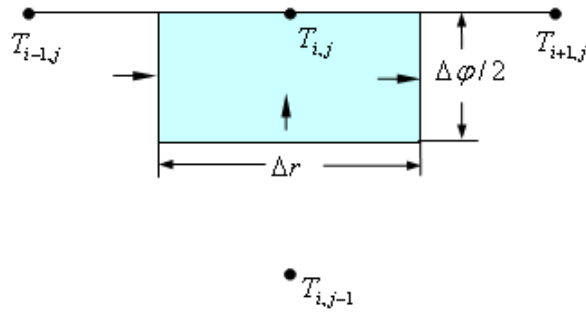


Рисунок 2.23 – Ячейка сеточного узла на верхней границе области задачи

Для установившегося распределения имеем

$$\lambda_B \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta\varphi}{2} \frac{T_{i-1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j-1} - T_{i,j}}{r_i \Delta\varphi} = \lambda_B \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta\varphi}{2} \frac{T_{i,j} - T_{i+1,j}}{\Delta r};$$

$$r_i \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta\varphi^2}{\Delta r^2} (T_{i-1,j} - T_{i,j}) + 2(T_{i,j-1} - T_{i,j}) = r_i \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta\varphi^2}{\Delta r^2} (T_{i,j} - T_{i+1,j}). \quad (2.133)$$

Сеточное уравнение для точек на верхней границе

$$a_l T_{i-1,j} + (2T_{i,j-1} - (2 + a_l + a_p) T_{i,j}) + a_p T_{i+1,j} = 0. \quad (2.134)$$

Уравнения (2.132) и (2.134) имеют сходную структуру, что значительно упрощает реализацию метода матричной прогонки при расчетах.

При получении сеточного уравнения для ребра на нижней границе ($i < n_l$, $j = 0$) продольный поток тепла в ячейке (вдоль оси Or), состоящей из куска металла ребра и водной среды, учитывается лишь по ребру (Рисунок 2.24), так как $\lambda_M \gg \lambda_B$.

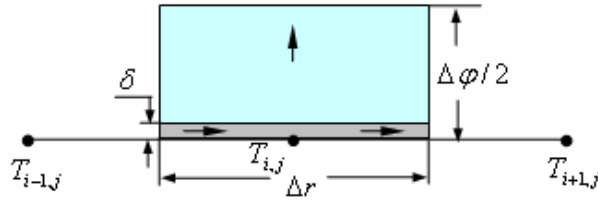
• $T_{i,j+1}$ 

Рисунок 2.24 – Ячейка сеточного узла на нижней границе области ребра

Балансовые соотношения записываются в виде

$$\lambda_M \delta \frac{T_{i-1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} = \lambda_M \delta \frac{T_{i,j} - T_{i+1,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j} - T_{i,j+1}}{r_i \Delta \varphi};$$

$$\frac{\lambda_M \delta r_i \Delta \varphi}{\lambda_B \Delta r^2} (T_{i-1,j} - T_{i,j}) = \frac{\lambda_M \delta r_i \Delta \varphi}{\lambda_B \Delta r^2} (T_{i,j} - T_{i+1,j}) + T_{i,j} - T_{i,j+1}. \quad (2.135)$$

Введем обозначение

$$d_i = \frac{\lambda_M \delta r_i \Delta \varphi}{\lambda_B \Delta r^2}. \quad (2.136)$$

Сеточное уравнение для ребра

$$d_i T_{i-1,j} + (-(1 + 2d_i) T_{i,j} + T_{i,j+1}) + d_i T_{i+1,j} = 0. \quad (2.137)$$

Граничное условие на торцевой поверхности ребра получаем также из условия баланса потоков тепла для ячейки сеточного узла $i = n_l, j = 0$ (Рисунок 2.25).

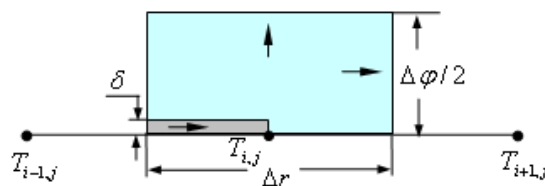
• $T_{i,j+1}$ 

Рисунок 2.25 – Ячейка сеточного узла для торцевой поверхности ребра

Балансовые соотношения

$$\lambda_M \delta \frac{T_{i-1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} = \lambda_B \frac{r_i \Delta \varphi}{2} \frac{T_{i,j} - T_{i+1,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j} - T_{i,j+1}}{r_i \Delta \varphi};$$

$$\frac{\lambda_M \delta r_i \Delta \varphi}{\lambda_B \Delta r^2} (T_{i-1,j} - T_{i,j}) = \frac{r_i^2 \Delta \varphi^2}{2 \Delta r^2} (T_{i,j} - T_{i+1,j}) + T_{i,j} - T_{i,j+1}. \quad (2.138)$$

Обозначив $ar_i = \frac{1}{2} r_i^2 \frac{\Delta \varphi^2}{\Delta r^2}$, и учитывая ранее введенные обозначения, получим сеточное уравнение для торцевой поверхности ребра на нижней границе области задачи

$$d_i T_{i-1,j} + (-(1 + d_i + ar_i) T_{i,j} + T_{i,j+1}) + ar_i T_{i+1,j} = 0. \quad (2.139)$$

Остается получить уравнение для нижней границы вне ребра ($i > n_l, j = 0$), для чего, как и ранее записываем баланс потоков тепла для ячейки сеточного узла на нижней границе области вне ребра (Рисунок 2.26).

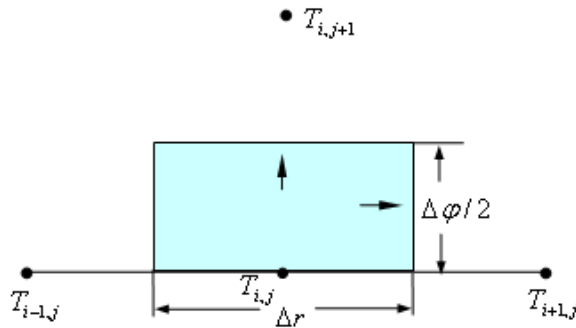


Рисунок 2.26 – Ячейка сеточного узла на нижней границе области вне ребра

$$\lambda_B \left(r_i - \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi}{2} \frac{T_{i-1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} = \lambda_B \left(r_i + \frac{\Delta r}{2} \right) \frac{\Delta \varphi}{2} \frac{T_{i,j} - T_{i+1,j}}{\Delta r} + \lambda_B \Delta r \frac{T_{i,j} - T_{i,j+1}}{r_i \Delta \varphi}. \quad (2.140)$$

Сеточное уравнение

$$al_i T_{i-1,j} + (-(2 + al_i + ap_i) T_{i,j} + 2T_{i,j+1}) + ap_i T_{i+1,j} = 0. \quad (2.141)$$

Теперь все граничные условия выписаны, выписаны и уравнения для внутренних точек. Все эти уравнения имеют одинаковую структуру.

Для нахождения значений температур во всех узлах сеточной области использован метод матричной прогонки, реализованный в программе MathCad. Рассчитанные значения температур в узлах сеточной области приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Температура в узлах сеточной области задачи

$T_{i,j}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0,994	0,988	0,982	0,977	0,971	0,966	0,961	0,956	0,952	0,948
1	0,991	0,982	0,973	0,964	0,954	0,944	0,934	0,922	0,908	0,891
2	0,988	0,976	0,964	0,951	0,938	0,924	0,909	0,891	0,871	0,846
3	0,985	0,971	0,956	0,940	0,924	0,906	0,887	0,865	0,841	0,812
4	0,983	0,966	0,949	0,931	0,912	0,891	0,869	0,845	0,818	0,788
5	0,981	0,962	0,943	0,923	0,902	0,880	0,856	0,830	0,801	0,770
6	0,980	0,960	0,939	0,918	0,896	0,872	0,847	0,819	0,790	0,758
7	0,979	0,958	0,937	0,915	0,892	0,867	0,841	0,813	0,783	0,752
8	0,979	0,957	0,936	0,914	0,890	0,866	0,839	0,811	0,781	0,749
$T_{i,j}$	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	0,945	0,943	0,809	0,720	0,650	0,590	0,536	0,485	0,437	0,392
1	0,868	0,832	0,767	0,701	0,641	0,585	0,532	0,483	0,436	0,391
2	0,816	0,777	0,728	0,676	0,625	0,574	0,525	0,478	0,432	0,388
3	0,780	0,742	0,699	0,654	0,608	0,562	0,516	0,471	0,427	0,384
4	0,754	0,718	0,678	0,636	0,594	0,550	0,507	0,464	0,421	0,380
5	0,737	0,701	0,663	0,623	0,582	0,541	0,499	0,458	0,417	0,376
6	0,725	0,689	0,652	0,614	0,574	0,534	0,494	0,453	0,413	0,373
7	0,718	0,683	0,646	0,608	0,569	0,530	0,490	0,450	0,410	0,371
8	0,716	0,681	0,644	0,606	0,568	0,529	0,489	0,449	0,410	0,370

Продолжение таблицы 2.6

$T_{i,j}$	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0	0,348	0,305	0,264	0,224	0,185	0,146	0,109	0,072	0,036	0
1	0,347	0,305	0,264	0,224	0,184	0,146	0,109	0,072	0,036	0
2	0,345	0,303	0,262	0,223	0,184	0,146	0,108	0,071	0,035	0
3	0,342	0,301	0,261	0,221	0,183	0,145	0,108	0,071	0,035	0
4	0,339	0,298	0,259	0,220	0,181	0,144	0,107	0,071	0,035	0
5	0,336	0,296	0,257	0,218	0,180	0,143	0,106	0,070	0,035	0
6	0,333	0,294	0,255	0,217	0,179	0,142	0,106	0,070	0,035	0
7	0,332	0,293	0,254	0,216	0,179	0,142	0,106	0,070	0,035	0
8	0,331	0,292	0,254	0,216	0,179	0,142	0,105	0,070	0,035	0

Входной поток тепла через внутреннюю трубу с ребрами в кольцевой зазор определяется согласно формуле

$$q_{\text{вход}} = 2n\lambda_B \left(R_1 + \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta\varphi \left(\sum_{j=1}^{n\varphi-1} (1 - T_{j,1}) + \frac{1}{2}(1 - T_{n\varphi,1}) + \frac{\lambda_M \delta}{\lambda_B \left(R_1 + \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta\varphi} (1 - T_{0,1}) \right). \quad (2.142)$$

Выходной поток тепла через внешнюю трубу

$$q_{\text{вых}} = 2n\lambda_B \left(R_2 - \frac{\Delta r}{2} \right) \Delta\varphi \left(\sum_{j=1}^{n\varphi-1} T_{j,nr-1} + \frac{1}{2}T_{0,nr-1} + \frac{1}{2}T_{n\varphi,nr-1} \right). \quad (2.143)$$

Расчеты производились для фиксированных значений сеточных шагов Δr и $\Delta\varphi$, а число шагов n_l менялось так, чтобы высоты ребер принимали значения 24; 21; ...; 3 мм. Полученные значения потоков тепла сравнивались с тем потоком, который имел бы место при отсутствии ребер.

$$q_{\text{без ребер}} = \frac{\pi \lambda_B}{n \ln \left(\frac{R_2}{R_1} \right)}. \quad (2.144)$$

За эффективность оребрения можно принять относительное увеличение потока тепла через неподвижную кольцевую среду в кольцевом зазоре с ребрами к потоку при отсутствии ребер

$$Eff = \frac{q_{\text{вых}}}{q_{\text{безребер}}}. \quad (2.145)$$

В таблице 2.7 приведены значения прироста потока тепла через неподвижную кольцевую среду для разных вариантов высоты ребер в количестве 8, 12, 16, 24 и 32 штук.

Таблица 2.7 – Прирост потока тепла через неподвижную кольцевую среду в зависимости от высоты ребра

Высота ребра $l, \text{мм}$	Количество ребер				
	8	12	16	24	32
3	1,033	1,046	1,058	1,079	1,095
6	1,105	1,145	1,178	1,225	1,256
9	1,205	1,279	1,336	1,410	1,456
12	1,330	1,446	1,531	1,640	1,707
15	1,482	1,650	1,773	1,933	2,032
18	1,664	1,902	2,079	2,318	2,471
21	1,889	2,221	2,480	2,849	3,097

Как видно из таблицы, наличие оребрения позволяет увеличить прирост теплового потока через неподвижную среду до нескольких раз (до 3-х раз при наличии 32 ребер).

Необходимо отметить, что результаты расчетов, полученные при применении метода конечных разностей в сочетании с методом матричной прогонки,

вполне согласуются с результатами, представленными в предыдущих разделах главы, что говорит об эффективности применения данного метода при решении различных задач теплопередачи.

Выводы по второй главе

1. Изучен способ интенсификации теплообмена продольным оребрением скважинных теплообменников. Для оценки эффективности оребрения разработана математическая модель, описывающая процесс теплообмена между потоками в трубе и коаксиальном зазоре скважинного теплообменника. Прирост передачи тепла рассчитан введением внутреннего и внешнего температурного пристеночного слоя, толщины которых зависят от числа Нуссельта для трубы и для кольца.

2. Проведены многовариантные расчеты увеличения потока тепла при продольном оребрении. Установлена зависимость от числа и высоты ребер, скорости потока для случаев стальной, алюминиевой и медной конструкций теплообменника. Продольным оребрением передачу тепла в скважинных теплообменниках можно увеличить до нескольких раз (наличие 32 ребер толщиной 2 мм на трубчатой стальной теплопередающей поверхности, может привести к приросту теплового потока до 3-х раз); такое оребрение более эффективно при малых скоростях потока жидкости; с увеличением числа ребер отвод тепла растет пропорционально их числу, однако увеличивается гидравлическое сопротивление. Полученные данные позволяют подобрать рациональные конструктивные параметры ребристой теплопередающей поверхности.

3. Разработана методика, позволяющая рассчитывать перепад давления при движении потока по кольцевому сечению с ребрами. Приведены зависимости приведенного перепада давления от высоты ребер для различного их числа, при большом их количестве рост перепада давления значителен.

4. Сформулирован критерий оптимальности выбора параметров оребренного скважинного теплообменника. За критерий принят максимум отношения

приведенного теплового потока к приведенному дебиту скважины. Эти отношения подсчитаны для стальной и медной конструкций скважинного теплообменника.

5. Рассмотрено применение метода Фурье для расчета теплопередачи через оребренную поверхность. Рассмотрена общая двумерная задача установившегося распределения температуры. Учитывается как толщина ребра и изменение температуры поперек ребра, так и толщина трубы, и изменение температуры, как по радиусу, так и по окружности трубы. Сравнение с ранее полученными результатами показало, что для миллиметровых толщин влияние изменения температуры поперек ребра и трубы несущественно.

6. Приведена разностная задача для определения эффективности оребрения внутренней поверхности для теплопередачи через покоящуюся среду в кольцевом зазоре с ребрами. Расчеты показали, что оребрение способствует приросту теплового потока через покоящуюся водную среду в кольцевом зазоре скважинного теплообменника до нескольких раз. Метод конечных разностей в сочетании с методом матричной прогонки можно с успехом применять для определения характеристик теплообменников.

Основные результаты главы 2 опубликованы в [119, 136–139, 141, 142].

ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНО-ПРЕДКАВКАЗСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА

Технологии на основе геотермальной энергии являются важной составляющей в освоении возобновляемых энергетических ресурсов [156–165]. Такие технологии успешно конкурируют с другими способами получения энергии. Повышения эффективности освоения геотермальных энергоресурсов разного потенциала можно добиться комплексным их освоением с применением более совершенных конструкций оборудования. В таблице 3.1 приведены области предпочтительного использования ресурсов [1].

Таблица 3.1 – Области использования гидрогеотермальных ресурсов ВПАБ

Низкотемпературные (20–60 °С) (низкопотенциальные)	Среднетемпературные (61–100 °С) (среднепотенциальные)	Высокотемпературные (101–220 °С) (высокопотенциальные)
Низкотемпературное теплоснабжение Теплонасосное теплоснабжение Горячее водоснабжение Питьевое водоснабжение Техническое водоснабжение Орошение агрокультур	Теплоснабжение Выработка электроэнергии на бинарных ГеоЭС Выработка электроэнергии на геотермально-парогазовых энергоустановках Использование в энергобиологических комплексах (ЭБК)	Теплоснабжение Выработка электроэнергии на бинарных ГеоЭС Извлечение растворенных химических компонентов (карбонат лития, пищевая соль, карбонат кальция и др.) Использование в ЭБК

В ближайшей перспективе наиболее оптимальным является освоение части

этих ресурсов с использованием простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях, их в Северо-Кавказском регионе насчитывается до 2000.

3.1 Комплексное освоение низкопотенциальных термальных вод

Наиболее изученными водами ВПАБ являются низкопотенциальные воды (НПВ) верхнего плиоценового гидрогеотермического этажа. Наиболее водообильными и перспективными для освоения являются акчагыльские и апшеронские водоносные горизонты. На территории ВПАБ эти горизонты представлены регионально выдержанными песчаными, песчано-галечниковыми и песчано-глинистыми отложениями. Проведена прогнозная оценка геотермальных ресурсов ВПАБ разного потенциала, и в частности оценены прогнозные ресурсы низкопотенциальных вод апшеронских отложений для случая их форсированного отбора с максимальным понижением уровней в скважинах до кровли водоносных горизонтов и сроке эксплуатации скважин в 50 лет. Карта прогнозных ресурсов приведена на рисунке 3.1.

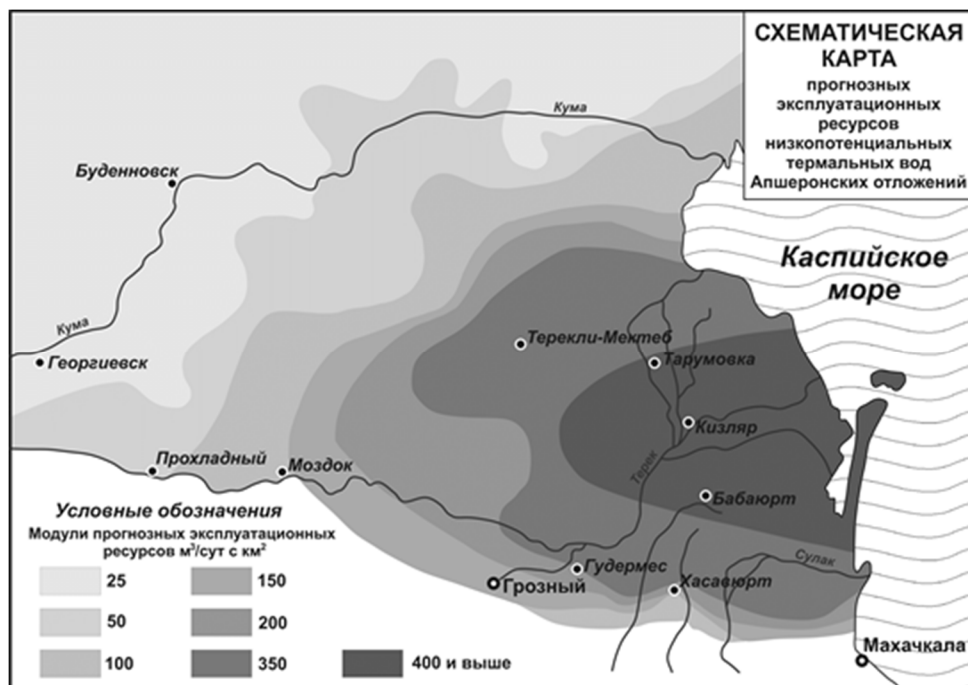


Рисунок 3.1 – Карта прогнозных ресурсов низкопотенциальных вод апшеронских отложений [1]

В пределах бассейна имеется значительное количество скважин, пробуренных на самоизливающие воды с температурой 20–60 °С и минерализацией 1–3 г/л. По разным оценкам количество скважин в регионе на добычу низкотемпературных вод составляет от 7000 до 10000. В настоящее время многие из них по разным причинам выведены из эксплуатации.

Низкопотенциальные термальные воды ВПАБ являются единственным источником водоснабжения для значительного числа потребителей Северо-Кавказского региона. Эти воды эксплуатируются неэффективно, полноценно используется лишь 20 % выведенных ресурсов [167,168]. Бесконтрольная эксплуатация скважин привела к заболачиванию больших территорий вокруг них, истощению ресурсов вод и ухудшению их качества. Проведена типизация НПВ и установлены загрязнители, из которых самыми токсичными являются соединения мышьяка [6]. Детально изучен состав органических компонентов в термальных водах, наиболее опасные из них – летучие фенолы и гумусовые кислоты. Эти воды никак не используются и на теплоэнергетические цели. Основная причина состоит в том, что температура таких вод недостаточна для теплоснабжения.

Высокая экономическая эффективность низкопотенциальных геотермальных ресурсов достигается при комплексном их освоении с использованием теплового потенциала на энергетические нужды, а самой воды на различные водохозяйственные цели.

3.1.1 Технологии комплексного освоения низкопотенциальных термальных вод

Эффективное освоение низкопотенциальных термальных вод с применением новых комплексных технологий позволит решить проблемы теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также питьевого и технического водоснабжения. В комплексных системах достигается максимальное использование продукции термальных артезианских скважин.

Использование теплонасосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения имеет широкие перспективы в России [50–52,89,168,169]. Особенно большие перспективы имеет республика Дагестан, располагающая огромными ресурсами низкопотенциальных термальных вод, большим количеством готовых к эксплуатации геотермальных скважин, неограниченными ресурсами низкопотенциального тепла морской воды и электроэнергией, вырабатываемой на ГЭС [6,15]. Только на Махачкалинском месторождении скважин, пробуренных на артезианские воды с температурой 50–60 °С, насчитывается более трех десятков. Минерализация воды большинства скважин не превышает 1–3 г/л. В настоящее время многие из них выведены из эксплуатации. Реализация перспективных технологий комплексного освоения энергетического потенциала этих вод позволит решить проблемы тепло- и водоснабжения местного населения.

При разработке геотермальных систем теплоснабжения необходимо обеспечивать максимальное значение коэффициента эффективности использования термоводозабора $\eta_{геот}$, который представляет собой отношение фактически используемого в течение года теплового потенциала скважины к максимальному количеству тепла, которое можно получить при круглогодичной эксплуатации скважины на дебите, соответствующем эксплуатационным запасам и срабатыванию температуры отработанной воды до условной температуры. Значение коэффициента $\eta_{геот}$ колеблется в следующих пределах: отопление 0,05–0,34; горячее водоснабжение 0,70–0,92 [14].

На рисунке 3.2 приведена разработанная технологическая схема [167] для освоения ресурсного потенциала простаивающих скважин при температуре термальной воды близкой к 60 °С.

В отопительный период тепловой потенциал воды используется в системе низкотемпературного напольного отопления и для нагрева воды в системе горячего водоснабжения. Охлажденная в теплообменниках вода поступает на блок химводоочистки, и далее на потребление. В межотопительный период часть термальной воды из скважины, которая использовалась в системе напольного отопления, поступает в скважины-теплообменники для восстановления теплового поля вокруг

них. В отопительный период тепло, аккумулированное в горной породе, используется в системе напольного отопления с тепловым насосом.

Для использования воды в целях водоснабжения необходимо довести ее качество до кондиций питьевой воды на различных блоках химической водоочистки, конструктивные и технологические особенности которых формируются в зависимости от качества исходной воды.

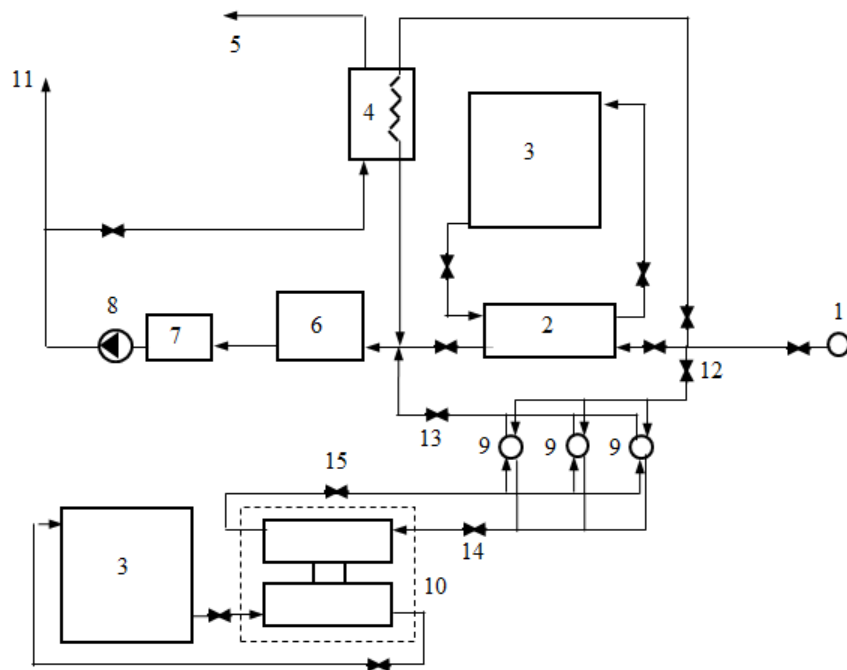


Рисунок 3.2 – Система геотермального тепло- и водоснабжения:

1 – геотермальная скважина; 2 – теплообменник; 3 – система низкотемпературного напольного отопления; 4 – теплоизолированный бак-аккумулятор; 5 – на горячее водоснабжение; 6 – блок химводоочистки; 7 – резервуар чистой воды; 8 – насосная станция; 9 – теплоаккумулирующие скважины; 10 – тепловой насос; 11 – на холодное водоснабжение; 12; 13; 14; 15 – вентили

При температуре термальной воды ниже 60 °С более предпочтительна система на рисунке 3.3 [1]. В отопительный период задвижки 13 и 14 в системе закрыты и вся термальная вода из скважины поступает на первый тепловой

насос (ТН). Охлажденная в испарителе ТН вода поступает на блок химической водоочистки и далее направляется на холодное водоснабжение. В отопительный период работает и второй ТН с отбором тепла с горной породы вокруг скважин-теплообменников. В межотопительный период задвижки 12, 15, 16 и 17 закрываются и открываются задвижки 13 и 14, вода из скважины поступает в скважины-теплообменники, где, отдавая тепло горной породе вокруг скважины, охлаждается и далее поступает на блок химводоочистки.

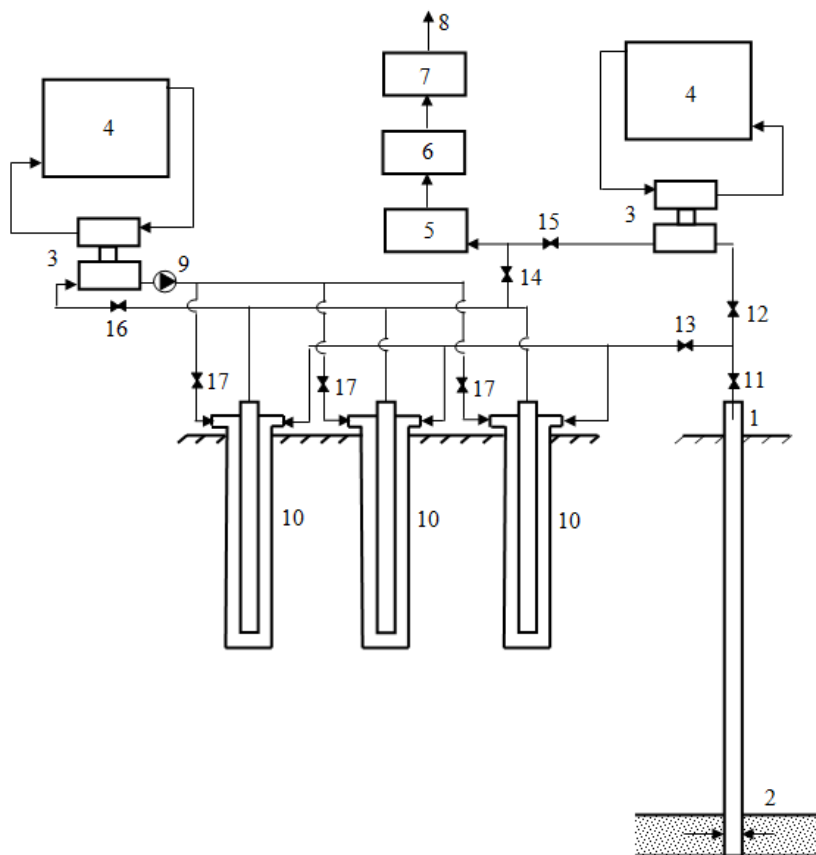


Рисунок 3.3 – Система комплексного освоения низкопотенциальных термальных вод:

1 – скважина; 2 – эксплуатируемый горизонт; 3 – тепловой насос; 4 – система отопления; 5 – блок химводоочистки; 6 – резервуар чистой воды; 7 – насосная станция; 8 – на водоснабжение; 9 – циркуляционный насос; 10 – скважины-теплообменники; 11 – устьевая задвижка; 12-17 – задвижки

Разработанные системы позволяют максимальным образом использовать ресурсный потенциал термальной скважины и эксплуатировать ее круглогодично с приближением значения η_{geom} к коэффициенту для горячего водоснабжения. Кроме того, при использовании термальной воды на горячее водоснабжение и на другие потребительские нужды, помимо замещения традиционного топлива достигается дополнительный эффект за счет экономии водопроводной или технической воды.

Наиболее передовыми являются технологические системы комплексного освоения теплового и водоресурсного потенциалов низкопотенциальных термальных вод с использованием теплонасосных технологий (ТСТ) и их последующей очисткой от загрязнителей на блоках химводоочистки. Широкое внедрение в Северо-Кавказском регионе геотермальных ТСТ позволит: вовлечь в хозяйственный оборот значительные ресурсы низкопотенциальных термальных вод; повысить температуру потребляемого теплоносителя, сохраняя приемлемую экономическую эффективность использования установок; расширить возможные пределы использования ТНУ в различных секторах экономики за счет увеличения температурного интервала потребляемой воды; получить существенную экономию органического топлива; улучшить экологическую обстановку в регионе и условия жизни значительной части населения.

3.2 Технологии освоения среднепотенциальных термальных вод

В пределах ВПАБ имеются значительные ресурсы среднепотенциальных термальных вод, которые используются крайне неэффективно. На геотермальных месторождениях скважины, добывающие такие воды, эксплуатируются только в холодное время для отопления различных объектов, а многие скважины находятся в консервации и не эксплуатируются из-за отсутствия потребителя. Эффективное освоение геотермальных ресурсов среднего потенциала является одной из важных проблем геотермальной энергетики. Для решения этой проблемы необходимо создание новых высокоэффективных технологий.

3.2.1 Использование среднепотенциальных гидрогеотермальных ресурсов в бинарных ГеоЭС

Рассмотрена возможность вовлечения среднепотенциальных геотермальных ресурсов для получения электроэнергии в бинарных ГеоЭС. В таблице 3.2 приведены технологические параметры ГеоЭС, рассчитанные для гидрогеолого-геотермических условий Тернаирского геотермального месторождения [170].

Таблица 3.2 – Технологические параметры ГеоЭС (Тернаирское месторождение)

Дебит ГЦС, кг/с	Расстояние между скважинами, м	Давление нагнетания, МПа	Общая мощность ГеоЭС, кВт	Мощность нагнетательного насоса, кВт	Полезная мощность ГеоЭС, кВт
Температура термальной воды $T_T = 80\text{ }^\circ\text{C}$					
4	343	Режим СЦС	16,4	0	16,4
5	384	0,063	20,5	3,2	17,3
10	542	0,6	40,9	6,2	34,7
14	641	1,25	57,3	17,9	39,4
20	767	2,59	81,8	53,0	28,8
24	840	3,73	98,2	91,7	6,5
25	857	4,05	102,3	103,6	0
Температура термальной воды $T_T = 100\text{ }^\circ\text{C}$					
7	455	Режим СЦС	72,6	0	72,6
8	487	0,087	83,0	0,7	82,3
23	826	3,18	238,5	75,5	163,0
35	1018	7,77	363,0	280,2	82,8
39	1075	9,73	404,4	391,4	13,0
40	1089	10,3	414,8	423,2	0

Из данных таблицы видно, что в зависимости от начальной температуры термальной воды максимальная полезная мощность бинарной ГеоЭС с контуром геотермальной циркуляционной системы составляет всего 39...163 кВт, что свиде-

тельствует о неэффективности использования среднепотенциальных вод для выработки электроэнергии в ГеоЭС с обратной закачкой. Методика расчета таких установок приведена в [14].

С увеличением расхода в ГЦС мощность нагнетательной насосной станции растет быстрее мощности ГеоЭС и с определенного небольшого расхода начинает превосходить мощность ГеоЭС. При малых расходах циркуляционная система еще работает в режиме самоциркуляционной системы. Для увеличения полезной мощности ГеоЭС необходимо снижать затраты энергии на закачку отработанного теплоносителя обратно в пласт. Этого можно достичь увеличением диаметров скважин в ГЦС и улучшением фильтрационных характеристик в призабойных зонах скважин.

Параметры ГеоЭС, соответствующие максимальной полезной мощности при различных диаметрах скважин ГЦС, приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Оптимальные параметры ГеоЭС при различных диаметрах скважин (Тернаирское месторождение)

Параметр	Диаметры скважин ГЦС, м				
	0,122	0,129	0,150	0,198	0,251
Расход ГЦС, кг/с	$\frac{14}{23}$	$\frac{16}{26}$	$\frac{23}{36}$	$\frac{37}{63}$	$\frac{51}{95}$
Расстояние между скважинами, м	$\frac{641}{826}$	$\frac{686}{878}$	$\frac{823}{1033}$	$\frac{1043}{1366}$	$\frac{1225}{1678}$
Давление нагнетания, МПа	$\frac{1,25}{3,18}$	$\frac{1,3}{3,2}$	$\frac{1,49}{3,27}$	$\frac{1,52}{3,51}$	$\frac{1,6}{3,8}$
Общая мощность энергоустановки, кВт	$\frac{57,3}{238,5}$	$\frac{65,4}{269,7}$	$\frac{94,1}{373,4}$	$\frac{151,4}{653,1}$	$\frac{208,5}{985,2}$
Мощность нагнетательной станции, кВт	$\frac{17,9}{75,5}$	$\frac{21,3}{85,7}$	$\frac{35,1}{121,4}$	$\frac{57,6}{228,1}$	$\frac{83,5}{372,2}$
Максимальная полезная мощность энергоустановки, кВт	$\frac{39,4}{163}$	$\frac{44,1}{184}$	$\frac{59}{252}$	$\frac{93,8}{425}$	$\frac{125}{613}$

В числителе приведены значения параметров при температуре термальной воды 80 °С, в знаменателе – при 100 °С. Увеличение диаметров скважин с 0,122 до 0,251 м приводит к увеличению полезной мощности более чем в 3 раза.

Необходимо отметить, что с увеличением диаметров скважин увеличиваются и капитальные затраты на бурение, которые являются наиболее весомыми в общих затратах. В этих условиях, в зависимости от горно-проходческих условий места строительства скважин, возникает оптимизационная задача по определению оптимальных диаметров скважин, соответствующие минимуму затрат на единицу полезной мощности.

Приведенные в таблицах данные расчетов свидетельствует о неэффективности прямого использования среднепотенциальных термальных вод для получения электроэнергии в бинарных ГеоЭС. Получение больших мощностей в таких энергоустановках требует увеличения расхода термальной воды. С увеличением расхода в ГЦС при обратной закачке отработанного теплоносителя мощность нагнетательной насосной станции растет быстрее мощности ГеоЭС и с определенного небольшого расхода начинает превосходить мощность ГеоЭС (Таблица 3.2). Сбрасывание на поверхность отработанных термальных вод без обратной закачки приведет к значительному ухудшению экологической обстановки на прилегающей территории, так как воды среднего энергетического потенциала, как правило, являются минерализованными водами (5–35 г/л) с содержанием различных загрязняющих компонентов. Все это свидетельствует о неэффективности прямого использования термальных вод с температурой 80–100 °С для получения электроэнергии.

3.2.2 Комбинированные геотермально-парогазовые энергетические установки

Эффективное освоение гидрогеотермальных ресурсов с температурой 80..100 °С можно осуществить в комбинированных геотермально-парогазовых энергетических системах, включающих бинарную ГеоЭС и газотурбинную электростанцию.

тростанцию и имеющих преимущества и возобновляемых источников и ископаемых топлив [170,171]. В ГПЭС тепло термальной воды и выхлопных газов ГТЭС используется для поддержания энергетических характеристик низкокипящего рабочего агента, циркулирующего в контуре ГеоЭС.

В зависимости от температуры и расхода термальной воды и энергетических характеристик выхлопных газов ГТЭС возможны различные варианты нагрева и испарения низкокипящего рабочего агента, циркулирующего во вторичном контуре бинарной ГеоЭС. Т, S-диаграммы цикла геотермально-парогазовой установки приведены на рисунке 3.4.

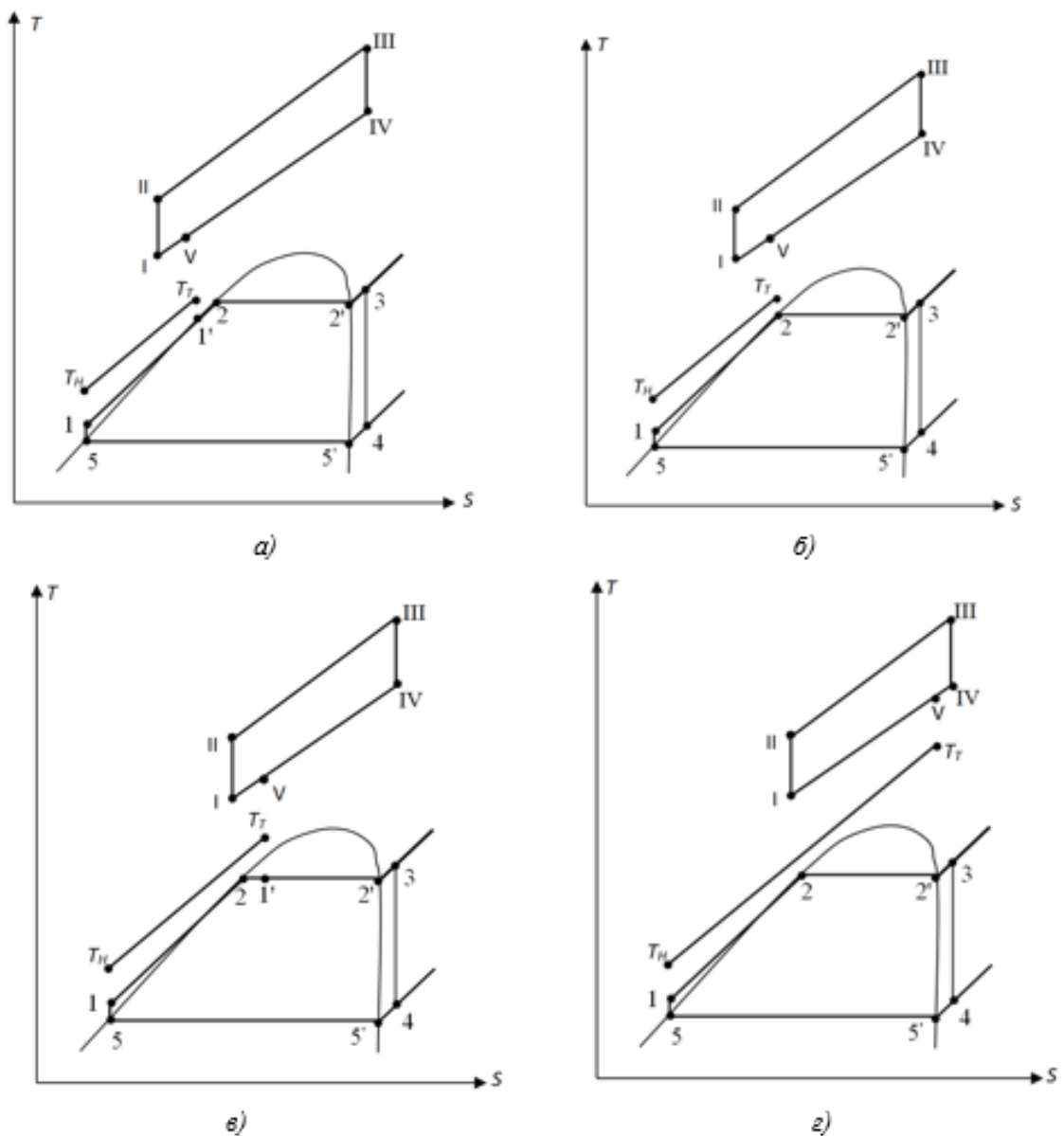


Рисунок 3.4 – Т, S-диаграммы цикла геотермально-парогазовой установки

Вариант **а**. Нагрев рабочего агента до определенной температуры за счет термальной воды и дальнейший нагрев, испарение и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС (Рисунок 3.4 *а*);

Вариант **б**. Нагрев рабочего агента до температуры испарения за счет термальной воды и дальнейшее испарение и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС (Рисунок 3.4 *б*);

Вариант **в**. Нагрев и частичное испарение рабочего агента за счет термальной воды и дальнейшее испарение, и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС (Рисунок 3.4 *в*);

Вариант **г**. Нагрев и полное испарение рабочего агента за счет термальной воды, а перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС (Рисунок 3.4 *г*).

На рисунке 3.5 приведена схема ГПЭС, в которой выхлопные газы газотурбинной электростанции используются для испарения и перегрева рабочего агента, циркулирующего в контуре ГеоЭС. Нагрев рабочего агента до температуры испарения осуществляется за счет термальной воды [14].

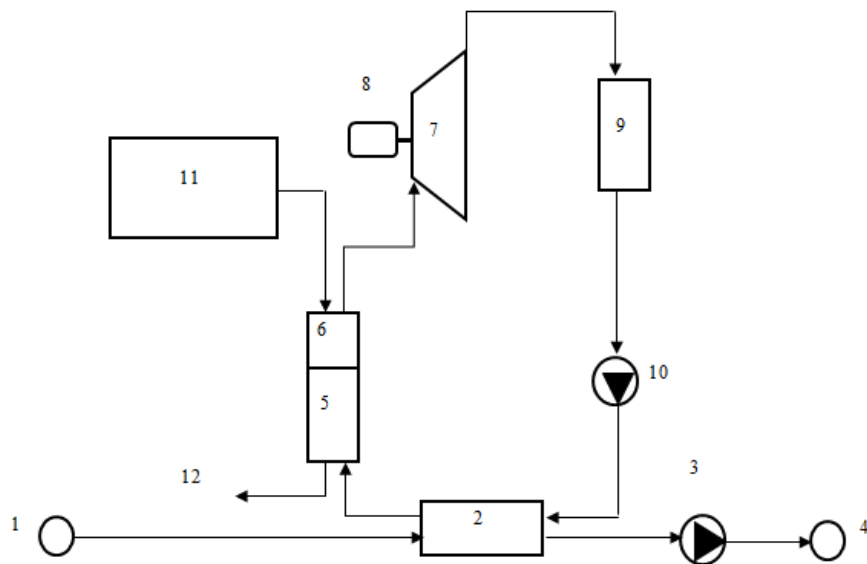


Рисунок 3.5 – Комбинированная геотермально-парогазовая энергетическая система:

1 – добычная геотермальная скважина; 2 – теплообменник; 3 – нагнетательная насосная станция; 4 – нагнетательная скважина; 5 – испаритель; 6 – перегреватель; 7 – турбина; 8 – генератор; 9 – конденсатор; 10 – циркуляционный насос второго контура ГеоЭС; 11 – ГТЭС; 12 – сброс отработанных выхлопных газов

Продукты сгорания ГТЭС 11 проходят через перегреватель 6 и испаритель 5 и выбрасываются в атмосферу. В испаритель также поступает низкокипящий рабочий агент (изобутан), предварительно нагретый до температуры насыщения при соответствующем давлении в теплообменнике 2 за счет термальной воды, поступающей из добычной скважины 1. Перегретый пар рабочего агента поступает в паровую турбину 7, расширяется на лопатках турбины, производит работу и поступает в конденсатор 9. Жидкий рабочий агент насосом 10 подается в теплообменник 2. Отработанная термальная вода закачивается обратно в пласт по нагнетательной скважине 4.

Бинарный цикл геотермально-парогазовой установки состоит из двух частей [14]. Цикл Брайтона с утилизацией теплоты отработавших в газовой турбине продуктов сгорания изображен линиями I – II – III – IV – V – I (Рисунок 3.4 б). Нижняя часть бинарного цикла представляет собой цикл Ренкина перегретого пара – линии 1 – 2 – 2' – 3 – 4 – 5' – 5 – 1. Предполагается, что в контуре ГЦС 1 кг термальной воды, в цикле Ренкина m кг рабочего агента, а в цикле Брайтона M кг рабочего тела.

Количество низкокипящего агента в паросиловой установке m и рабочего агента в ГТУ определяется из теплового баланса в теплообменнике

$$m(h_2 - h_1) = C_B(T_T - T_H)$$

и в испарителе

$$m(h_3 - h_2) = M(h_{IV} - h_V).$$

Тогда

$$m = \frac{C_B(T_T - T_H)}{h_2 - h_1}; \quad M = C_B \left(\frac{T_T - T_H}{h_2 - h_1} \right) \left(\frac{h_3 - h_2}{h_{IV} - h_V} \right),$$

где T_T и T_H – температуры добываемой и отработанной термальной воды, °С; h_i – энтальпии теплоносителей, Дж/кг.

В таблице 3.4 приведены рассчитанные параметры комбинированной ГПЭС при температуре термальной воды $T_T = 100$ °С для четырех вариантов нагрева и

испарения низкокипящего рабочего агента (Рисунок 3.4 *a-z*). Термодинамические свойства изобутана, использованные при проведении расчетов, приведены в [172].

Таблица 3.4 – Параметры комбинированной энергоустановки при $T_T = 100$ °С

Наименование параметра	Варианты нагрева и испарения низкокипящего рабочего агента в ГПЭС			
	а	б	в	г
	$T_H = 89$ °С; $P_H = 1,6$ МПа; $T_K = 30$ °С			
Мощность блока ГТУ-4П, МВт	4,3(э); 9,63(т)			
Мощность блока на низкокипящем рабочем агенте, МВт	1,5			
Расход термальной воды в контуре ГЦС, кг/с	16	21	34	53
Удельный расход рабочего агента (изобутан), кг/с	2,0	1,6	0,9	0,6
Температура отработанной воды, °С	40	40	40	40

Как видно из данных таблицы 3.4 в первом (**а**) и втором (**б**) вариантах удается максимально эффективно утилизировать тепло термальной воды.

Вариант **а**. Нагрев рабочего агента до определенной температуры за счет термальной воды и дальнейший нагрев, испарение и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС.

Расчеты показали, что термальная вода с температурой $T_T = 100$ °С в технологической схеме ГПЭС позволяет нагреть 2,0 кг изобутана до температуры 80 °С, дальнейший нагрев до температуры испарения $T_H = 89$ °С, испарение и перегрев –

за счет выхлопных газов ГТУ. Температура нагнетаемой обратно в пласт отработанной воды $T_H = 40$ °С. Расход термальной воды в контуре ГЦС, при мощности установки 1,5 МВт, составляет 16 кг/с.

Вариант б. Нагрев рабочего агента до температуры испарения за счет термальной воды и дальнейшее испарение и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС.

Термальная вода с температурой $T_T = 100$ °С в технологической схеме ГПЭС позволяет нагреть 1,6 кг изобутана до температуры испарения $T_H = 89$ °С. Температура нагнетаемой обратно в пласт отработанной воды T_H снижается до 40 °С. Расход термальной воды в контуре ГЦС, при мощности установки 1,5 МВт, составляет 21 кг/с.

Вариант в. Нагрев и частичное испарение рабочего агента за счет термальной воды и дальнейшее испарение, и перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС.

Вода с $T_T = 100$ °С позволяет нагреть до температуры испарения $T_H = 89$ °С и частично испарить 0,9 кг изобутана. Расход термальной воды в контуре ГЦС составляет 34 кг/с.

Вариант г. Нагрев и полное испарение рабочего агента за счет термальной воды, а перегрев агента за счет выхлопных газов ГТЭС.

Количество нагреваемого и полностью испаряемого при $T_H = 89$ °С изобутана за счет тепла термальной воды с $T_T = 100$ °С равно 0,6 кг. Массовый расход термальной воды равен 53 кг/с при мощности установки 1,5 МВт.

В таблице 3.5 приведены рассчитанные параметры комбинированной ГПЭС при температуре термальной воды $T_T = 80$ °С для различных вариантов нагрева и испарения низкокипящего рабочего агента (Рисунок 3.4 а-г).

Вариант а. При температуре термальной воды $T_T = 80$ °С количество нагреваемого до температуры 60 °С изобутана составляет 2,5 кг, дальнейший нагрев до температуры испарения $T_H = 66$ °С, испарение и перегрев – за счет выхлопных газов ГТУ. Расход термальной воды в контуре ГЦС – 20 кг/с. Температура отработанной термальной воды – 40 °С.

Таблица 3.5 – Параметры комбинированной энергоустановки при $T_T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$

Наименование параметра	Варианты нагрева и испарения низкокипящего рабочего агента в ГПЭС			
	а	б	в	г
	$T_H = 66\text{ }^{\circ}\text{C}; P_H = 1,0\text{ МПа}; T_K = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$			
Мощность блока ГТУ-4П, МВт	4,3(э); 9,63(т)			
Мощность блока на низкокипящем рабочем агенте, МВт	1,5			
Расход термальной воды в контуре ГЦС, кг/с	20	28	61	111
Удельный расход рабочего агента (изобутан), кг/с	2,5	1,8	0,8	0,4
Температура отработанной воды, $^{\circ}\text{C}$	40	40	40	40

Вариант **б**. Термальная вода с температурой $T_T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ в технологической схеме ГПЭС позволяет нагреть 1,8 кг изобутана до температуры испарения $T_H = 66\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура нагнетаемой обратно в пласт отработанной воды T_H снижается до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Расход термальной воды в контуре ГЦС, при мощности установки 1,5 МВт, составляет 28 кг/с.

Вариант **в**. При $T_T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ количество нагреваемого и частично испаряемого рабочего агента – 0,8 кг, расход термальной воды в контуре ГЦС – 61 кг/с. Температура отработанной воды – $40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вариант **г**. Количество нагреваемого и полностью испаряемого при $T_H = 66\text{ }^{\circ}\text{C}$ изобутана за счет тепла термальной воды с $T_T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ равно 0,4 кг. Массовый расход термальной воды равен 111 кг/с при мощности установки 1,5 МВт.

Из эксплуатируемых геотермальных месторождений перспективным для строительства ГПЭС является Тернаирское месторождение [170,171]. В таблице 3.6 приведены рассчитанные параметры комбинированной ГПЭС и бинарной ГеоЭС для условий Тернаирского месторождения.

Таблица 3.6 – Параметры энергоустановок

Наименование параметра	ГПЭС	ГеоЭС
Мощность блока ГТУ-4П, МВт	4,3(э); 9,63(т)	–
Мощность блока на низкокипящем рабочем агенте, МВт	1,5	1,5
Расход термальной воды в контуре ГЦС, кг/с	21	144
Удельный расход рабочего агента (изобутан), кг/с	1,6	0,4
Расход рабочего агента (изобутан), кг/с	33,6	57,6
Температура термальной воды, °С	100	100
Температура отработанной воды, °С	40	64
Температура испарения рабочего агента, °С	89	62
Давление испарения рабочего агента, МПа	1,6	0,9
Мощность нагнетательной станции, МВт	0,065	20,84
Расстояние между скважинами, м	790	2065

Согласно результатам расчетов, в ГПЭС мощность насосной станции для поддержания циркуляционного режима с расходом 21 кг/с составляет всего 65 кВт. В бинарной ГеоЭС мощность насосной станции для закачки через нагнетательную скважину расхода отработанной воды 144 кг/с составляет 20,84 МВт, что во много раз превышает мощность самой ГеоЭС, что свидетельствует о неэффективности использования среднепотенциальных вод в бинарных ГеоЭС с обратной закачкой. Эффективной может оказаться ГеоЭС малой мощности (до 0,5 МВт) со скважинами увеличенного диаметра и отбором воды из высокопроницаемого горизонта,

где энергетические затраты на циркуляцию теплоносителя в контуре ГЦС становятся минимальными. Из сравнительного анализа следует, что ГПЭС выгодно отличается от ГТЭС и ГеоЭС, где успешно решается проблема утилизации тепла, как выхлопных газов, так и термальной воды.

Производительность термоводозабора на Тернаирском месторождении составляет 20 тыс. м³/сут, средняя устьевая температура термальной воды 100 °С. Для добычи воды пробурены 8 эксплуатационных скважин проектной производительностью 2500 м³/сут каждая. Содержание сопутствующих углеводородных газов в добываемой воде составляет до 2,0 м³/м³ с преобладанием метана до 94 %, остальные газы – тяжелые углеводороды, азот, углекислота. Из-за содержания токсичных компонентов, в частности фенолов, эти воды используются в двухконтурной системе. После передачи теплового потенциала пресной водопроводной воде отработанные термальные воды сбрасываются в дренажный канал. В настоящее время на месторождении эксплуатируются 2 скважины, отработанная вода сбрасывается с температурой 60 °С, а отделенный в сепараторе газ не используется и сжигается в факеле, что свидетельствует о крайне низкой эффективности эксплуатации месторождения.

По проведенным оценочным расчетам общая мощность энергоустановок на основе геотермально-парогазовой технологии при полном использовании ресурсного потенциала месторождения может достигать до 65 МВт (э), что позволит решить значительные энергетические, экономические и социально-экологические проблемы г. Махачкалы.

В Северном Дагестане на выработанных нефтегазовых месторождениях имеется значительное количество простаивающих скважин, которые успешно можно перевести на добычу термальных вод. Только на Южно-Сухокумской газонефтяной площади имеется более 30 таких скважин. Газовый фактор в водах этих скважин достигает до 10 м³/м³. Проведенные расчеты показывают, что имеющиеся ресурсы термальных вод и газа достаточны для снабжения электроэнергией г. Южно-Сухокумска и прилегающих населенных пунктов на основе ГПЭС общей мощностью до 45 МВт.

Газодобывающие компании располагают значительными остаточными запасами низконапорного газа, который нецелесообразно транспортировать, но можно использовать для выработки электроэнергии и тепла в промышленных участках. Используя такие ресурсы газа совместно с термальными водами можно осуществить эффективное автономное электро- и теплоснабжение объектов нефтегазового сектора путем строительства ГПЭС.

Разработана технология (Рисунок 3.6) комбинированной ГПЭС с утилизацией запасов низконапорного остаточного газа в блоке ГТЭС.

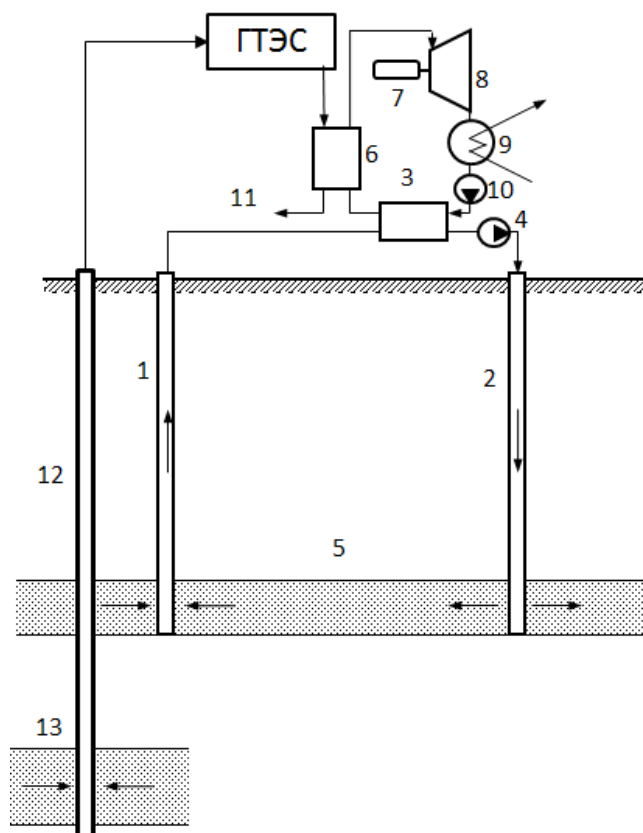


Рисунок 3.6 – Комбинированная ГПЭС:

- 1 и 2 – добычная и нагнетательная скважины; 3 – теплообменник; 4 – насос ГЦС;
 5 – термальный пласт; 6 – испаритель; 7 – генератор; 8 – турбина; 9 – конденсатор;
 10 – насос; 11 – отвод отработанных газов; 12 – газовая скважина;
 13 – газовый пласт

Газ из скважины 12 подается в блок ГТЭС, где вырабатывается электроэнергия. Отработанные в цикле ГТЭС газы подаются в испаритель 6 бинарной ГеоЭС, в котором происходит испарение и перегрев низкокипящего рабочего агента, предварительно нагретого до температуры насыщения термальной водой, циркулирующей в контуре ГЦС, в теплообменнике 3. Перегретый пар из испарителя 6 последовательно проходит турбину 8, конденсатор 9 и циркуляционный насос 10 и далее поступает в теплообменник 3, цикл, реализуемый в бинарной ГеоЭС, замыкается.

Отработанные выхлопные газы из испарителя 6 направляются на сброс. Отработанная термальная вода по нагнетательной скважине 2 закачивается насосом 4 обратно в материнский пласт 5.

Такая технология перспективна для Западно-Сибирского артезианского бассейна, где имеются большое количество газовых скважин с низконапорным остаточным газом и огромные ресурсы термальных вод температурой до 100 °С.

Использование геотермально-парогазовых технологий позволит вовлечь среднепотенциальные термальные воды для выработки электроэнергии и с высокой эффективностью утилизировать тепло выхлопных газов газотурбинной установки [171].

3.2.3 Освоение среднепотенциальных газонасыщенных термальных вод

Разработана и запатентована [173] технология освоения газонасыщенных термальных вод среднего энергетического потенциала, которая предполагает постоянную круглогодичную эксплуатацию геотермальных скважин и повышение эффективности утилизации тепловой энергии термальных вод путем ее преобразования в электроэнергию. При такой технологии происходит утилизация тепловой энергии, избыточной потенциальной энергии и химической энергии растворенных газов. Утилизация тепловой энергии геотермальных вод происходит путем ее передачи через промежуточные теплообменники для нагрева низкокипящего рабочего агента, циркулирующего в контуре ГеоЭС. Утилизация химической энергии

растворенных газов проводится посредством использования сепаратора и газгольдера с последующим их сжиганием в камере сгорания газотурбинной электростанции, выхлопные газы которой используются для испарения и перегрева рабочего агента в контуре ГеоЭС. В камеру сгорания газотурбинной электростанции подводится также газ из магистрального газопровода. Утилизация избыточной потенциальной энергии осуществляется с использованием детандера и компрессора на одном валу. На рисунке 3.7 приведена схема предлагаемой технологии.

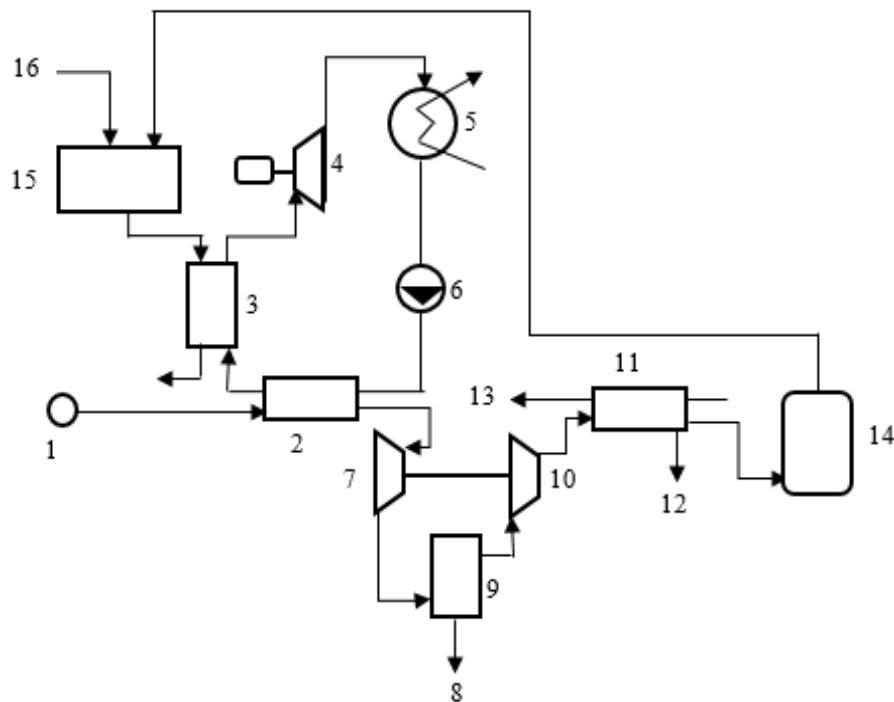


Рисунок 3.7 – Схема утилизации энергии геотермальных вод:

1 – геотермальная скважина; 2, 11 – теплообменник; 3 – испаритель; 4 – турбина; 5 – конденсатор; 6 – циркуляционный насос; 7 – детандер; 8 – на сброс; 9 – сепаратор; 10 – компрессор; 12 – в сток; 13 – подвод пресной воды; 14 – газгольдер; 15 – газотурбинная электростанция; 16 – подвод газа

Термальная вода из геотермальной скважины 1 направляется в теплообменник 2 бинарной ГеоЭС, где происходит нагрев низкокипящего рабочего агента до температуры испарения при соответствующем давлении. Далее отработанная вода поступает в детандер 7 для утилизации избыточной потенциальной энергии. Из детандера термальная вода с низким давлением поступает в сепаратор 9. Жидкая фаза

энергоносителя 8 из сепаратора направляется на сброс или на обратную закачку в материнский пласт, а отсепарированный газ поступает в компрессор 10, привод которого осуществляется детандером 7. Из компрессора газ с высокими значениями давления и температуры направляется в теплообменник 11, куда противотоком также подводится нагреваемая пресная вода 13, которая в дальнейшем используется на различные потребительские нужды. Из теплообменника 11 охлажденный и осушенный газ поступает в газгольдер 14, а конденсат 12 уходит в сток. Из газгольдера газ поступает на газотурбинную электростанцию 15, куда также подводится газ из газопровода 16. Высокотемпературные выхлопные газы газотурбинной электростанции поступают в испаритель 3 бинарной ГеоЭС, где осуществляется испарение и перегрев низкокипящего рабочего агента, поступающего из теплообменника 2. Перегретый пар из испарителя последовательно проходит турбину 4, конденсатор 5 и циркуляционный насос 6 и далее поступает в теплообменник 2, и на этом цикл Ренкина, реализуемый в бинарной ГеоЭС, замыкается. Отработанные выхлопные газы из испарителя 3 направляются на сброс.

ВПАБ относится к газонасыщенному углеводородными газами бассейну термальных вод. Общая газонасыщенность подземных вод бассейна меняется от 1 до 10 м³ на 1 м³ воды с отчетливой тенденцией увеличения с глубиной погружения водоносных горизонтов [1,5,14]. Использование растворенных углеводородных газов в геотермально-парогазовых технологиях имеет большие перспективы, где с улучшением энергетических характеристик решаются и экологические проблемы.

3.3 Комплексное освоение высокотемпературных геотермальных рассолов

Наиболее перспективными для освоения являются высокотемпературные геотермальные рассольные воды ВПАБ. Такие ресурсы залегают в нижнем ярусе ВПАБ в мезозойских отложениях глубокого залегания и относятся к рассолам хлоридно-натриевого и кальциевого состава с минерализацией 60–210 г/дм³ и пластовыми температурами 130–220 °С и выше. Рассолы яруса являются промышленным

гидроминеральным сырьем с высоким содержанием лития, рубидия, цезия, стронция, йода, брома, бора, калия и магния. Потенциальные ресурсы геотермальных вод и рассолов нижнего яруса составляют 2,6 млн. м³/сут. В пределах ВПАБ на глубинах 3000–5500 м выявлено 92 площади с редкометалльными промышленными водами, из которых 55 находятся на территории Дагестана, 29 – в Ставропольском крае и 8 – в Чеченской республике [175–177]. Показатели минерализации рассолов и содержание в них редких элементов на некоторых площадях ВПАБ приведены в таблице 3.7 [1].

Таблица 3.7 – Содержание редких элементов в термальных рассолах ВПАБ

№ скв.	Площадь	Интервал перфорации, м	Содержание редких элементов, мг/л				Минерализация, г/л
			Li	Rb	Cs	Sr	
Республика Дагестан							
18	Русский Хутор	3179-3185	37,5	2,25	0,43	750,0	125,0
44		3473-3483	44,9	4,4	3,2	1035,0	121,0
4	Сухокумск	3255-3257	44,3	3,36	0,61	756,0	104,8
4	Восточно-Сухокумск	3367-3371	63,7	5,46		559,0	133,8
		3691-3695	72,4	3,99	0,18		137,0
14	Южно-Сухокумск	3291-3295	53,6	3,59	0,69	1169,0	132,0
20		3392-3398	50,0	2,1	0,7	550,0	127,0
2	Октябрьская	3383-3390	44,0	4,3	0,7	243,0	109,0
4	Таловская	3443-3455	53,8	5,5	0,9	596,0	112,4
1	Эмировская	3590-3603	75,4	4,24	1,5		134,4
1	Кумухская	4778-4811	53,9	1,7	0,55		110,5
2	Юбилейная	3909-3911	93,0	5,54	0,86		125,0
2	Северо-Кочубеевская	3436-3446	86,8	5,4	0,91	540,0	119,0
1	Комсомольская	5078-5084	166,0	10,4	3,0	1607,0	183,0
1	Тарумовская	5429	200,0	9,3	5,6	1400,0	200,0
6	Дахадаевская	3636-3642	70,3	4,1	0,4	741,0	131,0
14	Солончаковая	3640-3646	122,5	5,0	0,94	625,0	124,0
1	Ногайская	3580-3585	66,7	4,6		739,0	136,4
21	Майская	3627-3635	80,0	6,03	1,88	790,0	129,1

Продолжение таблицы 3.7

№ скв.	Площадь	Интервал перфорации, м	Содержание редких элементов, мг/л				Минерализация, г/л
			Li	Rb	Cs	Sr	
6	Равнинная	3716-3720	63,7			529,0	132,0
8	Капиевская	3830-3840	55,0	3,2	2,1	700,0	130,3
20	Берикей		42,0	3,4	0,85	520,0	70,0
Ставропольский край							
116	Зимняя Ставка		20,0	0,1	0,489		106,0
96	Озек- Суат		21,3	1,7	0,1	312,0	79,0
27	Ачикулак		26,3	3,02	0,57		
Чеченская Республика							
167	Карабулак-Ачалуки		21,0	31,2	7,7		
11	Датыхская		160,0	18,3	3,3		

На сегодняшний день высокотемпературные рассолы нижнего яруса ВПАБ практически не используются, хотя имеется более 2000 простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях, которые можно перевести на их добычу. Назрела необходимость в комплексном освоении этих ресурсов, что позволит решить целый комплекс экономических, экологических и социальных проблем региона. Под комплексным освоением высокотемпературных рассолов подразумевается использование их теплового потенциала на различные теплоэнергетические нужды и последующее извлечение химических компонентов из геотермального рассола.

Наиболее подготовленными к промышленному комплексному освоению являются геотермальные рассолы Берикейского и Тарумовского месторождений и попутные высокоминерализованные воды Южно-Сухокумской группы газонефтяных скважин Северного Дагестана. В таблице 3.8 приведено количество продукции, которую можно получить из 1 м³ рассолов Дагестанских месторождений [17].

Таблица 3.8 – Количество продукции (кг) из 1 м³ рассолов

Продукт	Месторождение		
	Тарумовское	Южно-Сухо- кумское	Берикейское
Карбонат лития (Li ₂ CO ₃)	1,0	0,2	0,2
Магнезия жженая (MgO)	1,3	1,1	0,4
Карбонат кальция (CaCO ₃)	23,7	18,2	2,6
Соль пищевая (NaCl)	133,1	77,4	58,2

Благодаря комплексному освоению высокотемпературных рассолов ВПАБ с использованием простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях будут решены проблемы электроснабжения региона, а также проблемы импортозамещения, полностью обеспечены потребности России в пищевой и технической соли, карбонате лития и солях других редких элементов.

3.3.1 Технологии комплексного освоения высокопараметрических гидрогеотермальных ресурсов

Наиболее перспективным способом использования тепловой энергии высокотемпературных минерализованных рассолов является ее преобразование в электроэнергию в технологических системах бинарных ГеоЭС на низкокипящих рабочих агентах. При таком преобразовании успешно решается проблема постоянной круглогодичной эксплуатации геотермальных скважин, позволяющая значительно повысить экономическую эффективность освоения геотермального месторождения.

Разработаны схемы [177] комплексного освоения высокотемпературных гидрогеотермальных рассолов (Рисунок 3.8).

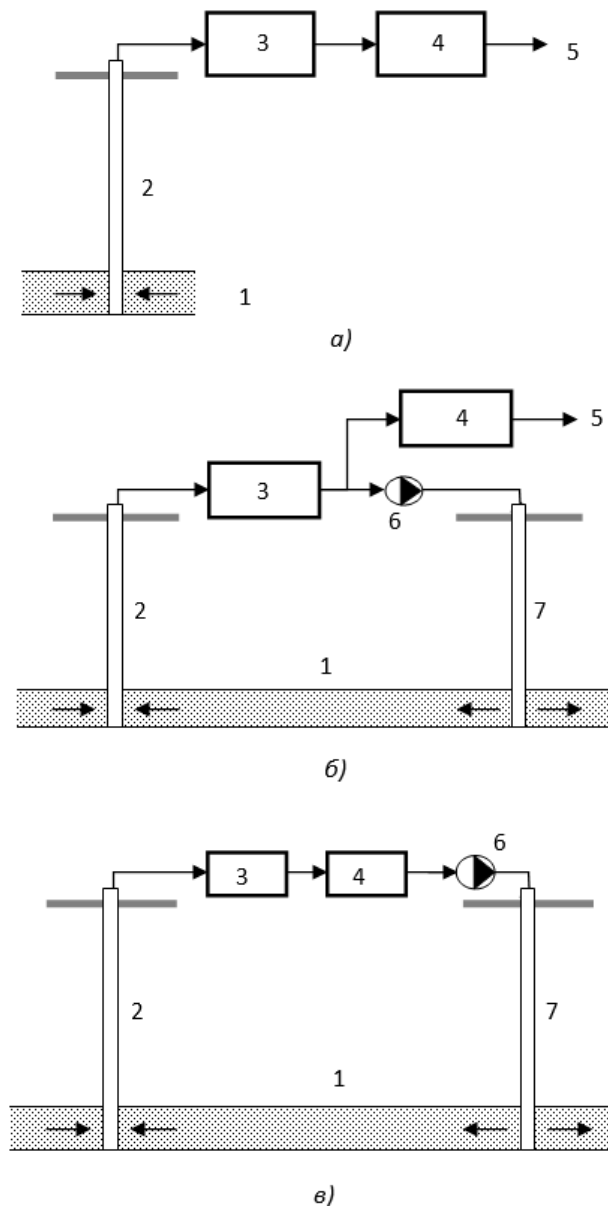


Рисунок 3.8 – Схемы (а-в) комплексного освоения высокотемпературных геотермальных рассолов:

1 – эксплуатируемый коллектор; 2 – добычная скважина; 3 – бинарная ГеоЭС;
 4 – завод по извлечению химических компонентов; 5 – использование отработанной воды на водохозяйственные цели; 6 – насосная станция;

7 – нагнетательная скважина

В схеме на рисунке 3.8 а тепловой потенциал высокотемпературной воды используется для получения электроэнергии в бинарной ГеоЭС. Отработанный рас-

сол с низкой температурой из ГеоЭС поступает на завод, где при полном извлечении химических компонентов вода на выходе опресняется. Далее опресненная вода используется на различные водохозяйственные нужды. Преимуществом данной системы является полная реализация теплового и химического потенциалов высокопараметрических геотермальных ресурсов. Отсутствует необходимость в обратной закачке, что исключает значительные капитальные затраты на строительство нагнетательных скважин, насосной станции и эксплуатационные затраты на их обслуживание. Кроме того, использование опресненной воды на различные водохозяйственные цели позволяет в том же объеме экономить пресную поверхностную воду, которая является дефицитным сырьем в аридном Северо-Кавказском регионе. При такой технологии успешно решается проблема постоянной круглогодичной эксплуатации геотермальных скважин, позволяющая значительно повысить экономическую эффективность освоения геотермального месторождения.

Недостатком данной технологии является падение со временем без обратной закачки пластового давления в эксплуатируемом коллекторе и постепенное снижение объемов извлекаемых гидротерм, что приведет к снижению мощности как ГеоЭС, так и завода по переработке рассолов.

В схеме на рисунке 3.8 б отработанный в ГеоЭС рассол разделяется на два потока, один из которых поступает на завод по извлечению химических компонентов, а другой закачивается по нагнетательной скважине обратно в эксплуатируемый коллектор. Опресненная после выделения химических компонентов вода используется на нужды самого завода и других потребителей. Такая схема комплексного освоения предпочтительна для высокодебитных скважин, в которых добываются высокоминерализованные рассолы, однако при извлечении химических компонентов из всего объема поднимаемой воды возникают проблемы хранения и реализации больших количеств пищевой соли, являющейся основным компонентом присутствующих в рассоле соединений.

В схеме на рисунке 3.8 в поток высокопараметрического геотермального теплоносителя проходит через ГеоЭС и химзавод, на котором избирательно извлека-

ются один или несколько наиболее востребованных в промышленности редкометалльных элементов, и далее рассол с основной массой солей закачивается в материнский коллектор.

В приведенных технологиях производство ценных неорганических материалов обеспечивается электроэнергией, вырабатываемой на ГеоЭС, чем достигается полная автономия производства и независимость от внешних условий.

Во всех вариантах освоения высокотемпературных геотермальных рассолов необходимо предусмотреть стадию водоподготовки для последующего извлечения ценных компонентов и/или закачки в эксплуатируемый коллектор отработанных рассолов с целью поддержания пластового давления. Это связано с тем, что в результате реализации теплового потенциала изменяются некоторые физико-химические свойства геотермальных рассолов, например, нарушается гидрокарбонатное равновесие, с которым могут быть связаны такие нежелательные процессы, происходящие в скважинах и наземном технологическом оборудовании, как солеотложение и коррозия.

3.3.2 Освоение рассолов Берикейского геотермального месторождения

Первоочередным для освоения является Берикейское геотермальное месторождение, расположенное в 100 км южнее г. Махачкалы и 3 км от береговой линии Каспийского моря. В настоящее время дебит самоизливающейся скважины составляет 1500–1600 м³/сут с содержанием до 0,044 кг/м³ лития и минерализацией 70 кг/м³. Это месторождение наносит непоправимый экологический ущерб из-за неуправляемого аварийного выброса высокоминерализованного геотермального флюида, содержащего значительное количество токсичных компонентов. Единственным способом оздоровления экологического состояния курортной зоны и шельфа Каспия является комплексная утилизация этих рассолов.

Комплексное освоение геотермальных ресурсов Берикейского месторождения предлагается осуществить в два этапа [177]. На первом этапе предполагается организовать производство на базе самоизливающихся рассолов с дебитом

1500 м³/сут. После отработки технологии и поиска резервов ее удешевления можно перейти ко второму этапу – созданию производства с использованием всех ресурсов месторождения. При реализации первого этапа можно получить (т/год) карбоната лития – 110, магнезии – 220, карбоната кальция – 1425, пищевой соли – 31865. На втором этапе при вовлечении всех ресурсов месторождения можно извлекать (т/год) карбоната лития – 2000, магнезии – 4000, карбоната кальция – 26000, пищевой соли – 582000.

Принципиальная схема второго этапа освоения рассолов Берикейского геотермального месторождения с полным извлечением всех имеющихся в них ресурсов приведена на рисунке 3.9.

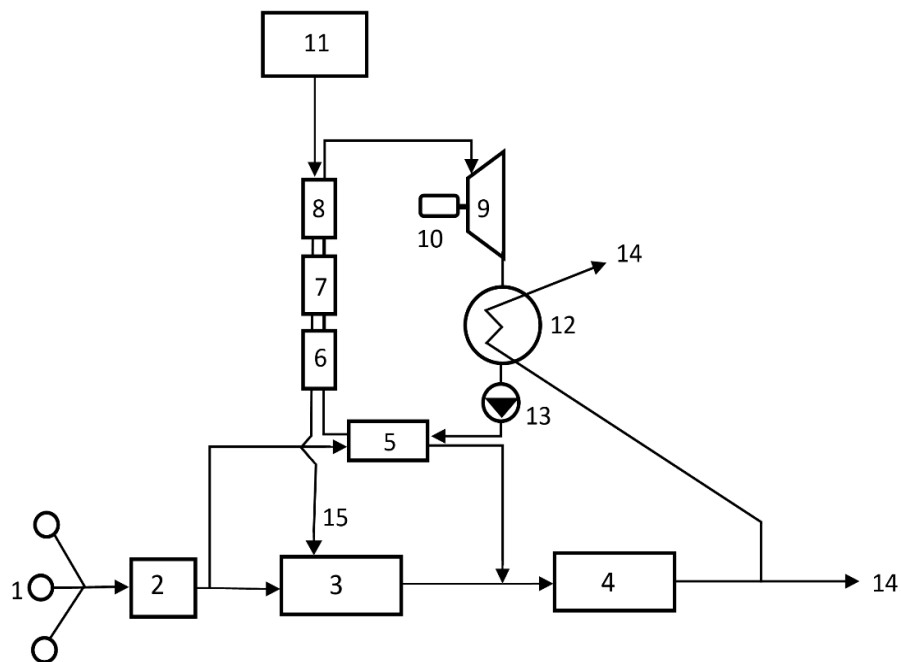


Рисунок 3.9 – Схема комплексного освоения геотермальных рассолов Берикейского месторождения:

1 – геотермальные скважины; 2 – сборный пункт; 3 – теплица; 4 – завод по извлечению химкомпонентов; 5 – теплообменник для нагрева низкокипящего рабочего тела; 6 – теплообменник для догрева рабочего тела до температуры испарения; 7 – испаритель; 8 – перегреватель; 9 – турбина; 10 – генератор; 11 – газотурбинная электростанция; 12 – конденсатор; 13 – циркуляционный насос; 14 – опресненная вода; 15 – подвод отработанных выхлопных газов в теплицу

Геотермальный рассол из добычных скважин 1 поступает в сборный пункт 2, откуда часть рассола направляется в ГПЭС, а другая часть подводится в теплицу 3. Рассол, проходя в теплообменнике 5 типа «труба в трубе», нагревает низкокипящее рабочее тело до определенной температуры и после, в охлажденном состоянии, поступает на завод по извлечению химических компонентов 4, куда также из теплицы поступает другая часть рассола. Из теплообменника 5 рабочее тело последовательно проходит через теплообменники 6, 7 и 8, где происходит его нагрев до температуры испарения, испарение и перегрев за счет тепла выхлопных газов ГТЭС. Далее перегретое рабочее тело поступает на турбину 9 с генератором 10, где вырабатывается электроэнергия. Отработанный в турбине пар проходит в конденсатор 12, где происходит его конденсация и далее циркуляционным насосом направляется в теплообменник 5. На заводе 4 из рассола извлекаются химические компоненты, что приводит к его опреснению. Опресненная вода используется на различные водохозяйственные цели, в том числе и для конденсации рабочего тела в цикле Ренкина. Часть охлажденных выхлопных газов подводится в теплицу для углекислотной подкормки растений, остальная часть выбрасывается наружу.

В таблице 3.9 приведены расчетные характеристики ГПЭС для Берикейского месторождения на основе ГТУ-4П.

Таблица 3.9 – Характеристики геотермально-парогазовой электростанции

Наименование параметра	ГПЭС
Мощность блока ГТУ-4П, МВт	4,3(э); 9,63(т)
Мощность блока на низкокипящем рабочем агенте, МВт	1,5
Расход термальной воды, кг/с	18,2
Удельный расход рабочего агента (изобутан), кг/с	1,54
Расход рабочего агента (изобутан), кг/с	28
Температура термальной воды, °С	70
Температура отработанной воды, °С	40

Продолжение таблицы 3.9

Наименование параметра	ГПЭС
Температура нагрева рабочего тела в первичном теплообменнике, °С	60
Температура испарения рабочего агента, °С	89
Температура перегрева рабочего тела, °С	91
Давление испарения рабочего агента, МПа	1,6

Расчеты показали, что освоение всех гидрогеотермальных ресурсов Берикейского месторождения (10 млн. м³/год) со снижением их температуры до 40 °С позволит отапливать 15 га теплиц, куда, для углекислотной подкормки растений, будут поступать отработанные выхлопные газы из ГПЭС. Тепличный блок существенно улучшит эколого-экономические показатели всей системы комплексного освоения месторождения.

3.3.3 Освоение рассолов Южно-Сухокумского газонефтяного месторождения

На Южно-Сухокумском газонефтяном месторождении попутно с нефтью ежегодно добывается до 1,5 млн м³ термальных (100–110 °С) рассолов. Рассолы, попутно добываемые с нефтью, характеризуются высоким содержанием механических примесей (740 мг/дм³), растворенных органических веществ (2275 мг О₂/дм³) и наличием значительного количества ионов железа, кальция, магния и гидрокарбонатов [17,178]. Сброс неочищенных вод с высоким радиоактивным фоном приводит к засолению и радиоактивному загрязнению территорий, прилежащих к нефтяному месторождению, на многие века. В связи с этим необходимость разработки комплексной, экономичной и экологически безопасной технологии утилизации рассолов, попутно добываемых с нефтью, абсолютно очевидна.

На рисунке 3.10 представлена разработанная принципиальная технологическая схема комплексной переработки геотермальных рассолов Южно-Сухокумского газонефтяного месторождения.

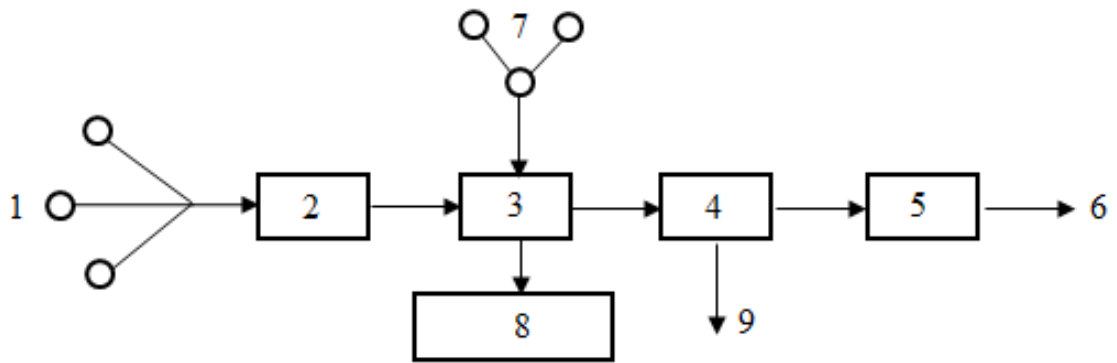


Рисунок 3.10 – Схема комплексной переработки попутных рассолов Южно-Сухокумского нефтяного месторождения:

- 1 – скважины; 2 – бинарная ГеоЭС; 3 – блок съема остаточного тепла;
 4 – блок дезактивации; 5 – завод по извлечению химических компонентов;
 6 – опресненная вода; 7 – артезианские скважины; 8 – энергобиологический комплекс; 9 – осадок на захоронение

Попутно добываемые с нефтью рассолы собираются в единый коллектор и подводятся в теплообменники бинарной ГеоЭС мощностью 0,5 МВт. Температура рассола в ГеоЭС снижается до 60 °С. Далее рассол поступает в блок по съему остаточного тепла, где в теплообменниках типа «труба в трубе» его температура снижается до 30 °С. Для охлаждения рассола в теплообменники противотоком направляется пресная артезианская вода с температурой до 20 °С, залегающая на небольших глубинах в плиоцен-четвертичных отложениях. Охлажденный рассол поступает на блок по дезактивации и далее на химический завод, где извлекаются химкомпоненты (карбонат лития, каустический магнезит и хлорид натрия). Опресненная вода из химзавода направляется на различные водохозяйственные цели, в том числе и на оазисное орошение различных сельскохозяйственных культур. Нагретая в теплообменниках до 53 °С артезианская вода используется в различных блоках энергобиологического комплекса.

Снятие остаточного тепла с отработанного в ГеоЭС рассола предлагается с помощью теплообменника, конструкция которого состоит из двух веток типа

«труба в трубе» (Рисунок 3.11). Методика расчета таких теплообменников приведена в [141].

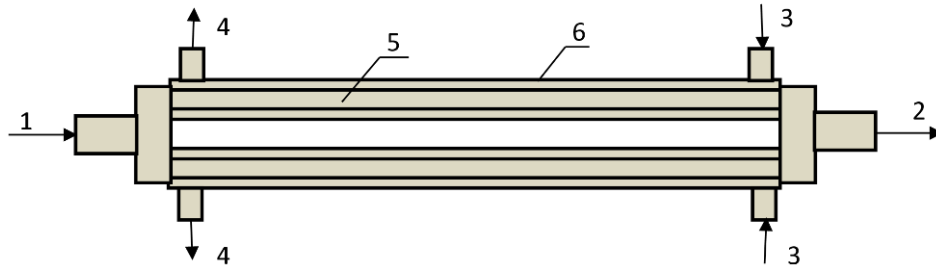


Рисунок 3.11 – Теплообменник типа «труба в трубе»:

1 – подвод отработанного в ГеоЭС рассола; 2 – отвод охлажденного рассола на дезактивацию; 3 – подвод пресной артезианской воды; 4 – отвод нагретой воды на блок энергобиологического комплекса; 5 – внутренняя труба с продольным ребрением; 6 – наружная теплоизолированная труба

В таблице 3.10 приведены расчетные характеристика теплообменника.

Таблица 3.10 – Характеристики теплообменника

Параметр	Значение
Число веток	2
Дебит отработанного рассола, кг/с	44
Скорость потока во внутренней трубе, м/с	3,0
Дебит артезианской воды, кг/с	40
Скорость потока в межтрубье, м/с	2,5
Внутренний диаметр и толщина стенки внутренней трубы, мм	100; 7
Внутренний диаметр и толщина стенки наружной трубы, мм	142; 5
Количество продольных ребер на наружной поверхности внутренней трубы, их высота и толщина, мм	16; 12; 2
Длина теплообменника, м	75
Температура рассола на входе и выходе, °С	60; 30
Температура артезианской воды на входе и выходе,	20; 53

Если теплообменник устанавливают в помещении, его собирают из элементов, состоящих из двух концентрически расположенных труб определенной длины (3–6 м), последовательно соединенных между собой и расположенных друг над другом. Внутренние трубы соединяются калачами, а наружные патрубками. Скорость потока рассола составляет 3 м/с, что будет препятствовать осаждению солей во внутренней трубе.

Для предотвращения коррозии и солеотложений в теплообменнике можно использовать эффективный реагент ОЭДФК (оксиэтилидендифосфоновая кислота), обладающий антикоррозионными и антинакипными свойствами, обусловленными образованием на поверхности прочно сцепленного с ней и плохо смываемого слоя комплексона. Восстановление пассивирующего слоя ОЭДФК осуществляют путем периодического импульсного ввода раствора реагента в рассол на входе в теплообменник [14].

Стадия водоподготовки-деактивации при комплексном освоении попутных рассолов Южно-Сухокумского газонефтяного месторождения является необходимой и позволяет получить рассол, пригодный для получения экологически чистых и безопасных ценных товарных химических продуктов и опресненную воду для различных водохозяйственных нужд.

3.3.4 Освоение рассолов Тарумовского геотермального месторождения

В начале 80-х годов прошлого столетия объединение «Дагнефть» пробурило пять скважин (№2–6) на Тарумовской площади, из которых скважины № 3, 5 были ликвидированы по техническим причинам. Скважины № 2, 4, 6 являются самыми глубокими (5500 м) в мире, специально пробуренными на термальные воды. Опробованы водоносные горизонты на глубинах 5385–5479, 5382–5388, 5421–5427 м, из которых были получены фонтаны однотипной паротермальной воды с высоким содержанием ценных элементов (Таблица 3.7). В таблице 3.11 приведены параметры, характеризующие Тарумовское месторождение высокопараметрических вод [179].

Таблица 3.11 – Параметры Тарумовского месторождения высокопараметрических термальных вод

Параметр	Номер скважины		
	2	4	6
Эффективная мощность пласта, м	2,5	3,0	3,5
Плотность воды, кг/м ³	1222	1123	1118
Проницаемость пласта, мд	1250	685	1560
Пористость пласта, %	25	25	25
Минерализация воды, г/дм ³	191	180	198
Пластовая температура, °С	198	198	198
Пластовое давление, МПа	71,5	71,9	70,9
Газовый фактор, м ³ /м ³	1,2	4,5	1,7
Максимальный дебит при работе: через НКТ, м ³ /сут	1067	1123	1587
Расчетный максимальный дебит при Р _{дин} = 1 МПа и эксплуатации через ЭЖ, м ³ /сут	–	–	12000

Освоение ресурсов Тарумовского месторождения предлагается по схеме, в которой тепловой потенциал высокотемпературной воды используется для получения электроэнергии в бинарной ГеоЭС на сверхкритическом цикле. Отработанный рассол с низкой температурой из ГеоЭС поступает на химический завод, где извлекаются основные ценные компоненты (карбонат лития, магнезия жженая, карбонат кальция и пищевая соль), далее вода используется на различные водохозяйственные цели (Рисунок 3.8 а).

Такая система обладает неоспоримыми преимуществами: наиболее полно используется тепловой потенциал и извлекаются основные химические компоненты высокопараметрических геотермальных ресурсов, отпадает необходимость в обратной закачке, таким образом исключаются значительные капитальные затраты на

строительство нагнетательных скважин и насосной станции и эксплуатационные затраты на их обслуживание.

В [14] для высокотемпературной воды рассмотрены термодинамические циклы Ренкина, реализуемые во вторичном контуре бинарной ГеоЭС, при различных температурах испарения рабочего тела – изобутана. Показано, что наиболее эффективный из них с точки зрения получения максимальной мощности – сверхкритический цикл, приближенный к так называемому треугольному циклу с давлением испарения $P_{И} = 5,0$ МПа. T, S – диаграмма цикла приведена на рисунке 3.12.

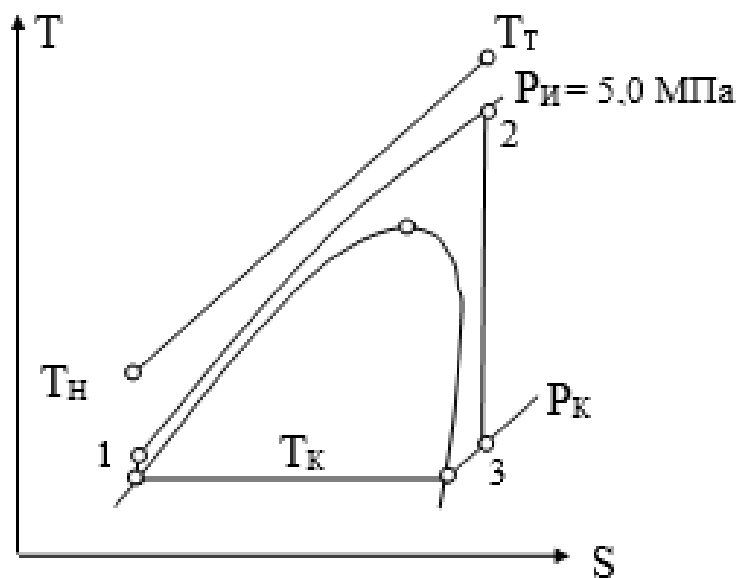


Рисунок 3.12 – T, S -диаграмма сверхкритического цикла

При сверхкритическом цикле вследствие минимальной разности температур между теплоносителем и рабочим телом температурный потенциал термальной воды используется наиболее эффективно.

Оценочные показатели комплексной переработки высокотемпературных рассолов скважины №6 приведены в таблице 3.12.

Технология переработки геотермальных рассолов Тарумовского месторождения приведена в [1], данные таблицы 3.12 свидетельствуют о ее высокой эффективности.

Таблица 3.12 – Показатели использования высокотемпературных рассолов скважины №6 Тарумовского месторождения

Параметр	Значение
Мощность ГеоЭС на сверхкритическом цикле, МВт	15,4
Выработка: электроэнергии, кВт·ч	$135 \cdot 10^6$
химических соединений, т/год:	
Li ₂ CO ₃	4380
MgO	5690
NaCl	583000
CaCO ₃	103806

Тарумовское геотермальное месторождение, являющееся одним из богатейших как в теплоэнергетическом отношении, так и по содержанию редкометалльного сырья, все эти годы находится в консервации. Хотя такое положение обусловлено множеством объективных и субъективных факторов, целесообразность его расконсервации и освоения не вызывает сомнения. Воды месторождения являются комплексным полезным ископаемым на хлорид натрия, бром, йод, бор, литий, рубидий, цезий, стронций, калий, не говоря уже о растворенных газах и теплоэнергетическом потенциале.

Потребность в карбонате лития, оксиде магния, карбонате кальция и пищевой соли в России довольно высокая. Производство их из отработанных в ГеоЭС геотермальных рассолов месторождения будет способствовать импортозамещению этих продуктов.

3.3.5 Теплообменники для утилизации тепла высокотемпературных геотермальных рассолов

Масштабное освоение геотермальной энергии в первую очередь связано с высокотемпературными геотермальными рассолами [14, 176–179]. Однако содержа-

ние в них большого количества растворенных солей и газов обуславливает их высокую коррозионную активность и склонность к солеотложению, вследствие чего одной из основных задач при использовании вод такого качества становится разработка методов борьбы с коррозией и солеотложением. Для предотвращения этих негативных процессов в энергетическом оборудовании и коммуникациях применяют двухконтурные системы, где в первом контуре циркулирует термальная минерализованная вода, а во втором – пресная вода или низкокипящий рабочий агент.

Главным элементом двухконтурной системы является теплообменный аппарат, изготавливаемый из остродефицитных легированных сталей и титана, что ухудшает технико-экономические показатели геотермальных систем теплоснабжения. Поэтому экономически обоснована необходимость создания теплообменников на базе дешевых углеродистых сталей, способных противостоять коррозионному воздействию геотермальных рассолов, что возможно при защите металла коррозионно-стойкими покрытиями.

Практика эксплуатации геотермальных систем показывает, что применение во вторичном контуре как кожухотрубных, так и пластинчатых теплообменников связано с большими трудностями. Эффективность работы таких теплообменников со временем снижается, они часто выходят из строя, требуется периодическая их чистка от продуктов солеотложения и коррозии. Это приводит к значительным дополнительным затратам и частой остановке геотермальных скважин, что также снижает рентабельность геотермального производства.

Для утилизации тепла геотермальных рассолов предлагается простая конструкция теплообменника типа «труба в трубе» [180]. Теплообменник собирают из элементов, представляющих собой две концентрически расположенные трубы определенной длины (3–6 м), последовательно соединенные между собой и установленные одна над другой (Рисунок 3.13). Внутренние трубы соединяются калачами, а наружные – патрубками.

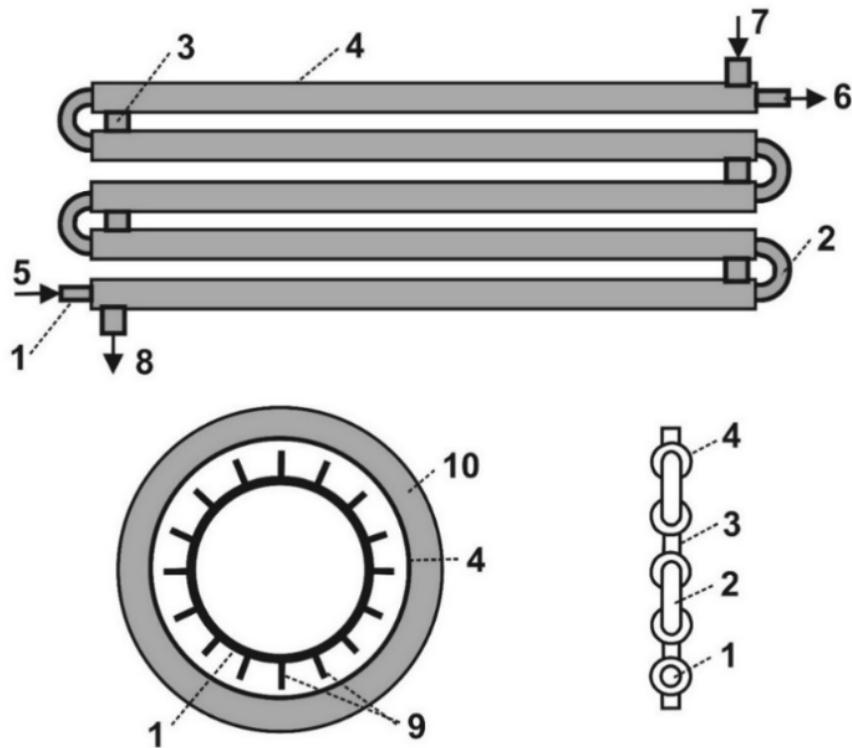


Рисунок 3.13 – Теплообменник типа «труба в трубе» с продольным оребрением теплопередающей поверхности:

1 – внутренняя труба; 2 – калач; 3 – патрубок; 4 – теплоизолированная наружная труба; 5 – подвод геотермального теплоносителя; 6 – отвод охлажденного теплоносителя; 7 – подвод нагреваемого теплоносителя; 8 – отвод нагретого теплоносителя; 9 – продольные теплопередающие ребра; 10 – теплоизоляция

В таблице 3.13 приведены расчетные характеристики теплообменников типа «труба в трубе» с оребрением и без него для снятия тепла с минерализованной термальной воды Тернаирского геотермального месторождения.

Таблица 3.13 – Характеристики теплообменников типа «труба в трубе»

Параметр	С оребрением	Без оребрения
Число веток	2	2
Массовый дебит термальной воды, кг/с	45	45
Скорость потока во внутренней трубе, м/с	3,0	3,0
Массовый дебит нагреваемой воды, кг/с	40	40

Продолжение таблицы 3.13

Параметр	С оребрением	Без оребрения
Скорость потока в межтрубье, м/с	3,7	4,0
Внутренний диаметр и толщина стенки внутренней трубы, мм	100; 7	100; 7
Внутренний диаметр и толщина стенки наружной трубы, мм	142; 5	142; 5
Количество продольных ребер на наружной поверхности внутренней трубы, их высота и толщина, мм	16; 12; 2	–
Температура термальной воды на входе и выходе, °С	98; 60	98; 60
Температура нагреваемой воды на входе и выходе, °С	50; 90	50; 90
Общая длина теплообменника, м	72	84
Число секций (шт), при длине одной секции 6 м	12	14
Масса теплообменника, кг	5800	6250

Тернаирское месторождение эксплуатируется в прерывистом режиме в отопительный период для обеспечения теплом микрорайона с многоквартирными домами. Массовый расход двух скважин составляет 45 кг/с. Термальная минерализованная вода подводится к теплообменному пункту с температурой 98 °С. После снятия тепла в теплообменнике термальная вода с температурой 60 °С сбрасывается в отводной канал. Вода, циркулирующая в отопительной системе многоквартирных домов, нагревается перед поступлением в отопительные приборы до 90 °С и далее с температурой 50 °С вновь подводится для нагрева в теплообменный пункт.

Проведен сравнительный анализ вариантов теплопередающей поверхности с продольным оребрением и без него. Из табличных данных следует, что массогабаритные характеристики теплообменника улучшаются при его оребрении.

Для уменьшения осаждения солей во внутренней трубе скорость потока рассола должна быть около 2,5–3,0 м/с. Согласно исследованиям, проведенным непо-

средственно на скважинах Тернаирского месторождения, скорость образования отложений зависит от числа Рейнольдса, концентрации взвеси в растворе геотермального рассола и перенасыщенности его по карбонату кальция, которая зависит от температуры рассола и давления в системе [181]. Показано, что при прочих равных условиях скорость отложений меньше при высоких числах Рейнольдса. Для предлагаемых теплообменников типа «труба в трубе» число Рейнольдса от $5 \cdot 10^5$ до $1 \cdot 10^6$ соответствует скорости движения рассола во внутренней трубе до 2,5–3,0 м/с. Дальнейшее увеличение скорости потока нецелесообразно, так как приводит к увеличению гидравлических сопротивлений в теплообменнике и дополнительным энергозатратам на прокачку теплоносителя.

Очистку теплообменника от образовавшихся карбонатных отложений нужно проводить проходящей через него термальной водой при концентрации углекислого газа в ней выше равновесного значения, что позволяет растворить отложения. Данный метод в настоящее время успешно применяется в ОАО «Геотермнефтегаз» на скважинах Тернаирского месторождения термальных вод. Кроме того, для предотвращения коррозии и солеотложений в теплообменнике можно использовать реагент ОЭДФК. Восстановление пассивирующего слоя ОЭДФК осуществляется путем периодического (2 раза в месяц) импульсного ввода раствора реагента в рассол на входе в теплообменник.

3.3.6 Комплексное освоение высокопотенциальных гидрогеотермальных ресурсов

На рисунке 3.14 приведена схема запатентованной [182] технологии комплексной утилизации термальных вод с температурой 100–130 °С и минерализацией 60–200 г/дм³. Способ предполагает комплексную утилизацию всех видов энергий геотермальных ресурсов и растворенных химических компонентов, что позволит резко улучшить экономические показатели и полностью решить экологические проблемы освоения геотермальных месторождений. Для достижения по-

ставленной цели тепло термальной воды через первичный теплообменник или теплообменники передается низкокипящему рабочему агенту, циркулирующему во вторичном контуре бинарной ГеоЭС, для его нагрева до температуры испарения при соответствующем давлении.

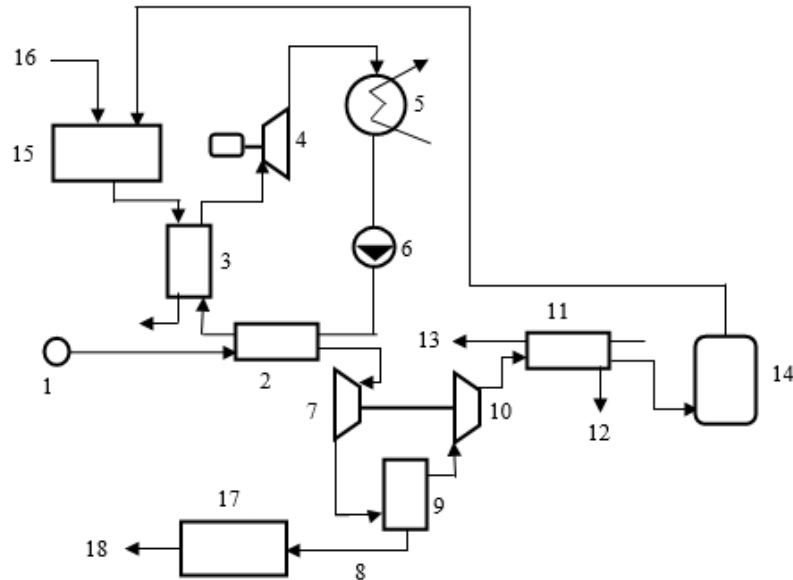


Рисунок 3.14 – Схема комплексной утилизации энергии геотермальных вод: 1 – геотермальная скважина; 2,11 – теплообменник; 3 – испаритель; 4 – турбина; 5 – конденсатор; 6 – циркуляционный насос; 7 – детандер; 8 – подвод жидкой фазы энергоносителя; 9 – сепаратор; 10 – компрессор; 12 – в сток; 13 – подвод пресной воды; 14 – газгольдер; 15 – газотурбинная электростанция; 16 – подвод газа; 17 – завод по извлечению химкомпонентов; 18 – на водохозяйственные цели

Использование термальной воды для нагрева низкокипящего рабочего агента до температуры испарения позволяет наиболее эффективно использовать ее тепло и снижать температуру отработанной воды до довольно низкого значения (20–45 °С), превышающего температуру конденсации рабочего агента на величину температурного напора в теплообменнике. Дальнейшее испарение и перегрев рабочего агента происходит в испарителе ГеоЭС за счет выхлопных газов газотурбинной электростанции, в камеру сгорания которой поступает газ из газгольдера, извлеченный из термальной воды с использованием сепаратора, и из магистрального газопровода. Избыточная потенциальная энергия используется в детандере и

компрессоре на одном валу. Отработанная термальная вода с низкой температурой из сепаратора поступает на завод по извлечению растворенных химических компонентов, где последовательно извлекается магнезия жженая, карбонат кальция, карбонат лития и пищевая соль. Опресненная после извлечения химкомпонентов вода используется на различные водохозяйственные цели.

Термальная вода из геотермальной скважины 1 направляется в теплообменник 2 бинарной ГеоЭС, где происходит нагрев низкокипящего рабочего агента до температуры испарения при соответствующем давлении. Далее отработанная вода поступает в детандер 7 для утилизации избыточной потенциальной энергии. Из детандера термальная вода с низким давлением поступает в сепаратор 9. Жидкая фаза энергоносителя 8 из сепаратора направляется на химический завод 17 для извлечения растворенных химических компонентов (магнезия жженая, карбонат кальция, карбонат лития, пищевая соль), а опресненная вода 18 используется на различные водохозяйственные цели. Отсепарированный газ поступает в компрессор 10, привод которого осуществляется детандером 7. Из компрессора газ с высокими значениями давления и температуры направляется в теплообменник 11 или теплообменники, куда противотоком также подводится нагреваемая пресная вода 13, которая в дальнейшем используется на различные потребительские нужды. Из теплообменника 11 или теплообменников охлажденный и осушенный газ поступает в газгольдер 14, а конденсат 12 уходит в сток. Из газгольдера газ поступает на газотурбинную электростанцию 15, куда также подводится газ из газопровода 16. Высокотемпературные выхлопные газы газотурбинной электростанции поступают в испаритель 3 бинарной ГеоЭС, где осуществляется испарение и перегрев низкокипящего рабочего агента, поступающего из теплообменника 2. Перегретый пар из испарителя последовательно проходит турбину 4, конденсатор 5 и циркуляционный насос 6 и далее поступает в теплообменник 2, и на этом цикл Ренкина, реализуемый в бинарной ГеоЭС, замыкается. Отработанные выхлопные газы из испарителя 3 направляются на сброс.

При комплексном освоении высокотемпературных рассолов с получением

пара при снижении давления возможны различные схемы (Рисунок 3.15–3.17), технологически отличающиеся друг от друга, в зависимости от исходных параметров первичного теплоносителя.

На рисунке 3.15 приведена принципиальная схема разработанной технологии с выделением пара из высокотемпературного рассола, что позволит значительно увеличить минерализацию рассола и упростит процессы извлечения из него химических соединений.

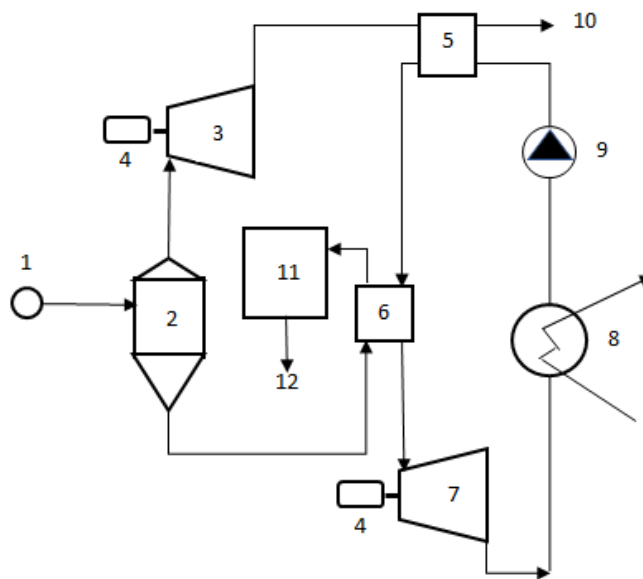


Рисунок 3.15 – Технологическая схема комплексного освоения высокотемпературных геотермальных рассолов:

1 – геотермальная скважина; 2 – сепаратор-пароотделитель; 3 – паровая турбина; 4 – генератор; 5 – теплообменник; 6 – испаритель-перегреватель; 7 – турбина на низкокипящем рабочем теле; 8 – конденсатор; 9 – циркуляционный насос; 10 – охлажденный дистиллят; 11 – завод по извлечению химических компонентов; 12 – опресненная вода

В такой системе высокотемпературный пар направляется на блок теплообменников, где происходит нагрев и частичное испарение низкокипящего рабочего тела, дальнейшее доведение рабочего тела до необходимых параметров происходит за счет съема тепла с высококонцентрированного рассола. Из скважины рассол с

высокой температурой (до 200 °С) и высоким избыточным давлением у устья скважины (до 20 МПа) поступает в сепараторы-пароотделители циклонного типа 2, где давление снижается до 1 МПа. Выделившийся пар (180 °С) из верхней части пароотделителя подводится в паровую турбину, где на выходе из турбины его температура снижается до 111 °С при давлении 0,15 МПа [183]. Отработанный в турбине пар поступает в теплообменники 5 контура бинарной ГеоЭС, где, отдавая тепло низкокипящему рабочему телу, конденсируется и далее используется на различные водохозяйственные цели. В теплообменниках происходит нагрев и частичное испарение низкокипящего рабочего тела. Далее рабочее тело проходит через испаритель-перегреватель 6, где происходит дальнейшее испарение и перегрев рабочего тела, куда из сепаратора по шламопроводу поступает высокотемпературный и высококонцентрированный рассол. Из испарителя охлажденный рассол поступает на завод 11 по извлечению химических компонентов. Испаритель-перегреватель конструктивно соответствует теплообменнику типа «труба в трубе», который эффективно используется для снятия тепла с высокоминерализованных термальных вод [180]. Перегретое рабочее тело поступает на турбину 7 бинарной ГеоЭС.

В схеме на рисунке 3.16 нагрев рабочего тела происходит в теплообменнике 5 за счет съема тепла с высокотемпературного концентрированного рассола, его испарение и перегрев происходит в блоке теплообменников 6 (испаритель и перегреватель). Из испарителя конденсировавшаяся опресненная вода с высокой температурой (90–95 °С), используется на различные теплоэнергетические и водохозяйственные цели.

В схеме на рисунке 3.17 доведение до необходимых параметров рабочего тела происходит при его последовательном прохождении через блок теплообменников 5, включающий нагреватель, испаритель и перегреватель. Отработанный первичный теплоноситель с низкой температурой используется на водохозяйственные цели. Тепловой потенциал высококонцентрированного рассола утилизируется в теплообменнике 6, куда подводится низкотемпературный теплоноситель 13 и отводится нагретый теплоноситель 14 на теплоэнергетические нужды.

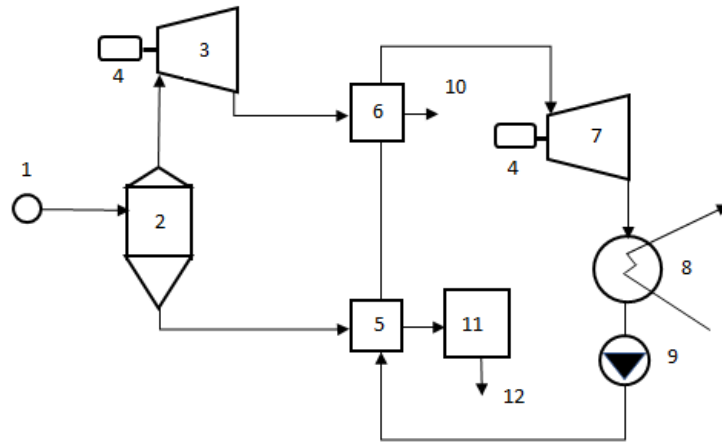


Рисунок 3.16 – Технологическая схема комплексного освоения высокотемпературных геотермальных рассолов:

1 – геотермальная скважина; 2 – сепаратор-пароотделитель; 3 – паровая турбина; 4 – генератор; 5,6 – теплообменник; 7 – турбина на низкокипящем рабочем теле; 8 – конденсатор; 9 – циркуляционный насос; 10 – на различные цели; 11 – завод по извлечению химических компонентов; 12 – опресненная вода

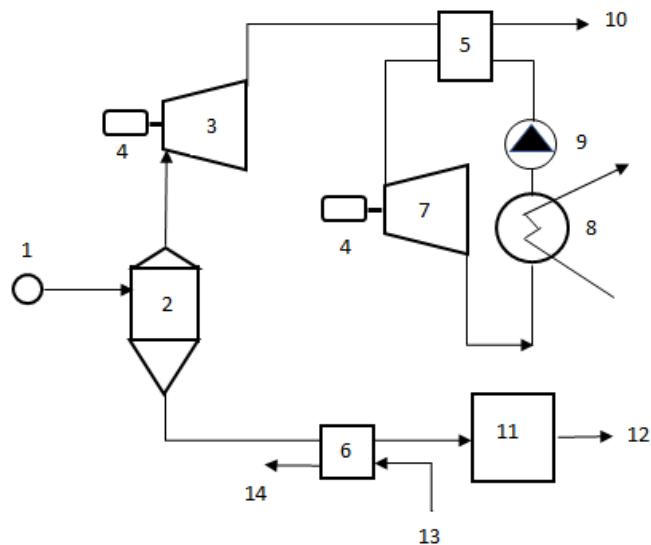


Рисунок 3.17 – Технологическая схема комплексного освоения высокотемпературных геотермальных рассолов:

1 – геотермальная скважина; 2 – сепаратор-пароотделитель; 3 – паровая турбина; 4 – генератор; 5,6 – теплообменник; 7 – турбина на низкокипящем рабочем теле; 8 – конденсатор; 9 – циркуляционный насос; 10 – на водохозяйственные цели; 11 – завод по извлечению химических компонентов; 12 – опресненная вода; 13 – подвод низкотемпературного теплоносителя; 14 – на теплоэнергетические нужды

Рассмотрено использование технологии с получением пара при снижении давления для Тарумовского геотермального месторождения (Рисунок 3.15). Для этого месторождения ранее была предложена технология утилизации высокотемпературного тепла геотермальной скважины в схеме с бинарной ГеоЭС на сверхкритическом цикле Ренкина. Мощность паровой турбины определяется по формуле

$$N = \eta G (h_1 - h_2),$$

где η – КПД турбины; G – массовый расход пара, кг/с; h_1 – энтальпия пара на входе в турбину, кДж/кг; h_2 – энтальпия пара на выходе из турбины, кДж/кг.

При снижении давления в сепараторе до 1 МПа из всего расхода скважины № 6 выделяется 80 кг/с пара, который проходя через турбину вырабатывает электроэнергию, мощность турбины составляет 5,2 МВт. Дополнительно в блоке бинарной ГеоЭС можно получить до 2 МВт мощности, тогда общая мощность на паротурбинном и бинарном блоках составляет 7,2 МВт, что значительно меньше мощности бинарной ГеоЭС (15,4 МВт) на сверхкритическом цикле (Таблица 3.12).

Выбор технологии комплексного освоения высокопараметрических геотермальных рассолов зависит от многих факторов – мощности блока по выработке электроэнергии, затрат на приобретение оборудования, эксплуатационных затрат на их обслуживание, сложности процессов извлечения химических компонентов, экологических проблем, возникающих при эксплуатации и др.

3.4 Бинарная ГеоЭС с использованием скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях

В Северо-Кавказском регионе насчитывается до 2000 простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях. Большинство из них могут быть успешно использованы для добычи термальной воды, что позволит значительно сократить капиталовложения на строительство геотермальных энергоустановок.

Как правило, нефтяные и газовые скважины имеют малые диаметры эксплуатационных колонн (0,104 – 0,122 м). Использование таких скважин приводит к

снижению расхода термальной воды, циркулирующей в контуре ГЦС, и, следовательно, полезной мощности бинарной ГеоЭС. В пределах ВПАБ имеется довольно много выработанных нефтегазовых месторождений, перспективных для перевода их на добычу термальной воды [170]. Для этих месторождений проведены расчеты по строительству бинарных ГеоЭС (Таблица 3.14). Расчеты по оптимизации режимно-эксплуатационных параметров бинарной ГеоЭС проводились по методике, предложенной в ИПГВЭ ОИВТ РАН [14].

Для проведения расчетов приняты следующие исходные данные: внутренний диаметр эксплуатационных колонн добычной и нагнетательной скважин и наземных труб – 0,122 м; мощность эксплуатируемого пласта – 50 м; пористость пласта – 15 %; проницаемость пласта – $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; срок эксплуатации ГеоЭС – 30 лет. Расчеты проведены для ГЦС, состоящей из одной добычной и одной нагнетательной скважин, с определением фильтрационных потерь напора в эксплуатируемом термоводоносном горизонте и гидравлических потерь напора в скважинах и наземных трубах с учетом эффектов термолифта и термопресса, проявляющихся в скважинах при эксплуатации системы.

Существует оптимальный расход термальной воды в ГЦС, соответствующий максимальной полезной мощности ГеоЭС. Дальнейшее увеличение расхода первичного теплоносителя в контуре ГЦС приводит к увеличению общей мощности энергетической системы при одновременном снижении полезной мощности, так как резко возрастают затраты энергии на циркуляцию теплоносителя, связанные с ростом потерь напора в эксплуатируемом горизонте, скважинах и наземных трубопроводах. В зависимости от температуры термальной воды полезная мощность ГеоЭС с ГЦС, состоящей из двух скважин, находится в диапазоне 384 – 2280 кВт. При этом расход термальной воды в контуре ГЦС соответствующий максимальной полезной мощности энергоустановки составляет 27 – 41 кг/с. Использование всего фонда простаивающих скважин позволит получить общую полезную мощность ГеоЭС до 330 МВт.

Таблица 3.14 – Основные параметры ГеоЭС с использованием скважин на выработанных нефтяных и газовых месторождениях

Наименование месторождения	Глубина залегания эксплуатационного горизонта, м	Температура воды на устье скважины, °С	Удельная мощность энергостановки, кВт·с/кг	Оптимальный расход ГЦС из двух скважин, кг/с	Расстояние между скважинами в ГЦС, м	Общая мощность ГеоЭС с ГЦС из двух скважин, кВт	Полезная мощность ГеоЭС с ГЦС из двух скважин, кВт	Количество скважин на месторождении (число ГЦС)	Общая полезная мощность ГеоЭС, кВт
Русский Хутор	3400	130	26,9	30	1040	807	563	10 (5)	2815
Южносухокумск + Мартовское	3500	135	30,5	31	1058	946	670	10 (5)	3350
Сухокумское + В, Сухокумское	3600	140	34,1	33	1093	1125	782	10 (5)	3910
Равнинное + Перекрестное	4300	150	42,8	34	1112	1455	1028	10 (5)	5140
Дахадаевское + Солончаковое	4400	160	53,9	37	1163	1994	1424	32 (16)	22784
Юбилейное +Кумухское	4400	160	53,9	37	1163	1994	1427	32 (16)	22784
Степное + Восточно-Степное	3600	150	42,8	36	1145	1540	1089	80 (40)	43560
Озерное + Бешкольское	4500	165	63,3	40	1211	2532	1780	80 (40)	71200
Кочубейское + Тарумовское	5500	175	78,5	41	1228	3218	2278	80 (40)	91120
Северо-Кочубей + Душетское	5000	170	72,3	41	1226	2964	2088	40 (20)	41760
Майское + Капиевское	3600	140	34,1	33	1093	1125	782	40 (20)	15640
Махачкала-Таркинское	3500	140	34,1	33	1093	1125	789	8 (4)	3156
Ачису	3200	120	20,5	27	985	554	384	8 (4)	1536
Бабаюрт	3500	140	34,1	33	1093	1125	789	10 (5)	3945
Итого:									332700

Сравнение основных параметров ГеоЭС с существующими скважинами и скважин, имеющих оптимальные диаметры, для одного из месторождений показывает следующее. На месторождении Дахадаевское при диаметрах существующих скважин 0,122 м максимальная полезная мощность составляет 1424 кВт при циркуляционном расходе термальной воды 37 кг/с и расстоянии между скважинами 1163 м (в Таблице 3.15 значения выделены полужирным шрифтом).

Таблица 3.15 – Основные параметры ГеоЭС (Дахадаевское месторождение)

Расход ГЦС, кг/с	Расстояние между скважинами, м	Давление нагнетания, МПа	Общая мощность ГеоЭС, кВт	Мощность насосной станции, кВт	Полезная мощность ГеоЭС, кВт
Диаметры скважин ГЦС $d = 0,122$ м					
15	741	0	808	0	808
35	1132	12,68	1887	471	1416
37	1163	14,52	1994	570	1424
40	1210	17,49	2156	743	1413
65	1542	51,56	3503	3576	0
Диаметры скважин ГЦС $d = 0,251$ м					
65	1269	0	3276	0	3276
150	1928	9,02	7560	1432	6128
192	2651	15,89	10349	3238	7111
200	2706	17,36	10780	3686	7094
335	3502	48,56	18056	18335	0

При расходе ГЦС до 15 кг/с ГеоЭС еще работает в режиме самоциркуляции (без принудительной закачки). Естественная циркуляция воды происходит благодаря разности средней плотности воды в стволе нагнетательной и добычной скважин. В добычной скважине проявляется эффект термолифта, в нагнетательной скважине – термопресса [170]. В основе возникновения этих эффектов лежит тер-

моупругое расширение жидкости и изменение ее плотности в зависимости от изменения средней температуры в стволе добычной и нагнетательной скважин по сравнению со средней температурой в простаивающей скважине. Показатели самоциркуляции возрастают с увеличением проницаемости эксплуатируемого пласта и ростом глубины его залегания.

Из условия минимума удельных капитальных затрат оптимальными для данного месторождения являются скважины диаметром 0,251 м (Таблица 3.15). Максимальная полезная мощность ГеоЭС с оптимальными скважинами составляет 7111 кВт при расходе термальной воды в ГЦС 192 кг/с и расстоянии между скважинами 2651 м. Увеличение диаметров скважин приводит к возрастанию самоциркуляционного расхода до 65 кг/с. Большие диаметры скважин способствуют значительному увеличению циркуляционного расхода и полезной мощности. Из полученных данных следует, что для получения больших мощностей и улучшения экономических показателей ГеоЭС необходимо создавать ГЦС с высокопроизводительными скважинами увеличенного диаметра.

На рисунке 3.18 приведены полученные зависимости, подтверждающие существование оптимального расхода термальной воды в ГЦС, соответствующего максимуму полезной мощности ГеоЭС.

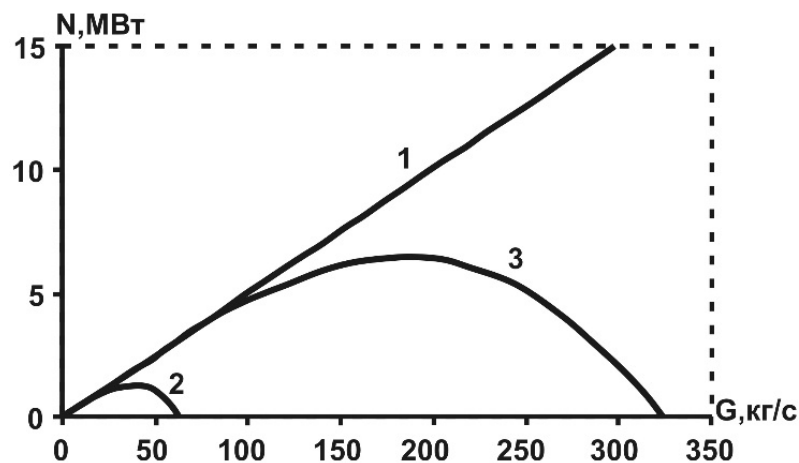


Рисунок 3.18 – Зависимость мощности ГеоЭС от расхода геотермального теплоносителя, циркулирующего в контуре ГЦС:

1 – полная мощность энергоустановки; 2 и 3 – полезная мощность при диаметрах скважин $d = 0,122$ и $0,251$ м соответственно

Кривые 2 и 3 наглядно иллюстрируют, во сколько раз повышаются полезная мощность ГеоЭС и дебит ГЦС при увеличении диаметров скважин.

Одним из путей эффективного вовлечения геотермальных ресурсов в энергетический баланс Северо-Кавказского региона является строительство бинарных ГеоЭС с использованием фонда простаивающих нефтяных и газовых скважин, это повысит энергетическую безопасность и надежность энергоснабжения социально важных объектов.

3.5 Освоение высокоминерализованных термальных вод с использованием скважин горизонтальной конструкции

В настоящее время в России и за рубежом широко применяются технологии горизонтального бурения скважин, поскольку традиционные методы разработки месторождений системой вертикально пробуренных скважин не всегда эффективны [184,185]. Длина горизонтальных стволов достигает сотен и тысяч метров. Строительство циркуляционных систем с горизонтальными скважинами позволит вовлечь в эксплуатацию значительное количество простаивающих скважин с высокоминерализованными водами, содержащими вредные для окружающей среды ингредиенты.

На рисунке 3.19 приведена новая технология съема тепла с высокотемпературных рассолов непосредственно в геотермальном пласте скважиной горизонтальной конструкции [186]. Такая технология освоения высокотемпературных термальных вод может быть успешно реализована с использованием простаивающих скважин на выработанных нефтегазовых месторождениях с дополнительным пробуриванием лишь горизонтального ствола.

Преимуществом такой системы является то, что термальная вода не поднимается по скважине на поверхность, что решает важную проблему утилизации агрессивного отработанного теплоносителя, отсутствует необходимость в обратной его закачке и, естественно, исключаются затраты на строительство насосной

станции и на ее эксплуатацию и, самое главное, отпадает необходимость в нагнетательной скважине с привлечением огромных капитальных вложений на ее строительство.

Промежуточный теплоноситель, опускаясь по межтрубному кольцевому зазору (1) вертикального ствола скважины, отбирает тепло окружающей горной породы. Далее нагретый теплоноситель поступает на вход горизонтальной скважины, где происходит его нагрев за счет съема тепла высокотемпературной термальной воды. Протяженный горизонтальный ствол скважины позволяет максимально эффективно передавать тепло термальной воды промежуточному теплоносителю. Нагретый теплоноситель поднимается по центральной теплоизолированной колонне (2), передает тепло потребителю (3) и вновь закачивается в межтрубное пространство. Циркуляция теплоносителя происходит по замкнутому контуру.

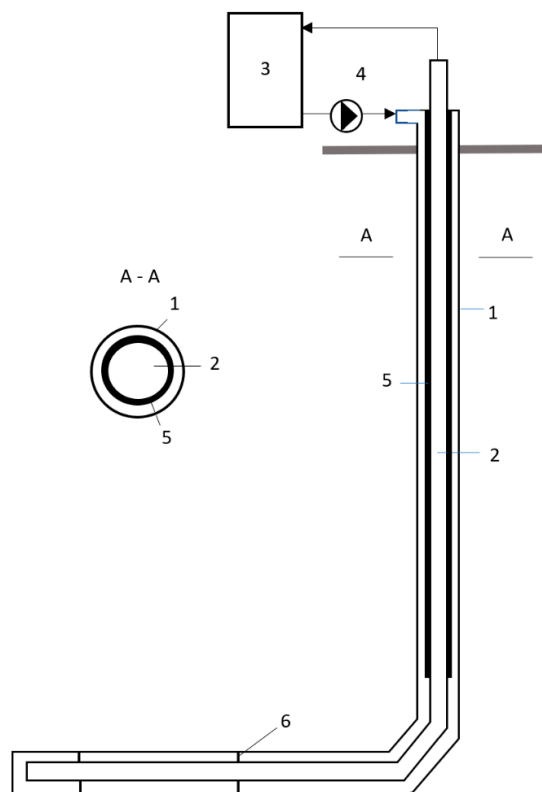


Рисунок 3.19 – Технологическая схема горизонтальной скважины

Горизонтальная скважина радиуса r_c , на вход которой поступает промежу-

точный теплоноситель, пересекает проницаемый, насыщенный водой пласт, граничащий сверху и снизу с непроницаемыми горными породами (Рисунок 3.20). Требуется исследовать процесс теплообмена с горизонтальной скважиной.

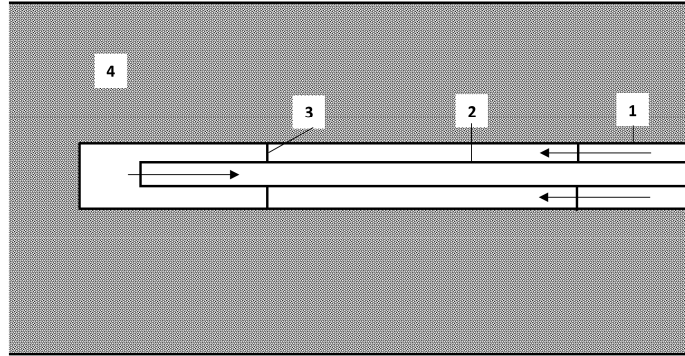


Рисунок 3.20 – Разрез горизонтальной скважины (концевой участок)

1 – наружная колонна горизонтальной скважины; 2 – теплоизолированная лифтовая колонна; 3 – центратор; 4 – водонасыщенный коллектор

Уравнение баланса тепла в скважине

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{2\pi\lambda_n}{\pi r_c^2 \rho C_g} (T_n - T) Nu(t), \quad Nu(t) = \frac{1}{\ln(R(t)/r_c)}; \quad (3.1)$$

$$R(t) = r_c + \gamma\sqrt{at}, \quad a = \frac{\lambda_n}{\rho_s C_s (1-m) + \rho_g C_g m}, \quad T_{x=0} = T_{ex}. \quad (3.2)$$

Найдем решение данной задачи методом Лагранжа.

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} = (T_n - T) Nu_1(t), \quad Nu_1(t) = \frac{\lambda_n}{r_c^2 \rho C_g} \frac{2}{\ln(R(t)/r_c)} = \frac{2\lambda_n}{r_c^2 \rho C_g} Nu(t);$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = Nu_1(t)(1-T), \quad \frac{\partial T}{\partial t} \equiv \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x}; \quad (3.3)$$

$$T = T_n - (T_n - T_{ex}) e^{-\int_0^t Nu_1(t) dt}; \quad (3.4)$$

$$t - \tau = \frac{x}{u} \Rightarrow \tau = t - \frac{x}{u} \Rightarrow$$

$$T = T_n - (T_n - T_{ex}) e^{-\int_0^t Nu_1(t) dt - \frac{x}{u}}, \quad Nu_1(t) = \frac{\lambda_n}{r_c^2 \rho C_g} \frac{2}{\ln(R(t)/r_c)}. \quad (3.5)$$

Таким образом, получаем следующее решение задачи в размерном виде для расчетов температуры воды в скважине на произвольном расстоянии x от входа в скважину в произвольный момент времени t .

$$T(x,t) = T_n - (T_n - T_{\text{ex}}) e^{-\int_{t-x/u}^t Nu_1(t) dt}, \quad Nu_1(t) = \frac{\lambda_n}{r_c^2 \rho C_e} \frac{2}{\ln(R(t)/r_c)}; \quad (3.6)$$

$$R(t) = r_c + \gamma \sqrt{at}, \quad \gamma \sim 1, \quad a = \frac{\lambda_n}{\rho_s C_s (1-m) + \rho_e C_e m}. \quad (3.7)$$

Формула справедлива начиная со времени $t \gg L/u$, где L – длина скважины.

Здесь: T – температура воды в скважине; T_n – температура насыщенных вод горных пород вне скважины; T_{ex} – температура воды на входе в скважину; λ_n – теплопроводность пород; C_e – удельная теплоемкость воды; ρ_e – плотность воды; x – координата-расстояние вдоль скважины, отсчитываемое от входа в скважину; t – время; r_c – радиус скважины; Q – объемный расход воды в скважине; u – скорость воды в скважине; $Nu(t)$ – безразмерное число Нуссельта зависящее от времени; $Nu_1(t)$ – функция пропорциональная числу Нуссельта и имеющая размерность обратную времени, т.е. $1/t$; $R(t)$ – эффективный радиус фронта возмущений температуры в породах, вызванного теплообменом со скважиной, m – пористость пласта.

Профили температур в вертикальном и горизонтальном стволе скважины для различных дебитов приведены на рисунке 3.21. Расчеты проведены для следующих значений параметров: внутренний и внешний диаметры внутренней НКТ $d_{li} = 40,3$ мм, $d_{le} = 48,3$ мм; внутренний и внешний диаметры обсадной трубы $d_{ci} = 124$ мм, $d_c = 146$ мм; толщина изоляции $\delta_{iz} = 12$ мм; глубина залегания водоносного пласта $H = 3000$ м; $T_n = 120$ °С; температура закачиваемой воды $T_{\text{зак}} = 20$ °С; $m = 20$ %; время эксплуатации $t = 1$ год; геотермический градиент $\Gamma = 0,035$ °С/м; $\lambda_n = 2,5$ Вт/(м·°С). Теплоизоляцию внутренней трубы считаем идеальной.

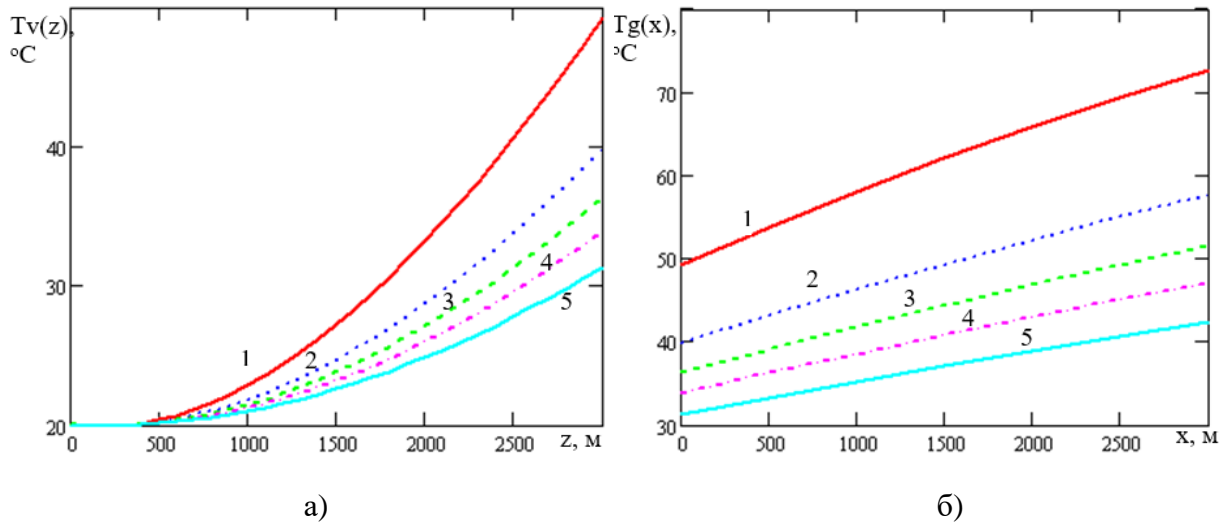


Рисунок 3.21 – Профили температур теплоносителя в вертикальном (а) и горизонтальном (б) стволе скважины:

1 – $Q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2 – $800 \text{ м}^3/\text{сут}$; 3 – $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; 4 – $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$; 5 – $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$

Большие дебиты обеспечивают малый нагрев воды в скважине, малые дебиты напротив – большой прирост температуры. Основной прирост температуры в горизонтальном стволе наблюдается при его длине, приблизительно до 3000 м, дальнейшее увеличение длины не приводит к значительному приросту. Профили температур в вертикальном и горизонтальном стволе скважины для значений времени $t = 5$ лет и $t = 30$ лет приведены на рисунке 3.22 и рисунке 3.23 соответственно.

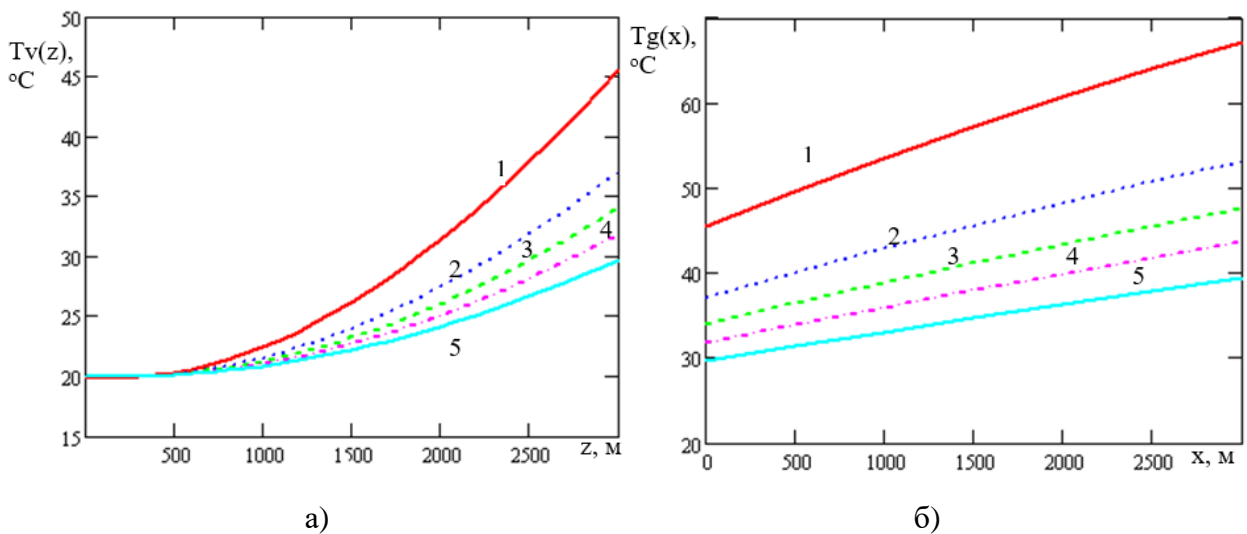


Рисунок 3.22 – Профили температур теплоносителя в вертикальном (а) и горизонтальном (б) стволе скважины для $t = 5$ лет:

1 – $Q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2 – $800 \text{ м}^3/\text{сут}$; 3 – $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; 4 – $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$; 5 – $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$

С увеличением времени эксплуатации системы радиусы возмущения температурного фронта $R(t)$ вокруг вертикального и горизонтального участков растут, что сказывается на снижении температуры теплоносителя на выходе.

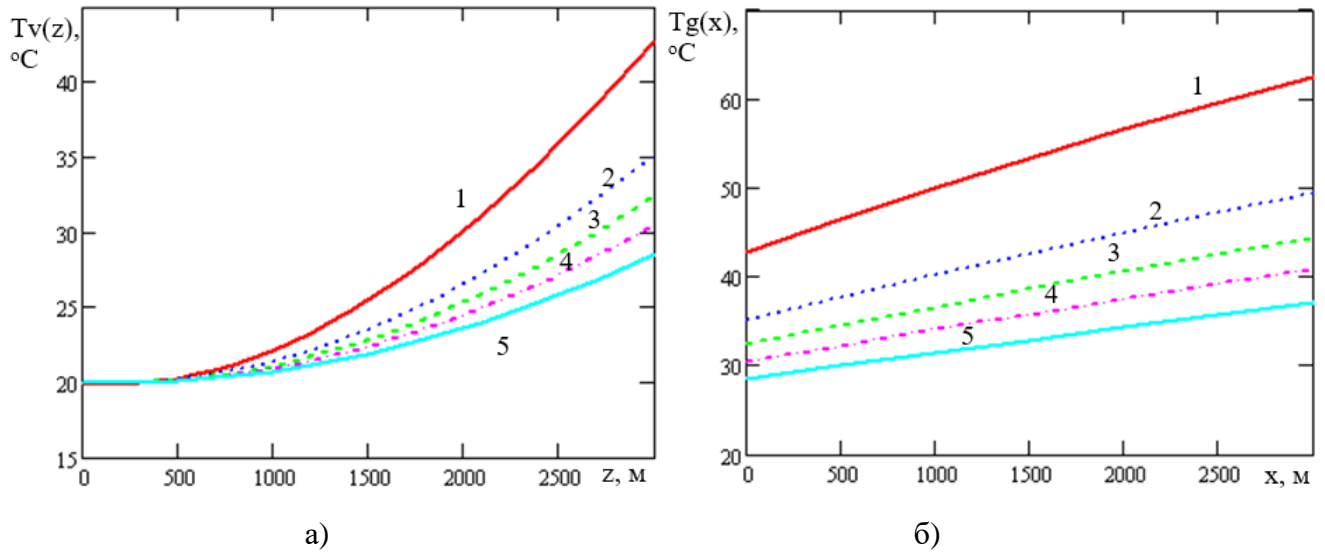


Рисунок 3.23 – Профили температур теплоносителя в вертикальном (а) и горизонтальном (б) стволе скважины для $t = 30$ лет:

1 – $Q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2 – $800 \text{ м}^3/\text{сут}$; 3 – $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; 4 – $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$; 5 – $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$

Профили температур при глубине залегания пласта $H = 4000 \text{ м}$, $T_n = 150 \text{ °C}$ приведены на рисунке 3.24.

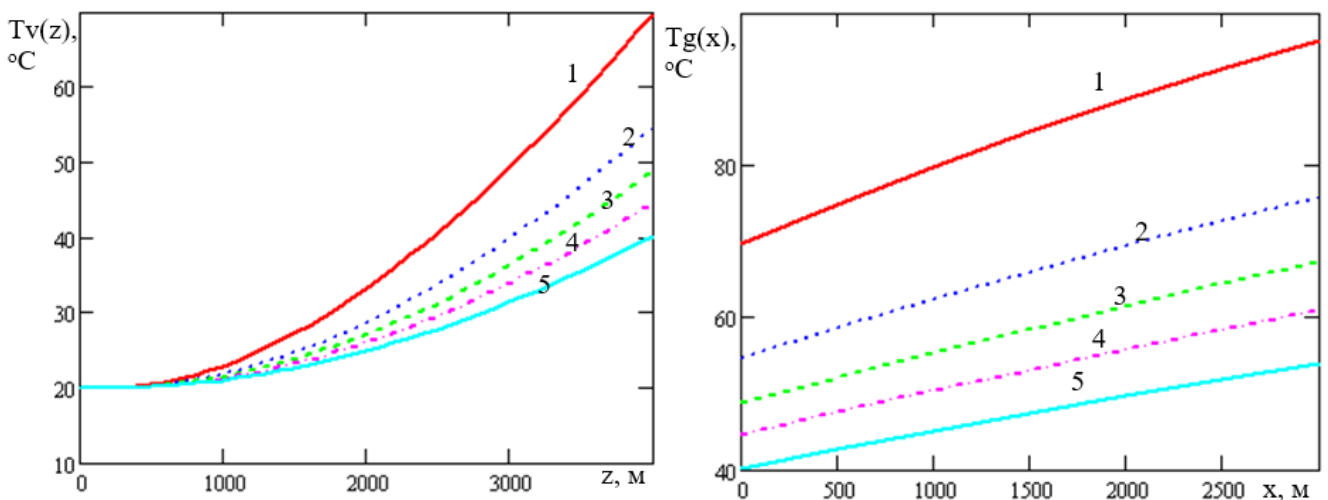


Рисунок 3.24 – Профили температур теплоносителя в вертикальном (а) и горизонтальном (б) стволе скважины при $H=4000 \text{ м}$:

1 – $Q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2 – $800 \text{ м}^3/\text{сут}$; 3 – $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; 4 – $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$; 5 – $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$

Зависимости извлекаемой мощности N от длины горизонтального ствола L скважины для различных дебитов при глубинах залегания водоносного пласта $H=3000$ м и $H=4000$ м приведены на рисунке 3.25.

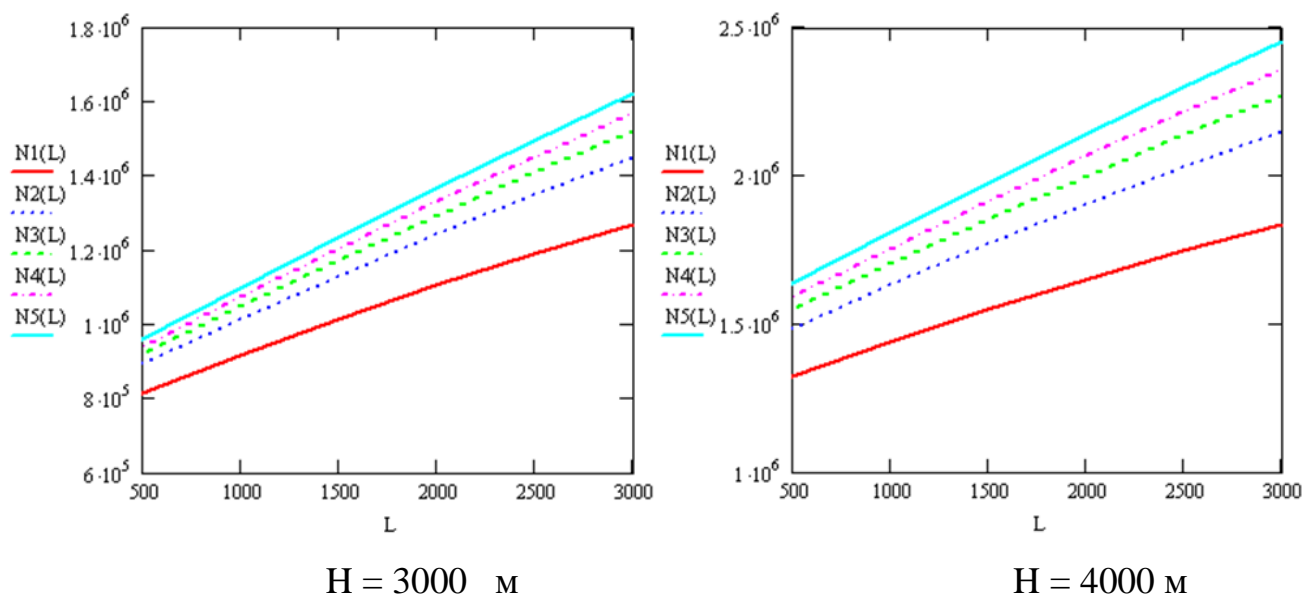


Рисунок 3.25 – Зависимость извлекаемой мощности (Вт) от длины горизонтального ствола (м):

1 – $Q = 500$ м³/сут; 2 – 800 м³/сут; 3 – 1000 м³/сут; 4 – 1200 м³/сут; 5 – 1500 м³/сут

Зависимости на рисунке 3.25 демонстрируют возможность получения до 2 МВт и более тепловой мощности при расходах промежуточного теплоносителя $Q = 1000$ – 1500 м³/сут.

Выводы по третьей главе

1. Разработаны энергоэффективные технологии освоения гидротермальных ресурсов ВПАБ различного энергетического потенциала, которые должны стать важным составляющим стратегического развития Северо-Кавказского региона.
2. Разработаны технологии комплексного освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов с использованием теплонасосных технологий. Практическая реализация таких технологий позволит решить проблемы теплоснабжения и

горячего водоснабжения, а также питьевого и технического водоснабжения густонаселенного Северо-Кавказского региона. В таких комплексных системах достигается максимальная утилизация продукции термальных артезианских скважин с использованием теплового и водоресурсного потенциалов на различные цели с предварительным доведением качества воды до кондиций питьевой на различных блоках химической водоочистки.

3. Решена проблема освоения среднепотенциальных геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии в комбинированных ГеоЭС с использованием газотурбинных технологий; предлагаемые ГПЭС позволяют эффективно использовать для выработки электроэнергии термальные воды с температурами 80 – 100 °С. Показана перспективность таких систем, что подтверждается расчетами, проведенными с привязкой к Тернаирскому геотермальному месторождению.

4. Разработана технология комбинированной ГПЭС с утилизацией запасов низконапорного остаточного газа в блоке ГТЭС. Совместное использование таких ресурсов газа с термальными водами позволит осуществить эффективное автономное электро- и теплоснабжение объектов нефтегазового сектора путем строительства ГПЭС.

5. Рассмотрена возможность вовлечения среднепотенциальных геотермальных ресурсов для получения электроэнергии в бинарных ГеоЭС. Приведены технологические параметры ГеоЭС, рассчитанные для гидрогеолого-геотермических условий Тернаирского геотермального месторождения. Полученные результаты свидетельствуют о неэффективности использования среднепотенциальных вод для выработки электроэнергии в ГеоЭС с обратной закачкой.

6. Разработан и запатентован способ утилизации энергии термальных вод, предполагающий постоянную круглогодичную эксплуатацию среднетемпературных геотермальных скважин и повышение термодинамической эффективности утилизации тепловой энергии термальных вод путем ее преобразования в электроэнергию. При таком способе происходит утилизация тепловой энергии, избыточной потенциальной энергии и химической энергии растворенных газов.

7. Показана перспективность комплексной переработки высокотемпературных геотермальных рассолов с использованием их теплового потенциала на различные теплоэнергетические нужды и последующим извлечением ценных химических компонентов. Разработаны схемы комплексного освоения высокотемпературных гидрогеотермальных рассолов. Масштабное освоение высокопотенциальных минерализованных геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона позволит решить проблемы энергоснабжения региона и импортозамещения, обеспечить потребности России в редких элементах.

8. Разработана технология комплексного освоения геотермальных рассолов Берикейского месторождения. Освоение ресурсов месторождения предлагается осуществить в два этапа. На первом этапе предполагается организовать производство на базе самоизливающихся рассолов. После отработки технологии извлечения химических компонентов из рассола, предлагается перейти ко второму этапу с использованием всех ресурсов месторождения и реализацией комплексной технологии с утилизацией тепловой энергии в ГПЭС, и последующим извлечением из охлажденного рассола химических компонентов. Приведены расчетные характеристики ГПЭС на основе ГТУ-4П для рассолов Берикейского месторождения.

9. Разработана технология комплексной переработки попутных рассолов Южно-Сухокумского нефтяного месторождения. Технология предусматривает использование теплового потенциала попутно добываемых рассолов месторождения в бинарной ГеоЭС и в блоке по съему остаточного тепла, извлечение химкомпонентов и дальнейшее использование опресненной воды на различные водохозяйственные цели. Приведены расчетные характеристики теплообменника типа «труба в трубе» для съема остаточного тепла рассола.

10. Разработана технология освоения ресурсов Тарумовского геотермального месторождения. Освоение предлагается по схеме, в которой тепловой потенциал высокотемпературной воды используется для получения электроэнергии в бинарной ГеоЭС на сверхкритическом цикле. Отработанный рассол с низкой температурой из ГеоЭС поступает на химический завод, где извлекаются основные ценные

компоненты (карбонат лития, магнезия жженая, карбонат кальция и пищевая соль), далее вода используется на различные водохозяйственные цели.

11. Предложена конструкция теплообменника типа «труба в трубе» с продольным оребрением теплопередающей поверхности для утилизации тепла высокотемпературных гидрогеотермальных рассолов. Приведены полученные расчетные характеристики теплообменников с оребрением и без него для снятия тепла с минерализованной термальной воды Тернаирского геотермального месторождения. Результаты расчетов показывают, что массогабаритные характеристики теплообменника улучшаются при его оребрении.

12. Разработана технология комплексной утилизации термальных вод с температурой 100–130 °С и минерализацией 60–200 г/дм³. Способ предполагает комплексную утилизацию всех видов энергий геотермальных ресурсов и растворенных химических компонентов, что позволит резко улучшить экономические показатели и полностью решить экологические проблемы освоения геотермальных месторождений.

13. Разработаны технологии комплексного освоения высокопараметрических геотермальных рассолов с выделением пара, технологически отличающиеся друг от друга в зависимости от исходных параметров теплоносителя. Такое освоение рассолов позволит осуществить преобразование их тепловой энергии в электрическую и значительно увеличить их минерализацию, что упростит последующие процессы извлечения из них химических соединений. Рассмотрена возможность использования технологии с выработкой электроэнергии в паротурбинном и бинарном энергоблоках и последующим извлечением химкомпонентов из рассола для Тарумовского геотермального месторождения. Рассчитанная общая мощность на паротурбинном и бинарном блоках составляет 7,2 МВт, что значительно меньше мощности бинарной ГеоЭС (15,4 МВт) на сверхкритическом цикле.

14. Обоснована возможность эффективного освоения геотермальных ресурсов региона путем строительства бинарных ГеоЭС с использованием простаивающих нефтяных и газовых скважин. Подсчитаны мощности и основные характери-

стики ГеоЭС на перспективных площадях. Использование всего фонда простаивающих скважин на этих площадях позволит получить общую полезную мощность ГеоЭС до 330 МВт.

15. Разработана технология съема тепла с высокотемпературных рассолов непосредственно в геотермальном пласте скважиной горизонтальной конструкции. Преимуществом системы является то, что термальная вода не поднимается по скважине на поверхность, что решает важную проблему утилизации агрессивного отработанного теплоносителя. Методом Лагранжа получено решение задачи для определения температуры воды в скважине в произвольный момент времени. Проведены многовариантные расчеты по оценке тепломассопереноса с использованием разработанной математической модели. Показана возможность получения до 2 МВт и более тепловой мощности при расходах промежуточного теплоносителя $Q = 1000\text{--}1500 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Основные результаты главы 3 опубликованы в [17, 59, 60, 62, 166, 167, 170, 177–180, 186].

ГЛАВА 4 КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Для бесперебойного энергоснабжения потребителей наиболее перспективными являются технологические системы, использующие два и более вида ВИЭ [1,6,15]. Внедрение технологий на основе возобновляемых энергоресурсов базируется на принятых многими странами планами освоения ВИЭ, подкрепленными мерами законодательного стимулирования [187–189].

В России практически во всех регионах имеется один или два типа ВИЭ, коммерческая эксплуатация которых может быть оправдана, при этом некоторые регионы богаты всеми типами возобновляемых источников [56,190,191].

4.1 Солнечно-геотермальная система

Разработана и запатентована [192] комбинированная солнечно-геотермальная система для обеспечения горячей водой и теплом децентрализованных потребителей небольшой мощности (Рисунок 4.1). Система включает солнечные коллектора 1, теплообменник 2, бак-аккумулятор 3, тепловой насос 7 и скважину-теплообменник 8. Через солнечный коллектор циркулирует теплоноситель (антифриз). Теплоноситель нагревается в солнечном коллекторе энергией солнца и отдает затем тепловую энергию воде через теплообменник 2, вмонтированный в бак-аккумулятор 3. В баке-аккумуляторе хранится горячая вода до момента ее использования, поэтому он должен иметь хорошую теплоизоляцию. В первом контуре, где расположен солнечный коллектор, может использоваться естественная или принудительная циркуляция теплоносителя. На линии горячего водоснабжения вмонтирован электрический нагреватель 6. В случае понижения температуры в баке-аккумуляторе ниже установленной (продолжительная пасмурная погода или малое количество часов солнечного сияния зимой) электронагреватель включается и нагревает воду до заданной температуры.

Блок солнечного коллектора эксплуатируется круглогодично и обеспечивает потребителя горячей водой, а блок низкотемпературного напольного отопления с ТН и скважиной-теплообменником глубиной 100–200 м включается в эксплуатацию только в отопительный период.

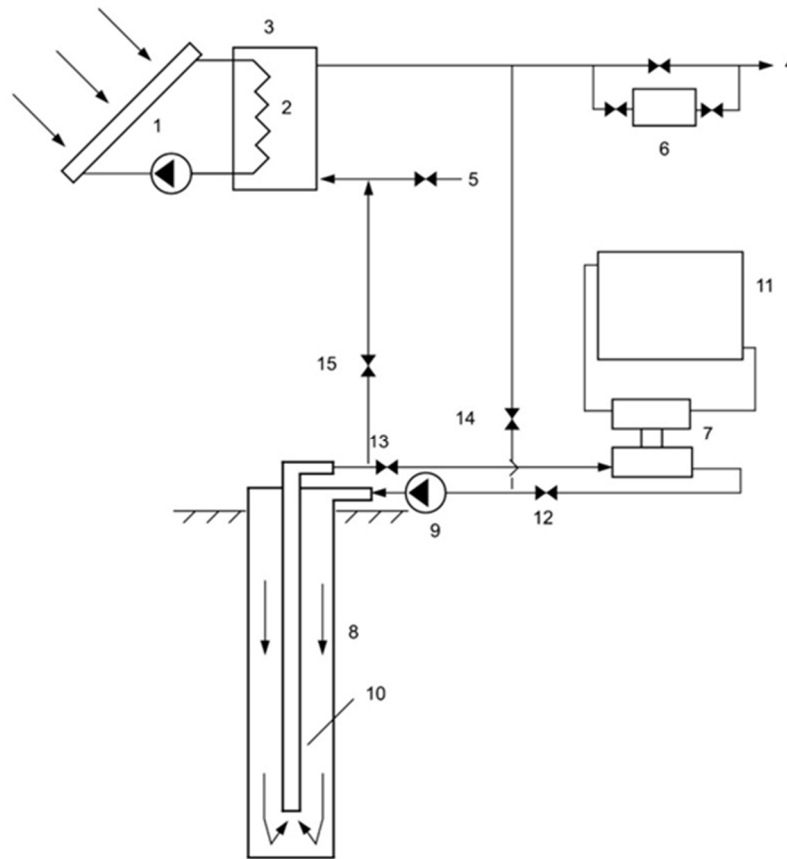


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема солнечно-геотермальной системы отопления и горячего водоснабжения жилого дома:

1 – солнечный коллектор; 2 – теплообменник; 3 – теплоизолированный бак-аккумулятор горячего водоснабжения; 4 – на горячее водоснабжение; 5 – подвод холодной воды; 6 – электронагреватель; 7 – тепловой насос; 8 – скважина-теплообменник; 9 – циркуляционный насос; 10 – теплоизолированная лифтовая колонна; 11 – система напольного отопления; 12, 13, 14, 15 – вентили

В цикле ТН холодная вода с температурой 5 °С опускается в межтрубном пространстве скважины-теплообменника и отбирает низкопотенциальное тепло с окружающей горной породы. Далее, нагретая в зависимости от глубины скважины

до температуры 10–15 °С вода поднимается по центральной колонне труб на поверхность. Для предотвращения обратного оттока тепла центральная колонна снаружи теплоизолирована. На поверхности вода из скважины поступает в испаритель ТН, где происходит нагрев и испарение низкокипящего рабочего агента. После испарителя охлажденная вода вновь направляется в скважину. За отопительный период при постоянной циркуляции воды в скважине происходит постепенное охлаждение окружающей ее горной породы.

В межотопительный период, когда система отопления отключается, происходит частичное восстановление температурного поля вокруг скважины за счет притока тепла от пород вне зоны охлаждения; достичь полного восстановления температурного поля вокруг скважины за время ее простоя не удается.

В летний период избыток тепловой энергии в виде горячей воды из бака-аккумулятора направляется в скважину для полного восстановления температуры в горной породе вокруг нее.

В период отключения отопления вентили 12 и 13 закрыты, и при открытых вентилях 14 и 15 горячая вода из бака аккумулятора циркуляционным насосом закачивается в межтрубное пространство скважины, где по мере ее спуска происходит теплообмен с окружающей горной породой. Далее охлажденная вода по центральной теплоизолированной колонне направляется обратно в бак-аккумулятор. В отопительный период, наоборот, вентили 12 и 13 открыты, а вентили 14 и 15 закрыты.

Проведены исследования по отбору тепла с горной породы скважинным теплообменником [193]. С увеличением времени эксплуатации теплообменника эффективность съема тепла с горной породы снижается, что связано с постепенным увеличением эффективного радиуса круга R , внутри которого температура пород вокруг скважины отклонена от естественного распределения и снижением коэффициента теплопередачи k .

Проведенные расчеты показывают, что оптимальный расход промежуточного теплоносителя составляет 0,5–0,6 кг/с (Рисунок 4.2). Дальнейшее увеличение расхода практически не приводит к увеличению теплосъема с горной породы.

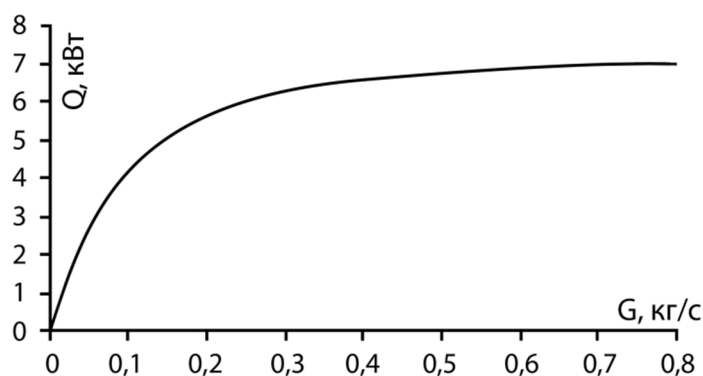


Рисунок 4.2 – Зависимость теплосъема Q грунтового теплообменника от массового расхода G теплоносителя

Исследования процесса охлаждения горной породы при съеме с нее тепла скважинным теплообменником и восстановления теплового поля в породе во время простоя скважины в межотопительный период подтвердили, что температурное поле в горной породе за летний период простоя скважины восстанавливается лишь частично за счет притока тепла от пород вне зоны охлаждения [74]. Радиус фронта охлаждения за отопительный период может достигать до 6–8 м. Достичь полного восстановления температурного поля вокруг скважины за время ее простоя не удастся. Температура на стенке скважины за месяц восстанавливается примерно на 50% и более, за летний сезон – на 80–85%, вдали от скважины процесс восстановления происходит с некоторым запозданием и на меньшие значения. В этих условиях возникает проблема полного восстановления теплового поля в горной породе вокруг скважины во время ее простоя в летний период.

4.2 Экспериментальная солнечно-геотермальная система

Комбинированная солнечно-геотермальная система для отопления и горячего водоснабжения дома коттеджного типа построена на полигоне Объединенного института высоких температур РАН в г. Махачкале (Рисунок 4.3–4.5). Система включает в себя скважинный теплообменник глубиной 100 м для отбора тепла с

горной породы, солнечные коллекторы (20 шт.) общей площадью 20 м^2 , теплоизолированный бак-аккумулятор горячей воды объемом $1,2 \text{ м}^3$ с встроенным теплообменником, линию горячей воды, а также энергоблок низкотемпературного отопления с тепловым насосом мощностью 15 кВт и циркуляционным насосом для прокачки промежуточного теплоносителя [193].



Рисунок 4.3 – Солнечные коллектора (20 м^2) с теплоизолированным баком-аккумулятором для горячей воды



Рисунок 4.4 – Оголовок скважины-теплообменника

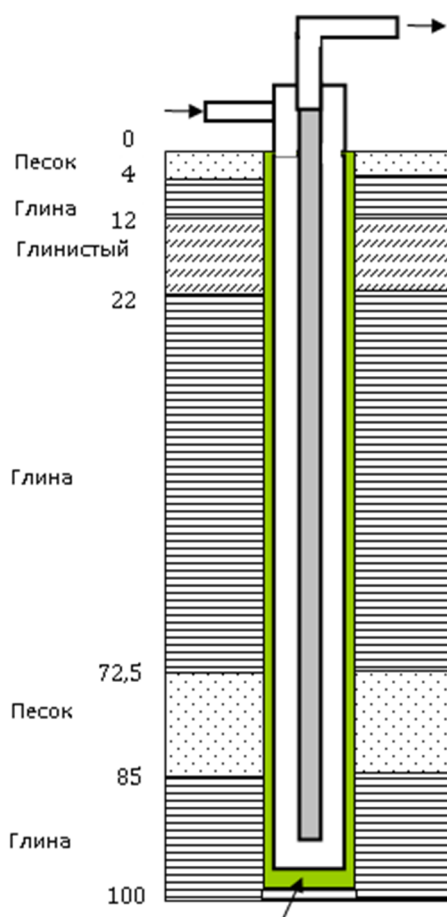


Рисунок 4.5 – Конструкция скважины-теплообменника

В системе использованы солнечные плоские коллекторы нового поколения, разработанные в ИПГВЭ ОИВТ РАН, производимые НПП «Ресурс», характеристики которых приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики коллектора

№	Параметр	Значение
1	Габаритные размеры (без патрубков), мм	1500x700x60
2	Площадь поглощающего элемента, м ²	0,98
3	Вес (сухой), кг	10,5
4	Рабочее давление, МПа	0,6
5	Объем каналов поглощающей панели, л/м ²	1,2
6	Эффективность	0,7

В коллекторах используются современные термостойкие полимерные материалы – сотовые поликарбонат и полипропилен. Коллекторы включают в себя металлический адсорбер типа «труба в листе» и прозрачное покрытие из сотового поликарбоната толщиной 4 мм. Защита тыльной стороны коллектора выполнена из сотового полипропилена, теплоизоляция – из минеральной ваты. Боковое ограждение коллектора изготавливается из специально разработанного алюминиевого профиля. Этот коллектор, как лучший исполненный проект, награжден золотой медалью IX Московского международного салона инноваций и инвестиций. В настоящее время такие коллекторы широко используются на юге России в солнечных водонагревательных установках различного назначения.

Бак-аккумулятор рассчитан на трехсуточный запас горячей воды на четырех человек, внутри бака вмонтирован металлический теплообменник, образующий с коллекторами первичный замкнутый контур, который заполняется незамерзающей жидкостью. Это обеспечивает работоспособность системы в зимний период. На время длительного отсутствия солнечной радиации в системе предусмотрен дублирующий электрический водонагреватель, который автоматически включается при падении температуры в системе горячего водоснабжения ниже заданного значения.

Грунтовый аккумулятор представляет собой вертикальную скважину со следующими характеристиками: глубина – 100 м; диаметр – 146 мм; диаметр внутренней трубы из ПВХ – 54 мм; толщина внутренней трубы – 7 мм; кольцевой зазор – 38 мм.

Теплоноситель (вода) нагнетается круглый год в кольцевой зазор между лифтовой колонной и скважиной, в отопительный период тепло отбирается с горной породы, в остальное время происходит восстановление теплового поля в горной породе вокруг скважины. На линии со скважиной установлен тепловой насос типа «вода – вода» MSR-J043WHC мощностью 15 кВт.

Солнечные коллекторы служат для обеспечения горячего водоснабжения в зимний период эксплуатации системы, когда солнечное сияние минимальное. В результате теплового расчета их площадь и количество были несколько увеличены.

В летний период избыток тепловой энергии в виде горячей воды из бака-аккумулятора направляется в скважину для полного восстановления температуры в горной породе вокруг скважины.

Проведены испытания солнечных коллекторов в режиме с постоянным расходом теплоносителя. Такой режим наиболее распространен в солнечных водонагревательных установках, в которых циркуляция теплоносителя осуществляется с помощью насоса. В ходе испытаний измеряли температуру теплоносителя на входе и выходе коллекторов, плотность солнечной радиации, температуру наружного воздуха. Количество коллекторов равно 20, их суммарная площадь 20 м². Производительность циркуляционного насоса – 0,08 кг/с. В установке использовано параллельное соединение коллекторов, расход теплоносителя через один коллектор составляет 0,004 кг/с. Система работает в режиме накопления тепла в баке-аккумуляторе. Во время испытаний коллекторов не проводились отбор тепла на отопление, горячее водоснабжение и передача тепла в грунтовый аккумулятор.

Результаты испытаний показали, что дневная производительность одного коллектора в сентябрьский солнечный день равна 14,24 МДж/м², при этом суммарная дневная солнечная радиация на поверхности коллектора, измеренная в ходе испытания, – 23,4 МДж/м². Следовательно, среднедневное значение КПД коллекторов составляет 0,62. При этом среднедневная температура теплоносителя в коллекторах – примерно 56 °С.

Одновременно были проведены пробные закачки теплоносителя в скважину-теплообменник. До этого грунт вокруг скважины не подогревался закачкой теплоносителя, и у породы была естественная температура скважины, которая плавно нарастала от ее устья к забою с 15 до 18,5 °С. Для закачки была использована артезианская вода температурой 29 °С, извлекаемая из отдельной скважины с глубины 400 м для хозяйственно-питьевых нужд полигона ОИВТ РАН. Вода закачивалась с расходом 0,33 кг/с, на выходе из скважины температура закачиваемой воды снижалась до 21 °С, что свидетельствует об успешной аккумуляции тепла в горной породе.

Необходимо отметить, что в летний период для восстановления температуры в горной породе в скважинах неглубокого залегания можно успешно применять поверхностную воду, предварительно нагретую солнечным теплом в открытом бассейне.

Вырабатываемая солнечными коллекторами тепловая энергия используется полностью, при этом в летний период часть тепловой энергии, в других конструкциях солнечных установок теряемая безвозвратно, в предлагаемой системе накапливается в грунтовом аккумуляторе и в отопительный период тепловым насосом подается для отопления дома.

Финансирование работ по строительству системы осуществлено за счет средств федерального бюджета, выделенных в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России», по государственному контракту № 02.740.11.0059 на выполнение научно-исследовательских работ по проекту «Разработка эффективных технологий комплексного освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов Восточного Предкавказья».

Теплонасосные системы теплоснабжения с вертикальными грунтовыми теплообменниками могут быть успешно применены для создания экологически чистых децентрализованных систем отопления и горячего водоснабжения, а также для снабжения теплом сельских потребителей. Скважины-теплообменники не требуют заметного отчуждения земли и могут сооружаться под фундаментом здания или в непосредственной близости от него. Широкое применение этих технологий теплоснабжения позволит не только решить трудные проблемы, связанные с приобретением и доставкой энергоносителей в отдаленные населенные пункты, но и некоторые социальные проблемы на селе.

Поверхностные слои грунта являются достаточно универсальным и повсеместно доступным источником низкопотенциального тепла, и в России имеются неограниченные возможности для применения технологий ТСТ с вертикальными грунтовыми теплообменниками. На сегодняшний день в стране насчитывается более 30 млн. индивидуальных генераторов тепла, в состав которых входит, как пра-

вило, низкоэффективное оборудование с повышенным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу и от которых в ближайшее время необходимо отказаться. Перспективным направлением решения такой проблемы будет широкое внедрение технологий солнечно-геотермальных систем теплоснабжения с грунтовыми теплообменниками в вертикальных скважинах.

Предложенная комбинированная технология по отбору и аккумулированию тепловой энергии верхних слоев земной коры, включающая в себя вертикальный скважинный теплообменник неглубокого заложения, тепловой насос и солнечные коллекторы и, реализованная на полигоне Объединенного института высоких температур в г. Махачкале для тепло- и горячего водоснабжения дома коттеджного типа, по результатам проведенных испытаний показала высокую эффективность для теплоснабжения децентрализованных потребителей небольшой мощности. Окончательный выбор комбинированной ТСТ, режим ее эксплуатации, глубина и количество скважинных теплообменников зависит от потребляемой тепловой мощности и технико-экономического обоснования с учетом капитальных и эксплуатационных затрат, а также горно-геологических и теплофизических свойств пород разреза.

4.3 Геотермально-биогазовые технологии

В последние годы биоэнергетика стала самостоятельной отраслью энергетики. Во многих странах мира ее вклад в энергобаланс стран превышает суммарный вклад остальных ВИЭ [194–196]. Современная промышленная биоэнергетика представлена различными технологиями [197–199].

Россия имеет возможности интенсивного развития практически всех современных направлений использования биомассы для энергетики [200–202]. Ведущее место займут современные высокорентабельные биогазовые технологии. С использованием биогазовых технологий возможна биохимическая переработка всех органических отходов агропромышленного комплекса. В таблице 4.2 приведены данные по выходу биогаза из различного сырья при анаэробной переработке [15].

Таблица 4.2 – Выход биогаза из различного сырья

Исходное сырье	Выход биогаза из 1 кг сухого вещества, л/кг	Содержание метана в газе, %
Трава	630	70
Древесная листва	210-294	59
Ботва картофельная	420	60
Стебли кукурузные	420	53
Мякина	615	62
Солома пшеничная	342	58
Солома льняная	359	59
Подсолнечная шелуха	300	60
Твердый навоз КРС	200-300	60
Конский навоз с соломой	250	56-60
Домашние отходы и мусор	600	50
Твердый остаток сточных вод	570	70

В Северо-Кавказском регионе биомасса является одним из перспективных видов ВИЭ, только в Дагестане ее экономический потенциал составляет около 560 тыс. ту.т./год, из которого на долю отходов животноводства приходится 335,5 тыс. ту.т./год [203]. В настоящее время ресурсы биомассы не востребованы. Переработка их в биореакторных установках с получением биогаза позволит существенным образом улучшить эколого-экономическую ситуацию в регионе.

На рисунке 4.6 приведена разработанная геотермально-биогазовая технология переработки органических отходов [204].

В резервуаре подготовки сырья производится перемешивание органических отходов, удаление твердых включений и увлажнение. Из резервуара сырье дозировочным насосом подается в метантенк, где осуществляется его сбразивание. Образовавшийся в процессе сбразивания сырья биогаз из метантенка поступает в газгольдер.

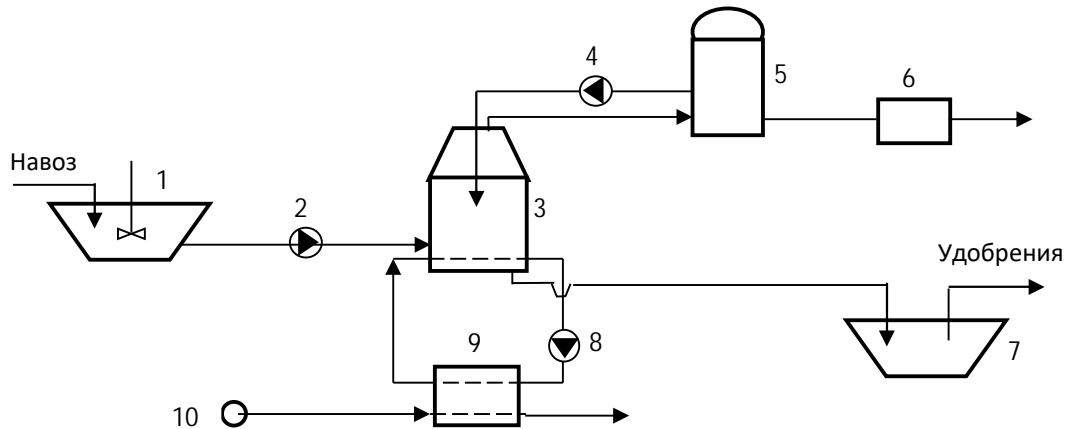


Рисунок 4.6 – Комбинированная геотермально-биогазовая технология переработки органических отходов:

1 – резервуар для подготовки сырья; 2 – дозировочный насос; 3 – метантенк; 4 – компрессор; 5 – газгольдер; 6 – аппараты очистки биогаза; 7 – сборник удобрений; 8 – циркуляционный насос; 9 – теплообменник; 10 – геотермальная скважина

Для интенсификации процесса сбраживания часть биогаза из газгольдера подается компрессором обратно в метантенк, при этом происходит и перемешивание всей массы в метантенке. Из газгольдера биогаз направляется в аппараты очистки и далее на потребительские нужды. Забродившее сырье из нижней части метантенка поступает в сборник удобрений, из которого уже вывозится на поля. Необходимый температурный режим в метантенке поддерживается нагретой водой, циркулирующей с помощью насоса в трубчатых змеевиках, уложенных на дно метантенка. Нагрев циркулирующей воды осуществляется в теплообменнике за счет тепла термальной воды, поступающей из геотермальной скважины.

На рисунке 4.7 представлена разработанная геотермально-биогазовая технология с комплексным использованием термальных вод. Часть низкопотенциальной термальной воды из скважины направляется в теплообменник для подогрева сырья в метантенке, а другая часть воды поступает в тепличный комбинат [6,1].

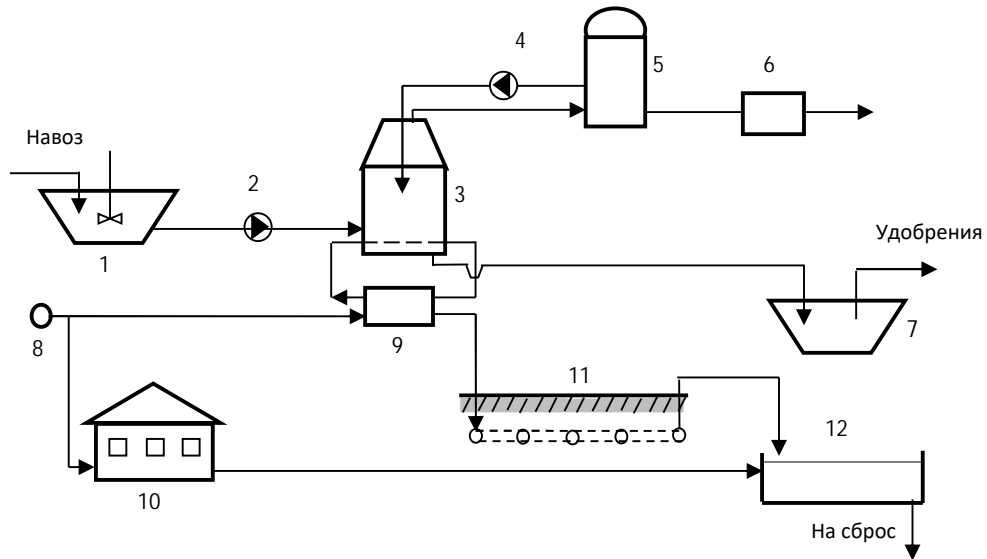


Рисунок 4.7 – Комбинированная геотермально-биогазовая технология с комплексным использованием термальных вод:

1 – резервуар для подготовки сырья; 2 – дозировочный насос; 3 – метантенк; 4 – компрессор; 5 – газгольдер; 6 – аппараты очистки биогаза; 7 – сборник удобрения; 8 – геотермальная скважина; 9 – теплообменник; 10 – тепличный комбинат; 11 – система подпочвенного обогрева грунта с трубами, уложенными на некоторой глубине; 12 – рыборазводный бассейн

Необходимый температурный режим в метантенке поддерживается нагретой водой, циркулирующей с помощью насоса в трубчатых змеевиках, уложенных на дно метантенка. На выходе из теплообменника термальная вода направляется в систему подпочвенного обогрева грунта. Далее термальная вода с более низкой температурой поступает в рыборазводный бассейн, куда также поступает другая часть воды из тепличного комбината. Такое комплексное использование термальной воды на различные нужды позволяет максимально эффективно использовать тепловой потенциал, со снижением конечной температуры до значения, близкого к температуре окружающей среды.

Разработана технология (Рисунок 4.8) комплексного освоения гидрогеотермальных ресурсов, в которой тепловой потенциал термальной воды используется в

ГеоЭС, в биореакторе для подогрева сырья и для других нужд (теплица, рыборазводный бассейн). Полученный при этом биогаз сжигается в ГТУ, выхлопные газы направляются в блок по выращиванию белково-витаминной биомассы.

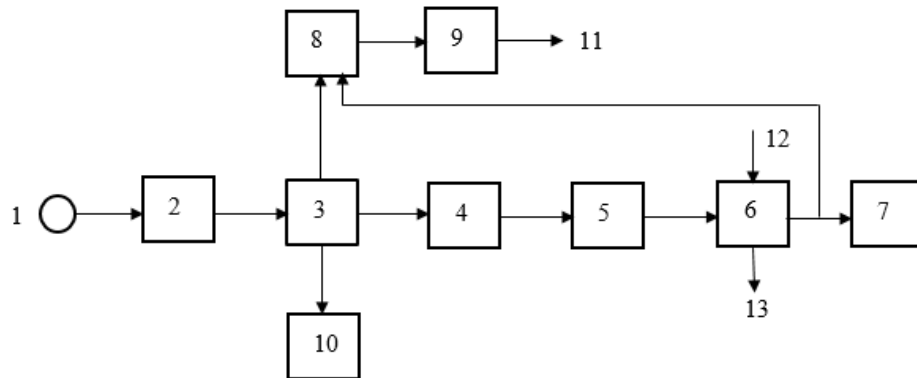


Рисунок 4.8 – Схема комплексного освоения гидрогеотермальных ресурсов:

1 – скважина; 2 – бинарная ГеоЭС; 3 – метантенк; 4 – газгольдер; 5 – ГТУ; 6 – теплообменник; 7 – блок по выращиванию белково-витаминной биомассы; 8 – теплица; 9 – рыборазводный бассейн; 10 – обеззараженные удобрения; 11 – сброс отработанной воды; 12 – подвод холодной воды; 13 – отвод нагретой воды

Вода из скважины 1 поступает в ГеоЭС 2, далее вода с температурой 65 °С поступает в метантенк 3 для поддержания термофильного процесса брожения биомассы (животноводческих отходов). Из метантенка вода с более низкой температурой поступает в теплицу 8 и далее в рыборазводный бассейн 9, образующиеся после брожения биомассы удобрения высокого качества 10 направляются для использования по назначению. Биогаз из метантенка поступает в газгольдер 4, далее он сжигается в ГТУ 5. Образующиеся при этом выхлопные газы направляются для охлаждения в теплообменник 6 и далее в теплицу 8 и в блок выращивания водорослей 7 (поглощение растениями и водорослями углекислого газа приводит к быстрому их росту).

В схеме на рисунке 4.9 часть термальной воды подводится в биореакторы 3, остальная вода направляется в блок комбинированной геотермально-парогазовой электростанции 6. В биореакторе из биомассы получают обеззараженные удобрения высокого качества 9 и биогаз, который после осушки поступает в ГТУ 5, где

вырабатывается электроэнергия. Отработанные выхлопные газы из ГТУ направляются в ГПЭС. В ГПЭС происходит нагрев низкокипящего рабочего тела до температуры насыщения за счет термальной воды, дальнейшее испарение и перегрев – за счет утилизации тепла отработанных газов. Далее отработанные газы поступают в блок по выращиванию белково-витаминной биомассы 7. Отработанная термальная вода закачивается в материнский пласт.

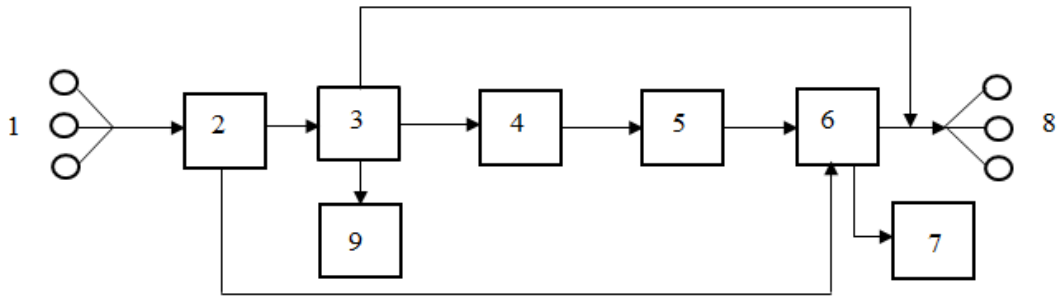


Рисунок 4.9 – Комбинированная технология утилизации биомассы и геотермальной энергии:

1 – добычные скважины; 2 – ГЦТП; 3 – метантенк; 4 – газгольдер; 5 – ГТУ; 6 – ГПЭС; 7 – блок по выращиванию белково-витаминной биомассы; 8 – нагнетательные скважины 9 – обеззараженные удобрения

При сбраживании в биореакторе из 1 кг животноводческих отходов можно получить до 300 дм^3 биогаза, переработанные отходы являются высокоэффективным удобрением, содержащие азот, фосфор и калий, 1 кг таких удобрений по эффективности соответствует до 100 кг навоза. Применение таких технологий решает ряд проблем: экологическую; энергетическую; агрохимическую; социальную

4.4 Использование гидрогеотермальных ресурсов в энергобиологических комплексах

Перспективными объектами для комплексного использования геотермальных ресурсов разного потенциала являются энергобиологические комплексы

(ЭБК). Разработана принципиальная схема комплексного использования термальных вод Речнинского геотермального месторождения в проекте ЭБК (Рисунок 4.10).

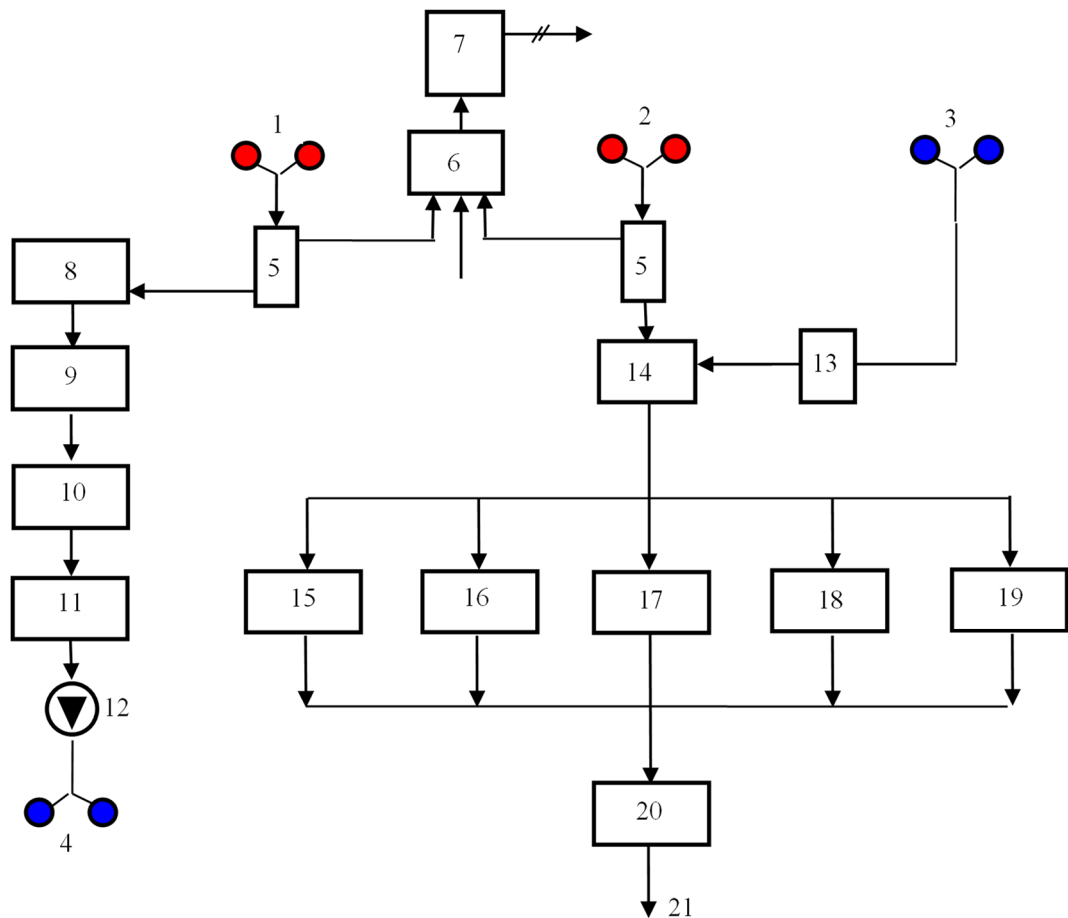


Рисунок 4.10 – Схема комплексного использования термальных вод в ЭБК:
 1 – скважины №№ 2т, 3т ($T = 104\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 192\text{ т/ч}$); 2 – скважины №№ 1т, 4т ($T = 53\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 46\text{ т/ч}$); 3 – скважины №№ 1а, ... 5а ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 263\text{ т/ч}$); 4 – скважины №№ 5т, 6т; 5 – дегазатор; 6 – газораспределительная станция; 7 – газотурбинная установка ($N_{\text{ГТУ}} = 1\text{ МВт}$); 8 – отопление жилых зданий; 9 – блочная теплица; 10 – птицефабрика; 11 – обогреваемый грунт (2,3 га); 12 – насосная станция закачки; 13 – аэратор; 14 – смеситель; 15 – блок выращивания молоды осетровых; 16 – блок выращивания товарных осетровых; 17 – блок выращивания микроводорослей; 18 – блок производства х/п дрожжей; 19 – физиотерапевтический блок; 20 – блок фильтров; 21 – сброс в реку

Предусматривается организация в ЭБК нескольких взаимосвязанных производств: по выращиванию ранних овощей, культивированию микроводоросли хлореллы, выращиванию молодежи и товарных осетровых. Также включен теплоэнергетический блок, где осуществляется производство тепла и электроэнергии для собственных нужд ЭБК.

В предлагаемой схеме высокотемпературная вода из скважин №№ 2т, 3т поступает в дегазатор, где происходит отделение растворенных газов. Далее вода последовательно направляется на обогрев жилого комплекса, теплицы, птицефабрики и грунта, где происходит максимально эффективное использование теплового потенциала скважин. Отработанная вода после обогрева грунта поступает на насосную станцию для закачки в скважины №№ 5т, 6т. Термальная вода из скважин №№ 1т, 4т также направляется в дегазатор и далее в смеситель, куда из артезианских скважин поступает низкопотенциальная вода, предварительно обогащенная кислородом воздуха в аэраторе. Вода из смесителя поступает в рыбохозяйственный комплекс, блок для выращивания микроводорослей, производства хлебопекарных дрожжей и физиотерапевтический блоки. Отработанная вода проходит через фильтры и сбрасывается в реку. Газы, отделенные из термальной воды после их осушки, поступают в газораспределительный пункт и далее утилизируются в газотурбинной установке мощностью 1 МВт. ГТУ полностью обеспечивает потребности ЭБК в электроэнергии.

В рыбохозяйственном блоке ЭБК геотермальные воды используются, прежде всего, как эффективный источник тепла и воды, необходимый для подпитки садков и бассейнов при искусственном разведении в них деликатесных пород рыб. Это позволяет удлинить продолжительность вегетационного периода и значительно ускорить рост рыбы.

Блок выращивания микроводорослей представляет собой открытые круглые бассейны, глубиной до 0,5 м и площадью по 0,1 га, всего – 20 га. Высокая продуктивность хлореллы на геотермальной воде объясняется наличием в ней легко усвояемых солей, микроэлементов, углекислого газа и оптимальной рН среды. С 1 га

водной поверхности в пересчёте на сухое вещество можно получить до 7 т хлореллы.

Окончательная технологическая схема ЭБК на основе термальных вод выбирается путем технико-экономического обоснования различных вариантов с различными блоками. Технологии, которые будут реализовываться в ЭБК, зависят от многих факторов, основными из которых являются количество (водоресурсный и тепловой потенциалы) и качество (температура, минерализация, химсостав, наличие растворенных газов, токсичных и вредных компонентов) термальной воды, наличие пресных вод, условий для сброса отработанных вод и свободных земель для строительства.

Выводы по четвертой главе

1. Предложена комбинированная технология по отбору и аккумулированию тепловой энергии верхних слоев земной коры, включающая скважинный теплообменник неглубокого заложения, тепловой насос и солнечные коллектора. Технологией предусмотрены отбор тепла с горной породы в отопительный период и передача этого тепла в систему отопления с тепловым насосом, восстановление в межотопительный период температурного поля вокруг скважины путем аккумуляции в горной породе тепла, поступающего с горячей водой в скважинный теплообменник из бака-аккумулятора. Комбинированная солнечно-геотермальная система реализована на полигоне Объединенного института высоких температур в г. Махачкале для тепло- и горячего водоснабжения коттеджного дома. Основными узлами системы являются солнечные коллектора общей площадью 20 м², теплоизолированный бак-аккумулятор горячей воды со встроенным теплообменником, тепловой насос мощностью 15 кВт и скважина-теплообменник глубиной 100 м. Результаты испытаний показали высокую эффективность системы для теплоснабжения децентрализованных потребителей небольшой мощности.

2. Разработана комбинированная геотермально-биогазовая технология с комплексным использованием низкопотенциальных термальных вод. Технология

предусматривает использование теплового потенциала термальной воды в биореакторе для подогрева сырья и для других нужд (тепличный комбинат, система почвенного обогрева грунта, рыборазводный бассейн). Такое комплексное использование термальной воды позволяет максимально эффективно использовать ее тепловой потенциал, со снижением конечной температуры до значения близкого к температуре окружающей среды.

3. Разработана технология комплексного освоения гидрогеотермальных ресурсов, в которой тепловой потенциал термальной воды используется в ГеоЭС, в биореакторе для подогрева сырья и для других нужд (теплица, рыборазводный бассейн). Полученный при этом биогаз сжигается в ГТУ, выхлопные газы направляются в блок по выращиванию белково-витаминной биомассы.

4. Предложена технология переработки органических отходов с использованием термальной воды, в которой часть термальной воды подводится в биореакторы для поддержания необходимого температурного режима с последующим получением биогаза, другая часть направляется в блок комбинированной геотермально-парогазовой электростанции.

5. Разработана принципиальная схема комплексного использования термальных вод Речнинского геотермального месторождения в проекте ЭБК. В проекте предусмотрена организация нескольких взаимосвязанных производств. Предусмотрен также теплоэнергетический блок, в котором осуществляется производство тепла и электроэнергии для нужд ЭБК.

Основные результаты главы 4 опубликованы в [6, 192, 193, 204].

ГЛАВА 5 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА С ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ ВОКРУГ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ГЕОТЕРМАЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Моделированием процессов движения жидкостей и газов в геотермальных системах для двухфазной фильтрации занимались многие авторы [205–217]. В [215] приведена задача о двухфазном течении с фазовыми переходами в пористой среде. Рассмотрена плоская одномерная задача, что позволило найти относительно простое автомодельное решение, была построена диаграмма различных режимов фильтрации. Очевидно, что в окрестности скважин плоская модель может оказаться неприемлемой, и более адекватной будет радиально-симметричная модель. В [205] рассмотрена радиальная квазистационарная модель извлечения пара из высокотемпературного пласта. Численно-аналитические эксперименты, проведенные на основе предложенной модели, подтвердили качественные выводы о различных режимах теплообмена, полученные в рамках плоской модели на основе автомодельного решения [215]. Однако, критические проницаемости возникновения перегрева жидкости отличаются, по крайней мере, на 1-2 порядка в пользу реализации кипения в скважине.

В данной главе будет рассмотрена радиально симметричная задача, связанная с притоком теплоносителя к скважине с учетом фазового перехода, будут изучены режимы теплообмена с фазовыми переходами вокруг добывающей скважины, реализуемые в высокотемпературном геотермальном пласте.

5.1 Условия существования и свойства фронтального режима теплообмена в геотермальном пласте

Предположим, что в начальный момент времени геотермальный пласт, насыщенный водой, имеет давление P_0 и температуру T_0 . В результате эксплуатации скважины ее давление падает до значения P^0 . При значительном падении давления в скважине кипение воды может происходить в породах, и область, насыщенная

паром, формируется в прискважинной области. Предполагаем, что реализуется фронтальной режим тепломассопереноса в пласте, и движение пара в области за фронтом кипения происходит в изотермическом режиме.

Запишем необходимые уравнения [205,218]

В области пара: $r_c < r < R_v(t)$

$$\begin{cases} \phi \frac{\partial \rho_v}{\partial t} + \text{div}(\rho_v \mathbf{v}_v) = 0 \\ \mathbf{v}_v = -\frac{k}{\mu_v} \text{grad } P \\ P = \rho_v R T_* \\ T = T_* \end{cases} ; \quad (5.1)$$

В области воды: $r > R_v(t)$

$$\begin{cases} \phi \frac{\partial \rho_w}{\partial t} + \text{div}(\rho_w \mathbf{v}_w) = 0 \\ \mathbf{v}_w = -\frac{k}{\mu_w} \text{grad } P \\ (\rho C)_1 \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{k}{\mu_w} \rho_w C_w \text{grad } P \cdot \text{grad } T = \lambda_1 \Delta T \\ \rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha_w (P - P_0)) \end{cases} ; \quad (5.2)$$

На фронте кипения должно выполняться условие фазового перехода – уравнение Клаузиуса-Клайперона, которое определяет температуру кипения как функцию давления. Должны также выполняться условия баланса массы и энергии.

Полная система условий на границе фазового перехода будет иметь вид

$$\begin{cases} \ln \frac{P_*}{P_a} = A + \frac{B}{T_*}, \quad \text{где } A = 12.512, B = -4611.73, P_a = 10^5 \text{ Па} \\ \rho_w (V - u_w) = \rho_v (V - u_v) \\ \phi \rho_w h_w (V - u_w) + \lambda_1 \frac{\partial T_w}{\partial z} = \phi \rho_v h_v (V - u_v) \\ T_w = T_v = T_*, P_w = P_v = P_* \end{cases} , \quad (5.3)$$

где P_* и T_* – давление и температура на фронте кипения.

Представим системы (5.1)–(5.3) в безразмерном виде. Для этого введем следующие характерные масштабы: r_c – длины, χ_1 / r_c – скорости, r_c^2 / χ_1 – времени, P_0 – давления, T_0 – температуры.

В итоге получим

В области пара: $1 < r < R_v(t)$

$$\begin{cases} \frac{\phi \mu_v \chi_1}{k P_0} \frac{\partial P}{\partial t} - \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 = P \Delta P, & \Delta = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right); \\ T = T_* \end{cases} \quad (5.4)$$

В области воды: $r > R_v(t)$

$$\begin{cases} a_1 \frac{\partial P}{\partial t} = \Delta P, & a_1 = \frac{\chi_1}{\kappa_1} \\ b_1 \frac{\partial T}{\partial t} - M_1 \frac{\partial P}{\partial r} \cdot \frac{\partial T}{\partial r} = \Delta T, & b_1 = \frac{(\rho C)_1}{\rho_w C_w}, \quad M_1 = \frac{k P_0}{\mu_w \chi_1} \end{cases}; \quad (5.5)$$

На фронте кипения

$$T_w = T_v = T_*, \quad P_w = P_v = P_*$$

$$\begin{cases} \ln \frac{P_* P_0}{P_a} = A + \frac{B}{T_0 T_*}, & A = 12.512, \quad B = -4611.73, \quad P_a = 10^5 \text{ Па} \end{cases} \quad (5.6)$$

$$V = \frac{M_1 \rho_w}{\phi (\rho_w - \rho_v)} \left(\frac{\mu_w \rho_v}{\mu_v \rho_w} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_v - \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_w \right) \quad (5.7)$$

$$V = \frac{M_1}{\phi} \left(\frac{M_2}{M_1} \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_w - \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_w \right), \quad M_2 = \frac{C_w T_0}{q} \quad (5.8)$$

Из (5.4)–(5.8) получим следующие решения и уравнения

В области пара: $1 < r < R_v(t)$

$$P = \sqrt{(P^0)^2 + \left[P_*^2 - (P^0)^2 \right] \frac{\ln r}{\ln R_v}}, \quad (5.9)$$

$$T = T_*.$$

В области воды: $r > R_v(t)$

$$P = P_* + \frac{(1 - P_*) \ln(r / R_v)}{\ln(R_p / R_v)},$$

$$T = \begin{cases} \frac{1 - T_* R_v^{b-1} / R_T^{b-1}}{1 - R_v^{b-1} / R_T^{b-1}} - \frac{1 - T_*}{1 - R_v^{b-1} / R_T^{b-1}} \frac{R_v^{b-1}}{r^{b-1}}, & r \leq R_T(t), \\ 1, & r \geq R_T(t) \end{cases}, \quad (5.10)$$

$$\frac{R_T \dot{R}_T}{1 - (R_v / R_T)^{b-1}} \left[\frac{1 - (R_v / R_T)^2}{2} - \frac{(R_v / R_T)^{b-1} - (R_v / R_T)^2}{3 - b} \right] = 1,$$

$$b = 1 + \frac{M_1(1-P_*)}{\ln(R_p/R_v)}$$

На фронте кипения

$$\dot{R}_v = \frac{M_1}{\phi R_v(1-\rho_v)} \frac{(1-P_*)}{\ln R_p/R_v} \left(\frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{\rho_v}{\mu_v} \frac{\ln R_p/R_v}{\ln R_v} - 1 \right),$$

$$\frac{(1-T_*)}{1-(R_v/R_T)^{b-1}} = \frac{\rho_v}{(1-\rho_v)M_2} \left(\frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{1}{\mu_v} \frac{\ln R_p/R_v}{\ln R_v} - 1 \right), \quad (5.11)$$

$$\ln \frac{P_* P_0}{P_a} = A + \frac{B}{T_0 T_*}, \quad A = 12,512, \quad B = -4611,73, \quad P_a = 10^5 \text{ Па}. \quad (5.12)$$

Здесь: C – теплоемкость, Дж/(кг·К); k – проницаемость, м²; k_0 – масштаб проницаемости; M_1, M_2 – безразмерные параметры; P – давление, Па, P_a – атмосферное давление, Па; $P_f(T)$ – давление фазового перехода, Па; q – удельная теплота парообразования, Дж/кг; R – газовая постоянная пара, Дж/(моль·К); R_p, R_T – радиусы областей возмущений давления и температуры, м; R_v – радиус области пара, м; r – радиальная координата, м; r_c – радиус скважины, м; u – скорость движения жидкости (газа), м/с; V – скорость движения фронта кипения, м/с; v – вектор скорости фильтрации, м/с; α – коэффициент сжимаемости, 1/Па; λ – теплопроводность, Вт/(м·К); ρ – плотность, кг/м³; ϕ – пористость; χ – температуропроводность, м²/с. Нижние индексы: 0 – невозмущенные породы; 1 – насыщенная водой пористая среда; v – пар; w – вода.

Полученное решение описывает фронтальной режим тепломассопереноса при извлечении пара из высокотемпературного пласта [218,219]. Однако этот режим не только не является единственным режимом, который может реализоваться при извлечении пара, но и как будет показано далее, является наименее характерным для эксплуатируемого геотермального коллектора.

Рассмотрим условия существования фронтального режима. Для того, чтобы реализовался фронтальной режим парообразования не должно происходить перегрева воды. Поскольку, в противном случае, это означало бы, что кипение происходит не

в узком слое, который можно моделировать как границу или поверхность, а в области, толщиной которой пренебречь нельзя. В указанной области будут присутствовать обе фазы. С другой стороны, должно выполняться условие, при котором движение фронта вообще возможно. В противном случае кипение возможно только в скважине.

Для перегрева на фронте кипения должно выполняться условие

$$\frac{dT}{dp} > \frac{dT_*}{dP_*} . \quad (5.13)$$

Из (5.10) исключая радиальную координату, получим зависимость температуры от давления в области воды. Подставляя в (5.13) эту зависимость, а также уравнение (5.12) получим условие перегрева в виде

$$\frac{M_1(1-T_*)}{1-(R_v/R_T)^{b-1}} > \frac{T_0 T_*^2}{-BP_*} , \quad (5.14)$$

$$b = 1 + \frac{M_1(1-P_*)}{\ln(R_p/R_v)} .$$

Чтобы увидеть характер взаимосвязи параметров пласта, пара и воды упростим формулу (5.14). Как показали результаты расчетов, условиям (5.14) соответствуют большие значения параметра M_l . В этом случае из (5.14) приближенно имеем

$$M_1(1-T_*) > \frac{T_0 T_*^2}{-BP_*} .$$

В последнюю формулу необходимо подставить начальное условие, т.е.

$$M_1(1-T_f(P^0)) > \frac{T_0 (T_f(P^0))^2}{-BP^0} , \quad (5.15)$$

где $T_f(P)$ – кривая фазового перехода.

Формула (5.15) показывает явную зависимость безразмерного параметра M_I от отношения давления в скважине к пластовому давлению и поэтому проще чем исходная формула (5.14).

С другой стороны, для реализуемости фронтального режима парообразования в пласте, как отмечалось, должно выполняться условие возможности движения фронта, т.е. должно выполняться неравенство $\dot{R}_v > 0$.

Учитывая (5.11) это означает следующее условие

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{\rho_v}{\mu_v} \frac{\ln R_p / R_v}{\ln R_v} - 1 > 0 \\ \frac{(1-T_*)}{1 - (R_v / R_T)^{b-1}} = \frac{\rho_v}{(1-\rho_v)M_2} \left(\frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{1}{\mu_v} \frac{\ln R_p / R_v}{\ln R_v} - 1 \right) \\ b = 1 + \frac{M_1(1-P_*)}{\ln(R_p / R_v)} \end{array} \right. \quad (5.16)$$

Упростим систему (5.16). Из расчетов следует, что в данном случае имеет место обратное неравенство, т.е. $M_I \ll 1$. В этом случае из (5.16) приближенно имеем

$$\frac{1-T_*}{1-P_*} > \frac{M_1 \ln R_T}{M_2 \ln R_p}.$$

Подставляя сюда условия на скважине получим формулу существенно проще, чем исходная формула (5.16)

$$\frac{1-T_f(P^0)}{1-P^0} > \frac{M_1 \ln R_T}{M_2 \ln R_p}. \quad (5.17)$$

Из (5.17) хорошо видно, как связаны параметры пласта, воды и пара. Границы, которые следуют из неравенств (5.14) и (5.16) показаны на рисунке 5.1. Границы, которые следуют из приближенных формул (5.15) и (5.17) в масштабе рисунка практически накладываются на представленные. По оси абсцисс на рисунке

5.1 отложено приведенное безразмерное число M_l . Расчеты проведены с использованием программы MathCad (Приложение В).

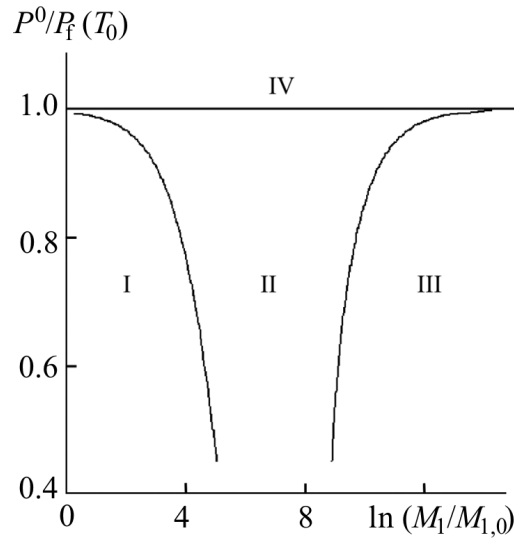


Рисунок 5.1 – Области различных режимов теплопереноса:

I – фронтальной режим парообразования; II – кипение в скважине; III – область перегрева воды; IV – извлечение теплоносителя без кипения;

$$T_0 = 450 \text{ К}, P_0 = 8 \text{ МПа}, M_{1,0} = 2,838 \cdot 10^{-3}$$

Пусть теперь условия (5.15) и (5.17) выполнены и реализуется фронтальной режим теплопереноса в пласте. Движение фронта кипения определяется уравнением (5.11). Результаты расчетов движения фронта кипения показаны на рисунке 5.2.

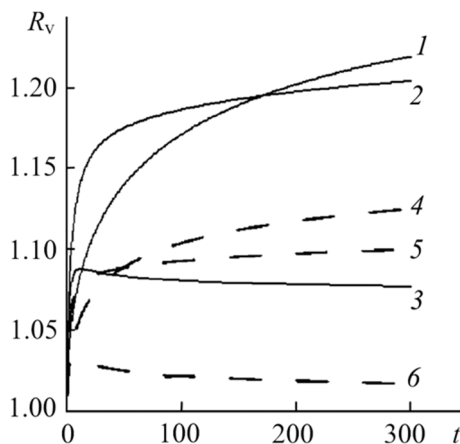


Рисунок 5.2 – Кривые движения фронта кипения:

сплошная линия – $T_0 = 480 \text{ К}$, $M_1/M_{1,0} = 1$ (1), 10 (2), 30 (3);

пунктирная – $T_0 = 470 \text{ К}$, $M_1/M_{1,0} = 1$ (4), 10 (5), 30 (6); $M_{1,0} = 2,838 \cdot 10^{-3}$

Из рисунка 5.2 следует, что при больших значениях M_I сначала скорость движения фронта увеличивается, однако с ростом времени эта скорость уменьшается, и на больших временах большие скорости и соответственно большие расстояния продвижения фронта соответствуют меньшим значениям M_I . Более того, как показывает рисунок 5.1, при достаточно больших M_I движение фронта вообще невозможно.

Формула (5.11) и проведенные расчеты показывают, что между результатами в рассматриваемом случае и плоским одномерным случаем имеются не только количественные, но и качественные отличия. А именно, в плоском одномерном случае имеет место автомодельное решение и в неограниченном пласте фронт движется по корневому закону неограниченно долго, уходя в бесконечность. В данном же случае, фронт продвигается на конечное расстояние и практически останавливается. Это различие связано с цилиндрической геометрией. Оно имеет принципиальное значение и ставит под вопрос или, во всяком случае, требует большой осторожности применения результатов плоской одномерной задачи к случаю притока пара в скважину.

Далее из рисунка 5.2 замечаем, что при используемых значениях параметров при больших температурах пласта фронт кипения продвигается дальше. Чтобы понять эти и другие свойства, найдем аналитическое выражение предельного радиуса продвижения фронта кипения. Для этого находим стационарное решение уравнения (5.11), т.е. системы уравнений

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{\rho_v}{\mu_v} \frac{\ln R_p / R_v}{\ln R_v} - 1 = 0 \\ \frac{(1-T_*)}{1 - (R_v / R_T)^{b-1}} = \frac{\rho_v}{(1-\rho_v)M_2} \left(\frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{1}{\mu_v} \frac{\ln R_p / R_v}{\ln R_v} - 1 \right) \\ \ln \frac{P_* P_0}{P_a} = A + \frac{B}{T_0 T_*}, \quad A = 12.512, \quad B = -4611.73, \quad P_a = 10^5 \text{ Па} \end{array} \right. \quad (5.18)$$

Отсюда получим

$$\frac{P_*^2 - (P^0)^2}{2P_*(1-P_*)} \frac{\rho_v}{\mu_v} \frac{\ln R_p / R_v}{\ln R_v} - 1 = 0 ; \quad (5.19)$$

$$\frac{1-T_*}{1-(R_v/R_T)^{b-1}} = \frac{1}{M_2} \quad b = 1 + \frac{M_1(1-P_*)}{\ln(R_p/R_v)}.$$

В рассматриваемом случае, когда $M_1 \ll 1$, формулу (5.19) можно переписать

$$\frac{(1-T_*) \ln(R_p/R_v)}{(1-P_*) \ln(R_T/R_v)} = \frac{M_1}{M_2}. \quad (5.20)$$

Возмущения давления и температуры движутся значительно быстрее, чем фронт кипения. Поэтому (5.20) можно записать в виде

$$T_* = 1 - \frac{M_1}{M_2} \frac{\ln R_T}{\ln R_p} (1-P_*)$$

или

$$T_* = 1 - \varepsilon (1-P_*), \quad \varepsilon = \frac{M_1}{M_2} \frac{\ln R_T}{\ln R_p};$$

$$P_* = P_f(1) \left(1 + \varepsilon \frac{B}{T_0} (1-P_f(1)) \right).$$

В итоге получаем:

$$\ln R_v = \frac{\rho_v \mu_w (P_f(1)^2 - (P^0)^2)}{2\rho_w \mu_v P_f(1) (1-P_f(1))} \left[1 + \frac{M_1 B \ln R_T}{M_2 T_0 \ln R_p} \frac{P_f(1)^2 + (P^0)^2}{P_f(1)^2 - (P^0)^2} (1-P_f(1)) \right] \ln R_p. \quad (5.21)$$

При оценке максимального расстояния продвижения фронта кипения в этой формуле можно положить $R_p \approx R_T \approx L$. Здесь L – длина пласта.

Формула (5.21) ясно показывает закономерности зависимости предельного радиуса фронта кипения от параметров пласта, воды и пара. В частности, выше отмечалось, что с ростом температуры пласта граница области пара продвигается дальше вглубь пласта. Это хорошо видно из рисунка 5.3 и связано с тем, что в (5.21)

с ростом пластовой температуры растет $P_f(1)$, приближаясь к единице, и, соответственно, уменьшая знаменатель дроби. Из рисунка 5.3 также видно, что с ростом M_1 радиус области пара уменьшается.

Как показывают рисунок 5.2 и рисунок 5.3, для характерных пластовых параметров фронт кипения продвигается на очень малые расстояния, так, что в первом приближении этим расстоянием можно пренебречь и считать, что кипение происходит в скважине. Однако, следует иметь в виду, что на фронте кипения концентрация солей может достигнуть значения растворимости, и тогда в этой области произойдет выпадение солей в осадок, что может привести к ухудшению проницаемости пород в окрестности скважины и необходимости принятия соответствующих мер.

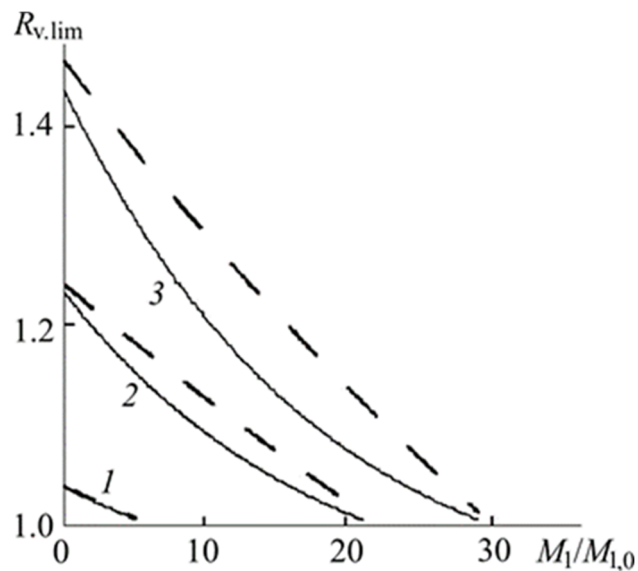


Рисунок 5.3 – Зависимость предельного радиуса области пара от безразмерного параметра, $M_{1,0} = 2,838 \cdot 10^{-3}$:

$T_0 = 450 \text{ K}, 470 \text{ K}, 480 \text{ K}$ (1–3); сплошные линии соответствуют точной формуле (5.18), пунктирные – приближенной формуле (5.21)

Таким образом, фронтальной режим извлечения пара из геотермального пласта в общем случае маловероятен. В то же время формула (5.21) показывает, при каких условиях фронт кипения может продвинуться на значительные расстояния. Напри-

мер, когда начальное состояние воды в пласте близко к состоянию фазового перехода, и по мере приближения к термодинамической критической точке, когда плотности пара и воды на фронте кипения сближаются. В противном случае фронт кипения отходит от скважины лишь на незначительное расстояние.

В радиально-симметричной модели фронт кипения стремится к конечному радиусу, вокруг скважины образуется конечная область, насыщенная паром. Радиус этой области зависит от параметров воды, пара и пласта.

5.2 Нелинейная радиально-симметричная модель тепломассопереноса в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси

Задача о движении пароводяной смеси в пласте в линейном приближении [220] показала, что линейное приближение справедливо лишь в ограниченном диапазоне параметров задачи. Вне этой области параметров линейные модели приводят к физическим противоречиям (к отрицательным водонасыщенностям вблизи скважины или к значениям водонасыщенности больше 1) и могут значительно исказить реальные значения искомых величин.

Рассмотрим нелинейную радиально-симметричную модель тепломассопереноса в геотермальном пласте, насыщенном пароводяной смесью, при извлечении теплоносителя одиночной скважиной [212, 221]. При этом предположим, что выполнены условия, при которых можно пренебречь гравитационными эффектами.

Пусть в начальный момент времени геотермальный пласт, насыщенный пароводяной смесью, имеет давление P_0 , температуру насыщения $T_0 = F(P_0)$ и водонасыщенность S_0 . В результате эксплуатации скважины ее давление падает до значения P^0 . Это приведет к изменению водонасыщенности в окрестности скважины и, как показали расчеты, необязательно к дополнительному парообразованию. Водонасыщенность у скважины в зависимости от параметров задачи может и увеличиться, несмотря на падение давления.

Система уравнений, описывающая тепломассоперенос в пласте, заполненном пароводяной смесью, находящейся в термодинамическом равновесии

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{\partial}{\partial t} S \rho_w + \operatorname{div} \rho_w v_w = M \\ m \frac{\partial}{\partial t} (1-S) \rho_v + \operatorname{div} \rho_v v_v = -M \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho e)_m + \operatorname{div} (\rho_w h_w v_w + \rho_v h_v v_v) = \operatorname{div} (\lambda_m \operatorname{grad} T) \\ v_j = -\frac{k}{\mu_j} f_j(S) \operatorname{grad} P, \quad j = w, v \\ \rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha (P - P_0) - \beta (T - T_0)) \\ P = \rho_v R T \\ \ln \frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T} \end{array} \right. , \quad (5.22)$$

где $dh_w = C_w dT + \frac{1-\beta T}{\rho_w} dP$, $dh_v = C_p dT$, $\lambda_m = mS\lambda_w + m(1-S)\lambda_v + (1-m)\lambda_s$,

$(\rho e)_m = mS\rho_w e_w + m(1-S)\rho_v e_v + (1-m)\rho_s e_s$, $de_s = C_s dT$, $e_j = h_j - \frac{P}{\rho_j}$.

Систему можно представить в виде замкнутой системы двух эволюционных уравнений: уравнения первого порядка для водонасыщенности и второго порядка по давлению. Поэтому начальные и граничные условия можно записать в следующем виде:

$$t = 0: P = P_0, S = S_0;$$

$$r = r_c: P = P^0;$$

$$r = L: P = P_0, S = S_0.$$

Распределение температуры, в том числе и на границах, определяется распределением давления из уравнения Клапейрона-Клаузиуса. Распределение водонасыщенности, в частности ее значение в скважине, находится из решения задачи.

Здесь r_c – радиус скважины; $L \gg r_c$ – характерный радиус рассматриваемой области пласта вокруг добывающей скважины; m – пористость пласта; S – водонасыщенность; ρ_w, ρ_v – плотности воды и пара; M – интенсивность парообразования; f – функция относительной проницаемости фаз; v_w, v_v – скорости фильтрации воды и пара; $(e)_m, e_w, e_v, e_s$ – удельные внутренние энергии насыщенной пористой среды,

воды, пара и скелета пористой среды; $(h)_m, h_w, h_v$ – удельные энтальпии насыщенной пористой среды, воды и пара; P, T – давление и температура смеси; P_a – атмосферное давление; k – проницаемость; μ_w, μ_v – вязкости воды и пара; α, β – коэффициенты сжимаемости и теплового расширения; R – удельная газовая постоянная; $\lambda_m, \lambda_w, \lambda_v, \lambda_s$ – коэффициенты теплопроводности насыщенной пористой среды, воды, пара и скелета пористой среды; P_0, T_0, S_0 – невозмущенные давление, температура и водонасыщенность смеси в пласте; P^0, T^0, S^0 – давление, температура и водонасыщенность смеси в скважине.

Первые два уравнения в (5.22) – уравнения неразрывности для воды и пара соответственно, далее – уравнение переноса тепла, обобщенные уравнения Дарси для жидкой и паровой фаз, уравнения состояния фаз и уравнение Клапейрона-Клаузиуса, определяющее равновесие фаз.

Введем функцию Q пропорциональную массовому расходу смеси таким образом, что

$$\rho_w v_w + \rho_v v_v = -\frac{Q}{r}$$

и перепишем систему (5.22) в виде

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w)} \frac{Q}{r} \\ m \frac{\partial}{\partial t} [S \rho_w + (1-S) \rho_v] = \frac{1}{r} \frac{\partial Q}{\partial r} \\ \frac{\partial}{\partial t} [(1-m) \rho_s C_s T + m(S \rho_w + (1-S) \rho_v) \bar{h}_w + m(1-S) \rho_v q] + m \frac{\partial P}{\partial t} + \\ + \operatorname{div} [-Q \bar{h}_w + \rho_v v_v q] = \operatorname{div} (\lambda_m \operatorname{grad} T) \\ \ln \frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T} \\ \rho_v v_v = -\frac{\rho_v f_v \mu_w}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r}, \quad \rho_w v_w = -\frac{\rho_w f_w \mu_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r} \\ \rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha (P - P_0) - \beta (T - T_0)), \quad P = \rho_v R T \\ \bar{h}_w(P, T) = h_w(P, T) - h_w(P^0, T^0), \quad \lambda_m = m S \lambda_w + m(1-S) \lambda_v + (1-m) \lambda_s. \end{array} \right. , \quad (5.23)$$

Здесь q – удельная теплота фазового перехода.

Третье уравнение в системе (5.23) получено из уравнения баланса энергии системы (5.22) и уравнения сохранения массы фаз и равенства

$$\bar{h}_w \equiv h_w - h_w(P^0, T^0), \quad dh_w = d\bar{h}_w, \quad h_v = h_w + q.$$

Учитывая зависимость давления от температуры можно записать

$$\bar{h}_w(P, T) = h_w(P, T) - h_w(P^0, T^0) = C_w(T)(T - T^0),$$

$C_w(T)$ – эффективная теплоемкость.

Первые четыре уравнения системы (5.23) образуют замкнутую систему уравнений относительно четырех неизвестных Q, S, T, P .

Точное стационарное решение

Найдем стационарное решение системы (5.23). В этом случае она запишется в виде

$$\left\{ \begin{array}{l} P' = \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w)} \frac{Q}{r}, \quad Q = const \\ div[-Q\bar{h}_w + \rho_v v_v q] = div(\lambda_m grad T) \\ \ln \frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T} \\ \rho_v v_v = -\frac{\rho_v f_v \mu_w}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r}, \quad \rho_w v_w = -\frac{\rho_w f_w \mu_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r} \\ \rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha(P - P_0) - \beta(T - T_0)), \quad P = \rho_v RT \\ \bar{h}_w = C_w(T - T^0), \quad \lambda_m = mS\lambda_w + m(1 - S)\lambda_v + (1 - m)\lambda_s. \end{array} \right. ,$$

Граничные условия

$$\begin{aligned} r = r_c: & P = P^0; \\ r = L: & P = P_0, S = S_0. \end{aligned}$$

Интегрируя уравнение переноса тепла имеем

$$-\frac{Q}{r} \left(\bar{h}_w + \frac{\rho_v \mu_w f_v q}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \right) - \lambda_m T' = \frac{const}{r}.$$

Отсюда

$$\begin{aligned} \frac{N(S,T)Q}{\lambda_m r} T + T' &= \frac{N_0 Q}{\lambda_m r} T_0 + \frac{M_0 Q}{\lambda_m r}, \\ P' &= \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w) r} Q, \quad Q = const, \\ N(S,T) &= C_w + \frac{\rho_v \mu_w f_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{q}{T}, \quad N_0 = N(S_0, T_0), \\ M(S,T) &= \lambda_m \frac{dT}{dP} \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w)}, \quad M_0 = M(S_0, T_0). \end{aligned}$$

Преобразуя первое уравнение с помощью второго, получим следующий первый интеграл, связывающий искомыми величинами

$$\begin{aligned} N(S,T)T + M(S,T) &= N_0 T_0 + M_0, \quad (5.24) \\ N(S,T) &= C_w + \frac{\rho_v \mu_w f_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{q}{T}, \quad N_0 = N(S_0, T_0), \\ M(S,T) &= \lambda_m \frac{dT}{dP} \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w)}, \quad M_0 = M(S_0, T_0). \end{aligned}$$

Далее рассмотрим простейший вид функций относительной проницаемости фаз

$$f_w(S) = S, \quad f_v(S) = 1 - S. \quad (5.25)$$

Используя (5.25) и уравнение фазового равновесия, выразим из (5.24) водонасыщенность через температуру. Учитывая граничные условия и полагая за единицу длины радиус скважины, получим следующее точное решение:

$$\begin{aligned} \int_{T_0}^T \frac{dT}{\left[\frac{N(S(T), T) T \lambda_{m0}}{N_0 \lambda_m(T)} - \frac{\lambda_{m0}}{\lambda_m(T)} T_0 - \frac{M_0 \lambda_{m0}}{N_0 \lambda_m(T)} \right]} &= -(b-1) \ln r, \quad b = \frac{N_0 Q}{\lambda_{m0}} + 1, \\ S(T) &= \frac{(N_0 T_0 + M_0) \rho_v \mu_w - (C_w T + q) \rho_v \mu_w - \frac{dT}{dP} \frac{\mu_w \mu_v}{k} [(1-m)\lambda_s + m\lambda_v]}{C_w T (\rho_w \mu_v - \rho_v \mu_w) - \rho_v \mu_w q + \frac{dT}{dP} \frac{\mu_w \mu_v m (\lambda_w - \lambda_v)}{k} - (N_0 T_0 + M_0) (\rho_w \mu_v - \rho_v \mu_w)}, \\ \ln \frac{P}{P_a} &= A + \frac{B}{T}, \quad \rho_v = P / (RT), \quad (5.26) \end{aligned}$$

$$\rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha(P - P_0) - \beta(T - T_0)),$$

$$N(S,T) = C_w + \frac{\rho_v \mu_w (1-S)}{\rho_w S \mu_v + \rho_v (1-S) \mu_w} \frac{q}{T}, \quad N_0 = N(S_0, T_0),$$

$$M(S, T) = \lambda_m \frac{dT}{dP} \frac{\mu_w \mu_v}{k(\rho_w S \mu_v + \rho_v (1-S) \mu_w)}, \quad M_0 = M(S_0, T_0),$$

$$\lambda_m = mS \lambda_w + m(1-S) \lambda_v + (1-m) \lambda_s.$$

Массовый расход смеси $2\pi Q$ находится из условия

$$b = 1 - \frac{1}{\ln L} \int_{T^0}^{T_0} \frac{dT}{\left[\frac{N(S(T), T) T \lambda_{m0}}{N_0 \lambda_m(T)} - \frac{\lambda_{m0}}{\lambda_m(T)} T_0 - \frac{M_0 \lambda_{m0}}{N_0 \lambda_m(T)} \right]}, \quad (5.27)$$

$$Q = \frac{\lambda_{m0}}{N_0} (b-1).$$

Здесь L – радиус области пласта вокруг добывающей скважины, насыщенной пароводяной смесью, на границе которой заданы значения P_0 , T_0 , S_0 .

Выразим из (5.24) зависимость проницаемости пласта от водонасыщенности на входе в скважину

$$k(S^0) = \frac{M(S^0, T^0) - M_0}{N_0 T_0 - N(S^0, T^0) T^0}. \quad (5.28)$$

Полагая в этой формуле $S^0 = 1$, найдем (если при этом правая часть положительна) одну из критических проницаемостей, когда пароводяная смесь у скважины полностью конденсируется, образуя чистую воду. Также полагая в (5.28) $S^0 = 0$, в случае положительности правой части найдем вторую критическую проницаемость, когда пароводяная смесь у скважины полностью превращается в пар. Если же какое-либо из указанных уравнений не имеет решения, т.е. правая часть (5.28) отрицательна, то соответствующая фаза в чистом виде не может быть получена ни при каких проницаемостях для данных значений остальных параметров.

Квазистационарное решение. Будем исходить из нестационарной системы уравнений (5.23). Оценки показывают, что через время, много большее, чем $t_1 = r_c^2 (\rho C)_m / \lambda_m$, но достаточно малое по сравнению с характерным временем рассматриваемой задачи ($t \ll L^2 (\rho C)_m / \lambda_m$), в окрестности скважины в некоторой расширяющейся со временем области устанавливается почти стационарное решение.

Обозначим стационарное решение (5.26), (5.27) через

$$T_c(r,L), P_c(r,L), S_c(r,L), Q_c(L).$$

Здесь подчеркнуто, что решение получено на отрезке $1 \leq r \leq L$.

Пусть $R_T(t)$ – закон движения фронта возмущений начального распределения температуры в пласте. Представим квазистационарное решение в виде

$$\begin{aligned} T(r, R_T) &= \begin{cases} T_c(r, R_T), & 1 \leq r \leq R_T(t), \\ T_0, & r > R_T(t), \end{cases} \\ P(r, R_T) &= \begin{cases} P_c(r, R_T), & 1 \leq r \leq R_T(t), \\ P_0, & r > R_T(t), \end{cases} \\ S(r, R_T) &= \begin{cases} S_c(r, R_T), & 1 \leq r \leq R_T(t), \\ S_0, & r > R_T(t), \end{cases} \\ Q &= Q_c(R_T), \quad b = b_c(R_T). \end{aligned} \quad (5.29)$$

Для нахождения закона движения фронта $r = R_T(t)$ умножим уравнение переноса тепла в системе (5.23) на r и проинтегрируем его по отрезку $[1, L]$. При этом для правой части учтем, что производная температуры в невозмущенной области равна нулю, а в левой, согласно (5.29), заменим верхний предел L на радиус фронта $R_T(t)$. В итоге получим

$$\begin{aligned} \dot{R}_T \int_1^{R_T} \frac{\partial}{\partial T} \left[(1-m)\rho_s C_s T + m(S\rho_w + (1-S)\rho_v)\bar{h}_w + m(1-S)\rho_v q - mP \right] \frac{\partial T}{\partial R_T} r dr - \\ - \left[Q\bar{h}_w - \rho_v v_v r q \right] \Big|_{r=1}^{r=R_T} = -[\lambda_m r T']_{r=1}, \end{aligned} \quad (5.30)$$

$$\rho_v v_v = - \frac{\rho_v \mu_w f_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r}.$$

Таким образом, уравнения (5.29), (5.30) решают задачу о нахождении квазистационарного решения системы (5.23).

Используя решение (5.29), уравнение (5.30) для фронта возмущений можно записать в более удобном для расчетов виде

$$\begin{aligned} R_T \dot{R}_T = 2\gamma(R_T), \\ \gamma(R_T) = \frac{1}{2} \left(- \left[Q\bar{h}_w - \rho_v v_v r q \right] \Big|_{r=1}^{r=R_T} + \lambda_m T'(1) \right) / \left(F_1(T_0) - \int_{T_0}^{T_1} \frac{F_1(T)F_2(T)r^2(2\ln r + 1)}{R_T^2 \ln R_T (b-1)} dT \right), \end{aligned} \quad (5.31)$$

$$T'(1) = \frac{b-1}{F_2(T^0)}, \quad \rho_v v_v = -\frac{\rho_v \mu_w f_v}{\rho_w f_w \mu_v + \rho_v f_v \mu_w} \frac{Q}{r},$$

$$F_1(T) = (1-m)\rho_s C_s (T - T^0) + m(S\rho_w + (1-S)\rho_v)\bar{h}_w + m(1-S)\rho_v q - m(P - P^0),$$

$$F_2(T) = -\frac{1}{\frac{N(S(T),T)T\lambda_{m0}}{N_0\lambda_m(T)} - \frac{\lambda_{m0}}{\lambda_m(T)}T_0 - \frac{M_0\lambda_{m0}}{N_0\lambda_m(T)}}, \quad \bar{h}_w = C_w(T - T^0).$$

Полученные результаты расчетов показывают, что нелинейная модель существенно расширяет область параметров, где реализуется рассматриваемый режим теплопереноса. Однако ее применимость ограничена условием положительности правой части уравнения (5.28). В противном случае вся рассматриваемая область не может быть в двухфазном состоянии, и необходимо учесть наличие в ней однофазных участков. Формулы (5.26), (5.27) дают точное стационарное решение задачи в диапазоне расстояний от скважины $1 \leq r \leq L$ (L – радиус области пласта вокруг скважины, на границе которой заданы невозмущенные начальные условия пласта).

На рисунке 5.4 показаны распределения температуры, давления и водонасыщенности, отнесенные к невозмущенным значениям, в зависимости от отношения расстояния от скважины к ее радиусу.

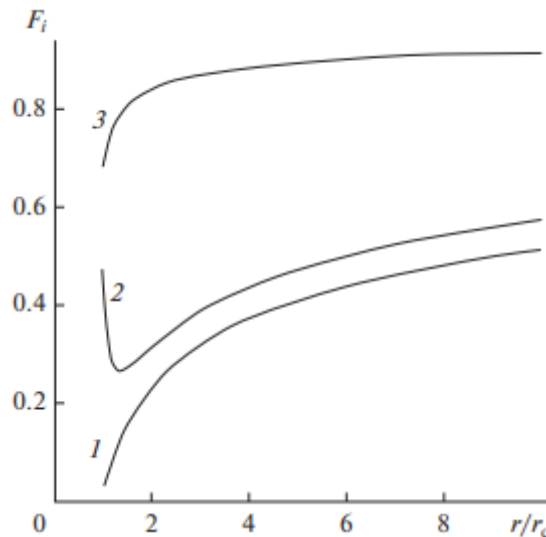


Рисунок 5.4 – Распределение приведенных термомеханических полей вокруг добывающей скважины при $P_0 = 15$ МПа, $P^0 = 0,45$ МПа, $S_0 = 0,6$, $k = 0,6 \cdot 10^{-16}$ м²:

$$1 - P/P_0, \quad 2 - S/S_0, \quad 3 - F_i = T/T_0$$

Имеет место существенно нелинейный характер изменения водонасыщенности вблизи скважины.

Рисунок 5.5 показывает различный характер изменения водонасыщенности для различных проницаемостей пласта.

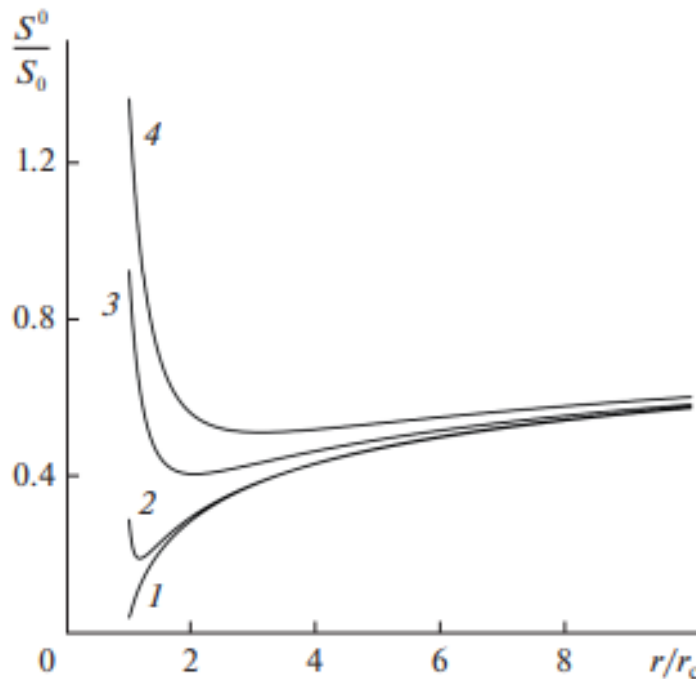


Рисунок 5.5 – Распределения водонасыщенности вокруг добывающей скважины

при $P_0 = 15$ МПа, $P^0 = 0,45$ МПа, $S_0 = 0,6$:

$1 - k = 10^{-15}$ м², $2 - 10^{-16}$, $3 - 3 \cdot 10^{-17}$, $4 - 2 \cdot 10^{-17}$

При малых проницаемостях происходит резкое увеличение водонасыщенности теплоносителя у скважины. Как видно из рисунка 5.5 (линия 4), если проницаемость достаточно мала, водонасыщенность становится больше единицы, что, естественно, не имеет физического смысла. Это значит, что рассматриваемый режим тепломассопереноса нарушается и необходимо расширить рассматриваемую модель введением вокруг скважины области с чистой водой, сопряженной с областью пароводяной смеси. С другой стороны, при больших проницаемостях пласта происходит резкое увеличение паросодержания теплоносителя у скважины, т.е. уменьшение водонасыщенности. Как показывают расчеты, если начальная водонасыщенность пласта достаточно мала, водонасыщенность у скважины в рамках данной мо-

дели для достаточно большой проницаемости или малых давлений в скважине становится отрицательной. Таким образом, при этих параметрах рассматриваемый режим тепломассопереноса также нарушается и модель необходимо расширять введением дополнительной области чистого пара вокруг скважины, сопряженной с областью пароводяной смеси.

На рисунке 5.6 показаны зависимости водонасыщенности у скважины от начальной водонасыщенности пласта при различных проницаемостях. Представленные результаты подтверждают возможность нарушения рассматриваемого режима тепломассопереноса и образования областей, насыщенных чистой водой или чистым паром, около скважины.

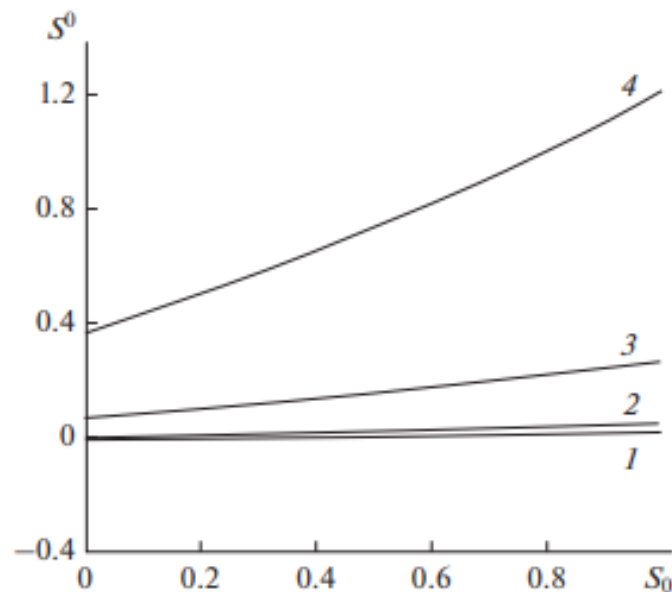


Рисунок 5.6 – Зависимости водонасыщенности у скважины от значения водонасыщенности вдали от нее, т.е. от начальной водонасыщенности пласта при

$$P_0 = 15 \text{ МПа}, P^0 = 0,45 \text{ МПа:}$$

$$1 - k = 10^{-14} \text{ м}^2, 2 - 10^{-15}, 3 - 10^{-16}, 4 - 2 \cdot 10^{-17}$$

На рисунке 5.7 приведена диаграмма различных режимов тепломассопереноса. Видно, что если давление в скважине больше критического (при фиксированных прочих параметрах), то образование чистого пара у скважины невозможно ни при каких проницаемостях.

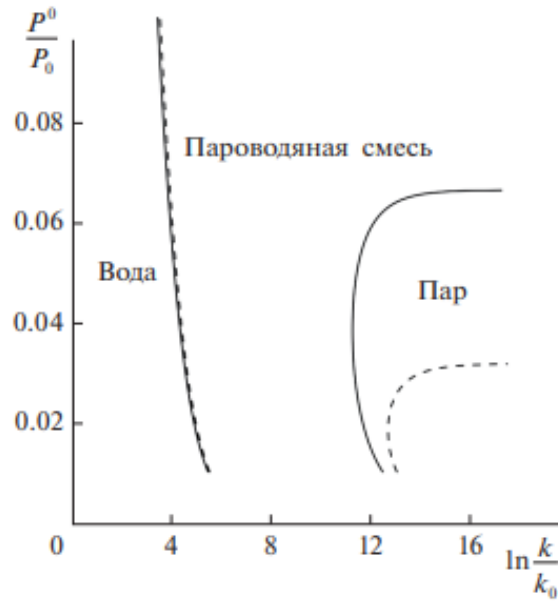


Рисунок 5.7 – Критические проницаемости в зависимости от отношения давления в скважине к пластовому давлению при $k_0=10^{-19} \text{ м}^2$, $P_0=15 \text{ МПа}$:
сплошные линии – $S_0 = 0,2$; пунктирные – $S_0 = 0,25$

На рисунке 5.8 показано распределение температуры вокруг скважины по мере продвижения радиуса фронта возмущений начального распределения параметров в пласте $R_T(t)$, полученное в рамках квазистационарного решения.

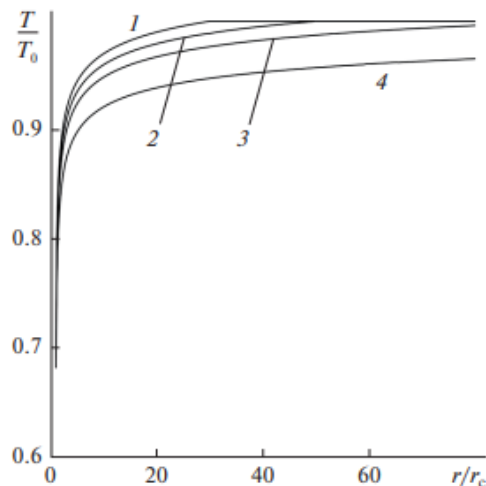


Рисунок 5.8 – Квазистационарное распределение температуры при различных значениях радиуса фронта возмущений температуры при $P_0 = 15 \text{ МПа}$,
 $P^0 = 0,45 \text{ МПа}$, $k = 10^{-16} \text{ м}^2$:
 $1 - R_T = 3 \text{ м}$, $2 - 5$, $3 - 10$, $4 - 100$

Зависимость $R_T(t)$ определяется численным решением нелинейного обыкновенного дифференциального уравнения (5.31). Однако, как показали расчеты, функция $\gamma(R_T)$ в (5.31) достаточно слабо зависит от своего аргумента. Полагая $\gamma(R_T) \approx \gamma(\bar{R}_T) = \text{const}$, где \bar{R}_T – некоторое среднее значение, и интегрируя уравнение (5.31), получим корневой закон для $R_T(t)$

$$R_T = R_T(0) + 2\sqrt{\gamma(\bar{R}_T)}t. \quad (5.32)$$

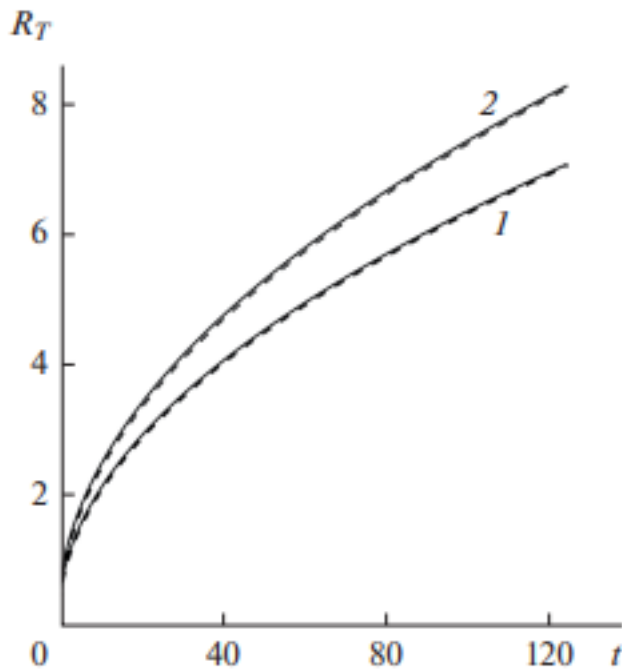


Рисунок 5.9 – Закон движения фронта возмущения начальных распределений полей T_0 , P_0 , S_0 в пласте (R_T (м), t (сут)) при $P_0 = 15$ МПа, $P^0 = 0,45$ МПа, $k = 10^{-16}$ м²:

$$1 - S_0 = 0,6, 2 - 0,2$$

Законы движения фронта возмущений $R_T(t)$, полученные численным интегрированием уравнения (5.31), при двух разных значениях исходных водонасыщенностей приведены на рисунке 5.9. Пунктирами показаны приближенные зависимости, определяемые формулой (5.32). Видно, что корневой закон (5.32) достаточно точно определяет закон движения фронта возмущений.

5.3 Численное решение задачи о тепломассопереносе в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси

Предположим, что в начальный момент времени геотермальный пласт, насыщенный пароводяной смесью, имеет давление P_0 , температуру насыщения $T_0 = F(P_0)$ и водонасыщенность S_0 . В результате эксплуатации скважины ее давление падает до значения P^0 . Это приведет к изменению водонасыщенности в окрестности скважины. Пласт обменивается теплом с непроницаемыми подошвой и кровлей [214, 222]. Необходимо найти распределения термомеханических полей в окрестности добывающей скважины, изучить их свойства и характер эволюции, выявить влияние эффекта теплообмена пласта с окружающими горными породами на свойства указанных полей. Полагаем, что условия задачи таковы, что можно пренебречь гравитационными эффектами.

Тепломассоперенос в пласте, заполненном пароводяной смесью, находящейся в термодинамическом равновесии, описывается системой

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{\partial}{\partial t} S \rho_w + \operatorname{div} \rho_w v_w = M \\ m \frac{\partial}{\partial t} (1-S) \rho_v + \operatorname{div} \rho_v v_v = -M \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho e)_m + \operatorname{div} (\rho_w h_w v_w + \rho_v h_v v_v) = \operatorname{div} (\lambda_m \operatorname{grad} T) \\ v_j = -\frac{k}{\mu_j} f_j(S) \operatorname{grad} P, \quad j = w, v \\ \rho_w = \rho_{w0} (1 + \alpha (P - P_0) - \beta (T - T_0)), \quad P = \rho_v R T \\ \ln \frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T} \end{array} \right. \quad (5.33)$$

$$dh_w = C_w dT + \frac{1 - \beta T}{\rho_w} dP, \quad dh_v = C_p dT, \quad de_s = C_s dT,$$

$$\lambda_m = mS\lambda_w + m(1-S)\lambda_v + (1-m)\lambda_s, \quad (5.34)$$

$$(\rho e)_m = mS\rho_w e_w + m(1-S)\rho_v e_v + (1-m)\rho_s e_s.$$

После исключения скоростей фильтрации фаз из (5.33), (5.34) получим

$$\begin{aligned}
& \left(1 - \frac{\rho_v}{\rho_{w0}}\right) \frac{\partial S}{\partial t} + \left(\alpha S + \frac{(1-S)}{\rho_{w0} RT}\right) \frac{\partial P}{\partial t} - \left(\beta S + \frac{(1-S)\rho_v}{\rho_{w0} T}\right) \frac{\partial T}{\partial t} + \\
& + \frac{k}{m} \left(\frac{\beta f_w}{\mu_w} + \frac{f_v \rho_v}{\mu_v \rho_{w0} T}\right) \text{grad}P \text{ grad}T - \frac{k}{m} \left(\frac{\alpha f_w}{\mu_w} + \frac{f_v}{\mu_v \rho_{w0} RT}\right) (\text{grad}P)^2 - \\
& - \frac{k}{m} \left(\frac{1}{\mu_w} \frac{df_w}{dS} + \frac{1}{\mu_v} \frac{df_v}{dS} \frac{\rho_v}{\rho_{w0}}\right) \text{grad}S \text{ grad}P = \frac{k}{m} \left(\frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_v}{\mu_v} \frac{\rho_v}{\rho_{w0}}\right) \Delta P
\end{aligned} \quad (5.35)$$

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{(\rho C)_m}{m} - (1-S) \frac{q \rho_v}{T}\right) \frac{\partial T}{\partial t} + \left(S(1-\beta T) + q \frac{1-S}{RT} - 1\right) \frac{\partial P}{\partial t} - q \rho_v \frac{\partial S}{\partial t} + \\
& + \frac{k}{m} \left(\frac{f_v}{\mu_v} \frac{\rho_v q}{T} - \frac{f_v \rho_v C_p}{\mu_v} - \frac{f_w \rho_w C_w}{\mu_w}\right) \text{grad}P \text{ grad}T - \frac{k}{m} \left(\frac{f_w}{\mu_w} (1-\beta T) + \frac{f_v}{\mu_v} \frac{q}{RT}\right) (\text{grad}P)^2 - \\
& - \lambda_w \text{grad}S \text{ grad}T - \frac{k \rho_v q}{m \mu_v} \frac{df_v}{dS} \text{grad}S \text{ grad}P = \frac{k \rho_v q f_v}{m \mu_v} \Delta P + \frac{\lambda_m}{m} \Delta T
\end{aligned} \quad (5.36)$$

$$\ln \frac{P}{P_a} = A + \frac{B}{T} \quad (5.37)$$

$$(\rho C)_m = m S \rho_w C_w + m(1-S) \rho_v C_p + (1-m) \rho_s C_s, \quad q = h_v - h_w$$

с граничными условиями

$$r = r_c: P = P^0, T^0 = F(P^0);$$

$$r = r_{\text{bed}}: P = P_0, T_0 = F(P_0), S = S_0. \quad (5.38)$$

и начальными условиями

$$P = \begin{cases} P^0, & r = r_c \\ P_0, & r > r_c \end{cases}, \quad T = F(P), S = S_0. \quad (5.39)$$

Задача (5.35) – (5.39) решалась численно конечно-разностным методом. При этом точное решение, полученное в разделе 5.2, использовалось как тестовое решение при $Nu = 0$. Для построения равномерной разностной сетки, отрезок $r_0 \leq r \leq r_b \equiv r_{\text{bed}}/r_c$, разбивался на N равных частей с шагом $h = (r_b - r_0)/N$. Принималось, что в узловых точках $r_0 = 1$, $r_i = r_0 + ih$; $i = \overline{1, N}$. Для решения задачи использована устойчивая неявная схема, имеющая второй порядок аппроксимации по пространственной переменной r и первый порядок аппроксимации по времени t . Полученные разностные уравнения решены методом итераций на каждом временном шаге. Расчеты проведены при $h = 0,1$ с постоянным временным шагом $\tau = 0,05$.

Уменьшение шагов по времени и пространству приводило к изменению результатов менее чем 0,5%. Расчеты проведены для функций относительной проницаемости фаз простейшего вида $f_w(S) = S$, $f_v(S) = 1 - S$. Для теплофизических коэффициентов использовались следующие значения: $A = 12,512$; $B = -4611,73$; $\rho_w = 800$; $\rho_s = 2000$; $\lambda_w = 0,58$; $\lambda_s = 2$; $\lambda_v = 0,02$; $\mu_w = 1,1 \cdot 10^{-4}$; $\mu_v = 1,72 \cdot 10^{-5}$; $C_w = 4,2 \cdot 10^3$; $C_s = 0,9 \cdot 10^3$; $C_p = 2,3 \cdot 10^3$; $q = 1,85 \cdot 10^6$; $R = 461$.

На рисунке 5.10 представлены характерные зависимости температуры, давления и водонасыщенности вокруг добывающей скважины, отнесенные к их невозмущенным значениям, от отношения расстояния между точкой измерения и скважиной к ее радиусу, полученные на основе точного решения и численного решения системы уравнений (5.35)–(5.39) при $Nu = 0$. Сравнение результатов численных расчетов с аналитическим решением показывает высокую точность численного решения. Обращает на себя внимание существенно нелинейный характер изменения водонасыщенности вблизи скважины.

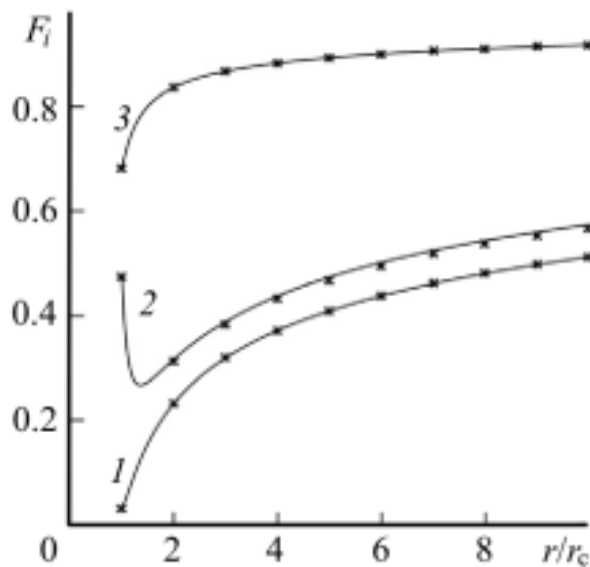


Рисунок 5.10 – Термомеханические поля приведенных давлений P/P_0 (1), водонасыщенности S/S_0 (2) и температуры T/T_0 (3) вокруг добывающей скважины при $P_0 = 15$ МПа, $P^0 = 0,45$ МПа, $S_0 = 0,6$, $k = 0,6 \cdot 10^{-16}$ м² в отсутствие теплообмена пласта с кровлей и подошвой:

линии – аналитическое решение; точки – численный расчет

На рисунке 5.11 показаны различия в характере изменения водонасыщенности в пластах с различными проницаемостями. В случае отсутствия теплообмена пласта с окружающими непроницаемыми породами (кривые, обозначенные цифрами без знака плюс) в пласте с малой проницаемостью происходит резкое увеличение водонасыщенности теплоносителя у скважины, и она становится больше единицы (кривая 4), что не имеет физического смысла. Это значит, что режим тепломассопереноса нарушается и используемая модель должна быть расширена введением вокруг скважины области с чистой водой, сопряженной с областью пароводяной смеси. С другой стороны, в пласте с большой проницаемостью происходит резкое увеличение паросодержания теплоносителя у скважины, т. е. уменьшается водонасыщенность пласта. Как показывают расчеты, если начальная водонасыщенность пласта с большой проницаемостью (или при большом перепаде давления) достаточно мала, его водонасыщенность у скважины, определенная в рамках данной модели, становится отрицательной. Таким образом, и в этом случае режим тепломассопереноса также нарушается и возникает необходимость расширения модели введением дополнительной области чистого пара вокруг скважины, сопряженной с областью пароводяной смеси.

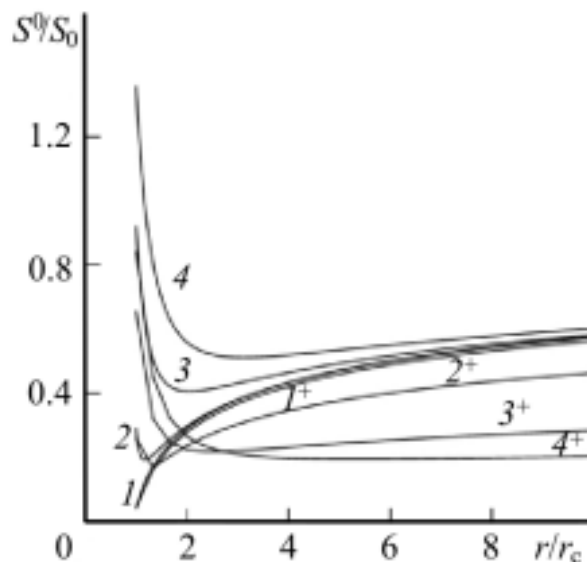


Рисунок 5.11 – Распределения водонасыщенности вокруг добывающей скважины при $P_0 = 15$ МПа, $P^0 = 0,45$ МПа, $S_0 = 0,6$, полученные без учета (цифры без знака) и с учетом (со знаком плюс) теплообмена пласта с породами:

$$1 - k = 10^{-15} \text{ м}^2, 2 - 10^{-16}, 3 - 3 \cdot 10^{-17}, 4 - 2 \cdot 10^{-17}$$

Распределения водонасыщенности, полученные численным методом с учетом теплообмена пласта с кровлей и подошвой (кривые со знаком плюс на рисунке 5.11), показывают, что теплообмен приводит к уменьшению водонасыщенности теплоносителя, сохраняя качественный характер ее распределения. В то же время теплообмен может привести не только к количественным изменениям термомеханических полей вокруг добывающей скважины, но и к их качественным изменениям, связанным со сменой режима течения. Заметим, что кривая 4+, полученная с учетом теплообмена, не переходит через единицу в отличие от кривой 4, полученной без учета теплообмена, и в этом случае нет необходимости расширять модель.

На рисунке 5.12 приведена диаграмма различных режимов теплопереноса, построенная на основе результатов, полученных ранее без учета теплообмена с кровлей и подошвой, и на основе численных расчетов с учетом теплообмена.

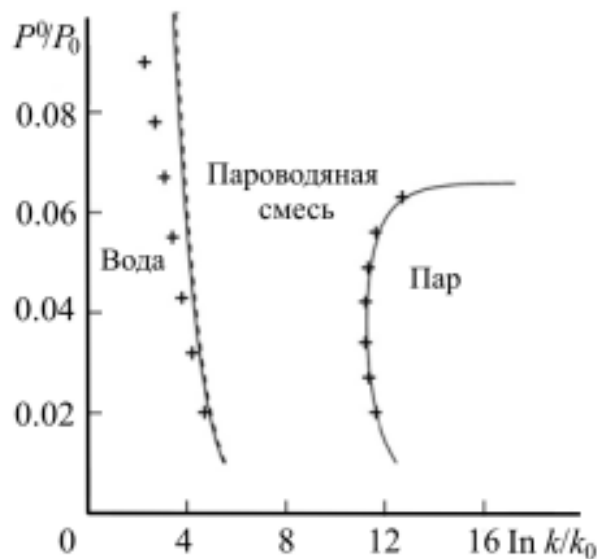


Рисунок 5.12 – Критические проницаемости пласта в зависимости от отношения давления в скважине к пластовому давлению при

$$P_0 = 0,45 \text{ МПа}, S_0 = 0,2, k_0 = 10^{-19} \text{ м}^2:$$

линии – аналитическое решение без учета теплообмена пласта с кровлей и подошвой; значки плюс – расчет численным методом с учетом теплообмена

Аналитическое решение, полученное без учета теплообмена, показывает, что если давление в скважине больше критического (при фиксированных прочих пара-

метрах), образование чистого пара у скважины невозможно ни при каких проницаемостях. Как показывают результаты численного расчета с учетом теплообмена, правая граница, соответствующая большим проницаемостям, практически не зависит от теплообмена. Левая же граница, соответствующая малым проницаемостям, при теплообмене заметно сдвигается влево, расширяя область пароводяной смеси за счет области воды.

На рисунке 5.13 представлены распределения водонасыщенности, отнесенной к ее невозмущенному значению, вокруг добывающей скважины в различные моменты времени. Показаны случаи наличия и отсутствия теплообмена пласта с кровлей и подошвой. В начальный момент времени относительная водонасыщенность во всей рассматриваемой области равна единице. Из рисунка видна дальнейшая эволюция этого поля и существенная нелинейность распределения водонасыщенности в окрестности скважины: у всех кривых имеется минимум водонасыщенности. Окрестность этих минимумов – область, где наиболее вероятно выпадение солей в осадок, что ухудшает проницаемость пласта. Однако, как видно из рисунка 5.11, для других параметров задачи указанного минимума может и не быть. Интересно отметить, что на нестационарной стадии эволюции распределение водонасыщенности со временем может меняться немонотонным образом. Из рисунка 5.13 видно, что в случае отсутствия теплообмена кривая 3 находится ниже кривой 2, а кривая 4 – выше кривой 3. На этой стадии водонасыщенность со временем сначала существенно уменьшается, а затем существенно увеличивается. Такие колебания распределения водонасыщенности имеют место и при наличии теплообмена, однако они на рисунке 5.13 не видны из-за выбранных моментов времени. Эти колебания более мелкие по сравнению со случаем отсутствия теплообмена и наблюдаются при приближении к стационарному решению. Сравнивая кривые для случая наличия и отсутствия теплообмена, заметим, что кривые со знаком плюс вокруг скважины расположены ниже, т. е. теплообмен приводит к дополнительному парообразованию. Однако на нестационарной стадии возможны инверсии, что видно из сравнения кривых 3 и 3+.

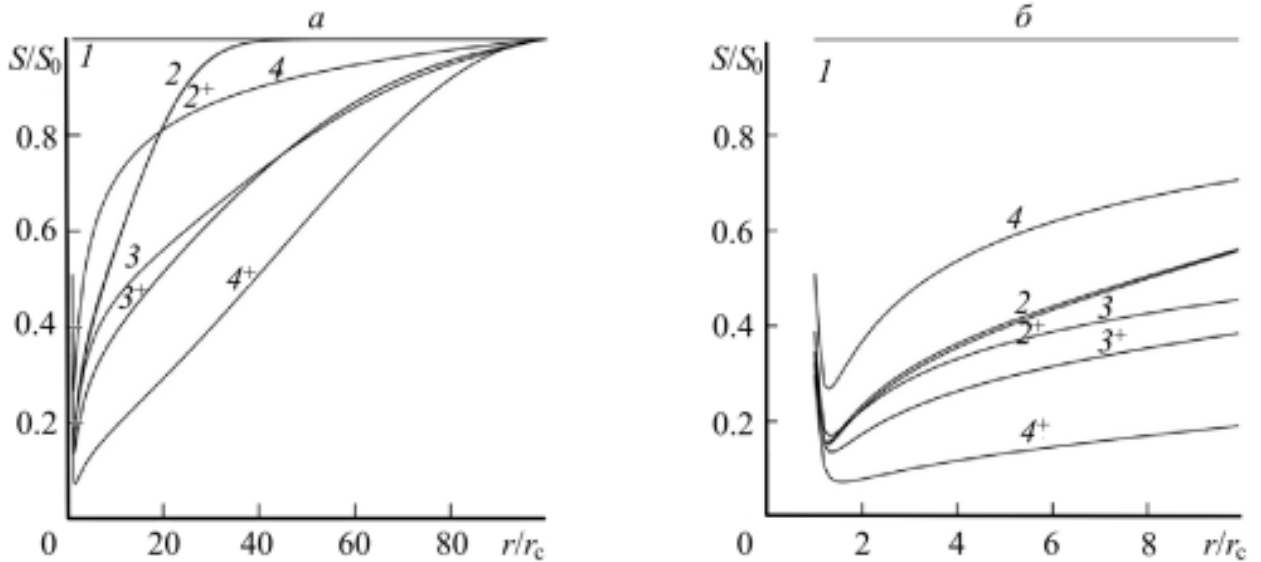


Рисунок 5.13 – Распределения приведенной водонасыщенности S/S_0 в различные моменты времени (*a*) и их начальный участок (*б*) при $k = 0,6 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, полученные без учета (цифры без знака) и с учетом (цифры со знаком плюс) теплообмена пласта с породами:

$$1 - t = 0; 2 - 5 \cdot 10^4; 3 - 5 \cdot 10^5; 4 - 6,5 \cdot 10^6$$

Вблизи скважины до некоторого расстояния теплообмен приводит к уменьшению водонасыщенности, а после этого расстояния, напротив, к ее увеличению. Это связано с тем, что, с одной стороны, приток тепла тратится на увеличение температуры (давления) фазового перехода, что приводит к конденсации части пара, а с другой – на парообразование. Эта конкуренция и приводит к пересечению указанных кривых. Однако, как показывают расчеты, на стационарной стадии распределений (кривые 4 и 4+) во всей рассматриваемой области теплообмен приводит к уменьшению водонасыщенности, несмотря на некоторое повышение температуры и соответственно давления фазового перехода.

На рисунке 5.14, *a* представлены распределения давления в те же моменты времени, что и распределения водонасыщенности на рисунке 5.13, *a*, а на рисунке 5.14, *б* – соответствующие распределения температуры.

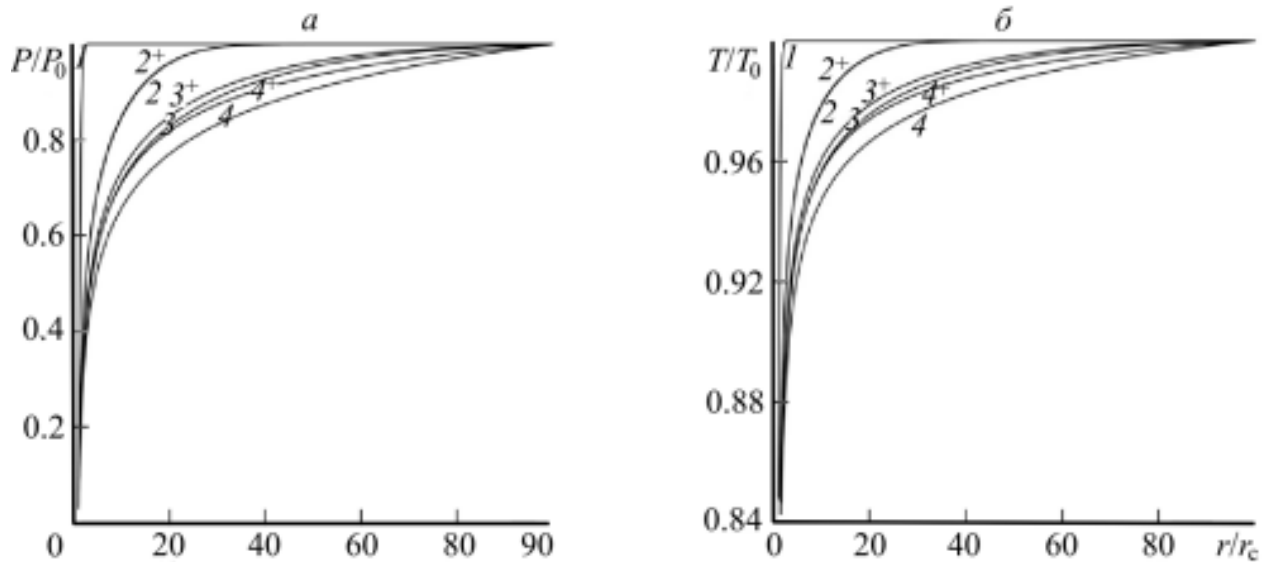


Рисунок 5.14 – Распределения приведенного давления P/P_0 (а) и приведенной температуры T/T_0 (б) в различные моменты времени при $k = 0,6 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, полученные без учета (цифры без знака) и с учетом (цифры со знаком плюс) теплообмена пласта с породами:

$$1 - t = 0; 2 - 5 \cdot 10^4; 3 - 5 \cdot 10^5; 4 - 6,5 \cdot 10^6$$

Видно, что теплообмен пласта с подошвой и кровлей приводит к некоторому увеличению давления и, соответственно, температуры кипения в процессе эволюции полей.

Выводы по пятой главе

1. На основе радиально-симметричной модели выведены условия существования фронтального режима извлечения пара из высокотемпературного пласта. Показано, что в отличие от известного плоского одномерного случая в рассматриваемой радиальной модели радиус области пара стремится к предельному значению. Выведена формула, которая явно показывает зависимость указанного предельного значения радиуса фронта от параметров воды, пара и характеристик геотермального пласта. Выявлено, что для того, чтобы водяной пар в процессе эксплуатации пласта занимал значительную область вокруг скважины, необходимо,

чтобы исходное состояние воды было близко к состоянию образования пара. В противном случае фронт кипения, при выполнении условий его существования, отходит от скважины лишь на незначительное расстояние.

2. Рассмотрено радиально-симметричное течение пароводяной смеси в геотермальном пласте с учетом фазовых переходов. Показано, что соответствующая математическая модель допускает точное решение стационарной и квазистационарной нелинейных задач. Приведены распределения термомеханических полей вокруг добывающей скважины. Выявлено, что существуют критические проницаемости, определяющие условия существования указанного режима теплопереноса, построена соответствующая диаграмма. Найден закон движения фронта возмущений исходных распределений температуры, давления и водонасыщенности в пласте, показан характер эволюции этих полей.

3. Численно с использованием конечно-разностного метода изучено влияние теплообмена пласта с кровлей и подошвой на свойства термомеханических полей вокруг скважины при извлечении пароводяной смеси. Показано, что указанный теплообмен приводит к некоторому увеличению температуры (давления) фазового перехода и изменению водонасыщенности теплоносителя в пласте вокруг скважины. При этом в стационарном режиме это изменение водонасыщенности сводится к дополнительному парообразованию. Однако на нестационарной стадии на отдельных отрезках времени на некоторых участках теплообмен может привести, напротив, к частичной конденсации пара, т. е. к росту водонасыщенности.

Основные результаты главы 5 опубликованы в [212, 214, 218–222].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных в диссертационной работе исследований решены задачи, позволившие разрешить проблему эффективного освоения геотермальных ресурсов пластового типа. Решение поставленных задач позволяет сделать следующие выводы:

1. С использованием методов, основанных на максимальном использовании теплового, водоресурсного, газового и химического потенциалов термальных вод разработаны технологии освоения геотермальных ресурсов разного энергетического потенциала с привязкой к конкретным геотермальным месторождениям. Проведена оценка эффективности предложенных технологий с привлечением физико-математических, термодинамических и оптимизационных методов расчетов и проведением натурных испытаний.

2. Разработаны технологии комплексного освоения низкопотенциальных геотермальных ресурсов на основе теплонасосных систем, где достигается эффективное использование тепла артезианской воды на теплоэнергетические цели и самой воды на водохозяйственные нужды с доведением ее качества до кондиций питьевой воды на различных блоках водоочистки. Реализация технологий позволит значительно улучшить проблемы теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также питьевого и технического водоснабжения густонаселенного Северо-Кавказского региона.

3. Разработана технология комбинированной ГПЭС, позволяющая эффективно использовать для выработки электроэнергии термальные воды с температурой 80 – 100 °С. Такая система включает блоки бинарной ГеоЭС и ГТЭС. В зависимости от расхода геотермальной циркуляционной системы и температуры термальной воды низкокипящее рабочее тело в блоке ГеоЭС можно нагреть: до определенной температуры; до температуры испарения; частичного испарения. Дальнейший нагрев или испарение и перегрев рабочего тела осуществляется за счет выхлопных газов ГТЭС. В камеру сгорания ГТЭС подводится: газ, извлеченный из термальной воды, низконапорный остаточный газ из выработанных газовых месторождений,

биогаз или смесь перечисленных газов. Реализация данной технологии на Махачкала-Тернаирском месторождении позволит получить мощность ГПЭС до 65 МВт. Комбинированные ГПЭС наиболее эффективны для автономного электро- и теплоснабжения промысловых участков нефтегазового сектора.

4. Разработаны схемы комплексного освоения высокотемпературных гидрогеотермальных рассолов Северо-Кавказского региона с использованием их теплового и химического потенциалов. Освоение рассолов позволит решить значительные проблемы энергоснабжения региона и обеспечить потребности России в редких элементах. Предложена технология для гидрогеотермальных ресурсов Тарумовского месторождения, в которой тепловой потенциал высокотемпературного рассола используется для получения электроэнергии в бинарной ГеоЭС на сверхкритическом цикле, а отработанный рассол с низкой температурой поступает на завод для извлечения химических компонентов (карбонат лития, пищевая соль и др.) и далее опресненная вода используется на водохозяйственные цели. Извлечение химических компонентов обеспечивается электроэнергией, вырабатываемой на бинарной ГеоЭС, чем достигается полная автономия производства. Предложена технология комплексного освоения низкотемпературных (70 °С) рассолов Берикейского геотермального месторождения с ГПЭС для обеспечения в электроэнергии завода по извлечению химических компонентов и тепличным хозяйством для утилизации тепла геотермальных рассолов и улавливания диоксида углерода из ГТЭС. Предложена технология комплексного освоения попутно добываемых с нефтью рассолов на Южно-Сухокумском газонефтяном месторождении, где рассол последовательно проходит через бинарную ГеоЭС, блок теплообменников, узел дезактивации и завод по извлечению химических компонентов. Для снятия остаточного тепла с рассола в блок теплообменников поступает холодная артезианская вода неглубокого залегания, а опресненная вода из завода и нагретая артезианская вода используются в энергобиологическом комплексе.

5. Обоснована возможность эффективного освоения геотермальных ресурсов региона путем строительства бинарных ГеоЭС на основе геотермальных циркуляционных систем с использованием простаивающих нефтяных и газовых скважин.

Подсчитаны мощности и основные характеристики ГеоЭС на перспективных площадях, использование всего фонда простаивающих скважин позволит получить общую полезную мощность ГеоЭС до 330 МВт.

6. Предложена комбинированная солнечно-геотермальная система для теплоснабжения децентрализованных потребителей малой мощности, включающая скважинный теплообменник неглубокого заложения, тепловой насос, бак-аккумулятор и солнечные коллектора. Технологией предусмотрены отбор тепла с горной породы в отопительный период и передача этого тепла в систему отопления с тепловым насосом, восстановление в межотопительный период температурного поля вокруг скважины путем аккумуляции в горной породе тепла, поступающего с горячей водой в скважинный теплообменник из бака-аккумулятора. Комбинированная солнечно-геотермальная система реализована на полигоне ИПГВЭ ОИВТ РАН в г. Махачкале для тепло- и горячего водоснабжения коттеджного дома, результаты испытаний показали ее высокую эффективность.

7. Разработана математическая модель, описывающая процесс теплообмена между потоками в трубе и коаксиальном зазоре для оценки эффективности оребрения скважинного теплообменника. Согласно результатам проведенных многовариантных расчетов, передачу тепла в скважинных теплообменниках можно увеличить продольным оребрением до нескольких раз; продольное оребрение более эффективно при малых скоростях потока жидкости; с увеличением числа ребер отвод тепла растет пропорционально их числу, однако увеличивается гидравлическое сопротивление. Разработана методика, позволяющая рассчитывать перепад давления при движении потока по кольцевому сечению с ребрами. Сформулирован критерий оптимальности выбора параметров скважинного теплообменника с ребрами. Разработаны рекомендации по выбору конструктивных параметров теплообменников для утилизации тепла термальной воды с продольным оребрением теплопередающей поверхности.

8. Разработана технология съема тепла с высокотемпературных рассолов непосредственно в геотермальном пласте скважиной горизонтальной конструкции. Методом Лагранжа получено решение задачи для определения температуры воды

в скважине в произвольный момент времени. Проведены многовариантные расчеты по оценке тепломассопереноса с использованием разработанной математической модели. Приведены зависимости извлекаемой тепловой мощности от длины горизонтального ствола при различных расходах теплоносителя.

9. Приведены математические формулировки радиально-симметричных задач об извлечении теплоносителя из высокотемпературного пласта одиночной скважиной при различных режимах тепломассопереноса с учетом фазовых переходов и теплообмена с кровлей и подошвой. Получены условия существования фронтального режима извлечения пара из высокотемпературного пласта. Показано, что в отличие от известного плоского одномерного случая, в рассматриваемой радиально симметричной модели радиус области пара стремится к предельному значению, т.е. фронт кипения, разделяющий области воды и пара, через некоторое время практически останавливается. Предложена математическая модель тепломассопереноса в геотермальном пласте, насыщенном пароводяной смесью, при извлечении теплоносителя одиночной скважиной. Определены условия, при которых у скважины формируется область чистой жидкости либо чистого пара. Найден закон движения фронта возмущений исходных распределений температуры, давления и водонасыщенности в пласте, показан характер эволюции данных полей. Найдено численное конечно-разностное решение нестационарной нелинейной задачи о тепломассопереносе в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси с учетом теплообмена пласта с окружающими породами. Показано, что теплообмен пласта с кровлей и подошвой приводит к некоторому увеличению давления (температуры) фазового перехода и изменению водонасыщенности теплоносителя.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВПАБ	Восточно-Предкавказский артезианский бассейн
ГеоЭС	Геотермальная электростанция
ГПЭС	Геотермально-парогазовая энергетическая система
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГТУ	Газотурбинная установка
ГЦС	Геотермальная циркуляционная система
ГЭС	Гидроэлектростанция
ИПГВЭ ОИВТ РАН	Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики- филиал Объединенного института высоких температур РАН
НПВ	Низкопотенциальные воды
ОЭДФК	Оксиэтилидендифосфоновая кислота
ТН	Тепловой насос
ТНУ	Теплонасосная установка
ТСТ	Теплонасосная технология
ФЦП	Федеральная целевая программа
ЭБК	Энергобиологический комплекс

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Освоение геотермальной энергии / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, М.Г. Алишаев, А.Ш. Рамазанов, М.М. Рамазанов. – М.: Физматлит, 2022. – 320 с.
2. Lund J. Characteristics and trends in geothermal development and use, 1995 to 2020 / Lund J., Hutttrer G., Toth A. // *Geothermics*. – V.105. – 2022.
3. Toth A. Current world situation for geothermal energy production, based on WGC2020+1 reports from 88 countries / Toth A., Lund J., Hutttrer G., Fenerty D. // *Proc. European Geothermal Congress 2022*. – Berlin, Germany. – 2022.
4. Hutttrer G. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report / G. Hutttrer // *Proc. World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland. – 2021.
5. Алхасов, А.Б. Перспективы освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона /А.Б. Алхасов // *Энергия: экономика, техника, экология*. – 2022. – №4. – С. 50-63.
6. Освоение низкопотенциального геотермального тепла / А.Б. Алхасов, М.Г. Алишаев, Д.А. Алхасова, А.Г. Каймаразов, М.М. Рамазанов. – М.: Физматлит, 2012. – 276 с.
7. Берман Э. Геотермальная энергия / Э. Берман. – М.: Мир. –1978. – 416 с.
8. Проблемы геотермальной энергетики Дагестана / Под ред. Амирханова Х.И. и Ятрова С.Н. – М.: Недра. – 1980. – 208 с.
9. Геотермальная энергетика: Справочно-методическое издание / Г.В. Томаров, А.И. Никольский, В.М. Семенов, А.А. Шипков. – М.: Интехэнерго-Издат, Теплоэнергетик. – 2015. –304 с.
10. Поваров О.А., Всемирный геотермальный конгресс WGC-2005 /О.А. Поваров, Г.В. Томаров // *Теплоэнергетика*. – 2006. – № 3. – С. 78-80.
11. Шулюпин, А.Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов / А.Н. Шулюпин, А.А. Чермошенцева // *Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле*. – 2022. – №1. – С. 165 – 176.
12. Черменский, Г.А. Геотермия / Г.А. Черменский. – М., Недра, 1972. –265с.

13. Магомедов К.М. Теоретические основы геотермии / К.М. Магомедов. – М.: Наука. – 2001. – 277с.
14. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии / А.Б. Алхасов. – М.: Физматлит, 2008. – 376с.
15. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика /А.Б. Алхасов. – М., Физматлит, 2012. – 256 с.
16. Богуславский Э.И. Прогнозирование освоения геотермальной энергии для корректировки энергетической программы России / Э.И. Богуславский // Материалы Межд. Конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Т.1. –2005 – С.31-34.
17. Алхасова Д.А. Технологии освоения высокоминерализованных геотермальных ресурсов / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, А.Ш. Рамазанов, М.А. Каспарова //Теплоэнергетика. – 2017. – № 9. – С.17–24.
18. Алхасова Д.А. Оценка перспектив комплексного освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, А.Ш. Рамазанов // Юг России: экология, развитие. – 2017. – Т. 12, № 2. – С. 159–170.
19. Алхасова Д.А. Перспективные области использования гидрогеотермальных ресурсов Северокавказского региона / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова // Материалы VI Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала, 2020. – С. 35-41
20. Алхасова Д.А., Проблемы и перспективы освоения гидрогеотермальных ресурсов Северного Кавказа / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, А.Ш. Рамазанов // Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» им. Э.Э. Шпильрайна. –2018. – С. 47-58.
21. Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья / М.К. Курбанов. – М.: Наука, 2001. – 206с.
22. Фортов В.Е. Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира / В.Е. Фортов, Э.Э. Шпильрайн // Материалы Межд. Конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –Т.1. – С.14-30. –2005

23. Шпильрайн Э.Э. Проблемы и перспективы возобновляемой энергии в России / Э.Э. Шпильрайн // Перспективы энергетики, 2003. –Т.7. –С.393-403.
24. Томаров Г.В. Краткий обзор современного состояния и тенденций развития геотермальной энергетики / Г.В. Томаров, А.А. Шипков // Теплоэнергетика. – 2023. –№2. –С. 37-46.
25. Curtis, R. Ground Source Heat Pumps – Geothermal Energy for Anyone, Anywhere: Current Worldwide Activity / Curtis R., Lund J., Sanner B., Rybach L., Hellstrom G.// Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 9p.
26. Gharibi, S. Feasibility study of geothermal heat extraction from abandoned oil wells using a U-tube heat exchanger/ Gharibi S, Mortezaazadeh E, Hashemi Aghcheh Bodi SJ, Vatani A. // Energy. – 2018. 153: 554–567.
27. Jiang P, Li X, Xu R, Zhang F Heat extraction of novel underground well pattern systems for geothermal energy exploitation. // Renew. Energy. – 2016. 90:83–94.
28. Kaya E, Zarrouk SJ, O'Sullivan MJ (2011) Reinjection in geothermal fields: a review of worldwide experience. Renew Sustain Energy Rev 15 (1): 47-68.
29. Shortall Ruth, Davidsdottir Brynhidur, Axelsson Guðni (2015) Geothermal energy for sustainable development: a review of sustainability impacts and assessment frameworks. Renew Sustain Energy Rev 44:391-406.
30. Song X, Shi Y, Li G, Shen Z, Hu X, Lyu L, Zheng R, Wang G (2018) Numerical analysis of the heat production performance of a closed loop geothermal system. Renew. Energy 120: 365–378.
31. Alimonti C, Soldo E, Bocchetti D, Berardi D (2018) The wellbore heat exchangers: A technical review. Renew Energy 123:353–381.
32. Falcone G, Liu X, Okech RR, Seyidov F, Teodoriu C (2018) Assessment of deep geothermal energy exploitation methods: The need for novel single-well solutions. Energy 160:54– 63.
33. Jiang P, Li X, Xu R, Zhang F (2016) Heat extraction of novel underground well pattern systems for geothermal energy exploitation, Renew. Energy. 90:83–94.

34. Olasolo P, Juárez MC, Morales MP, D'Amico Sebastiano, Liarte IA (2016) Enhanced geothermal systems (EGS): a review. *Renew Sustain Energy Rev* 56:133-144.
35. Bertani R. Geothermal Power Generation in the World 2005 – 2010 Update Report // Proc. World Geothermal Congress-2010. Bali, Indonesia
36. Falcone G, Liu X, Okech RR, Seyidov F, Teodoriu C (2018) Assessment of deep geothermal energy exploitation methods: The need for novel single-well solutions. *Energy*. –V. 160. –P. 54– 63.
37. Shyi-Min Lu (2018) A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renew Sustain Energy Rev* 81(2):2902-2921.
38. Wei Zhang, Zhanqing Qu, Tiankui Guo, Zhiyuan Wang Study of the enhanced geothermal system (EGS) heat mining from variably fractured hot dry rock under thermal stress (2019) *Renew Energy*. – V143. –P.855-871.
39. Бутузов В.А. Геотермальная энергетика: обзор российских научных школ / Бутузов В.А. // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. – №11. –2022. – С. 36-40.
40. Бутузов В.А. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) / Бутузов В.А., Томаров Г.В., Алхасов А.Б., Алиев Р.М., Бадавов Г.Б. // Теплоэнергетика. –2022. –№1. – С.3-17.
41. Бадавов Г.Б. Прямое использование геотермальной энергии: всемирный обзор 2020 / Бадавов Г.Б. // С.О.К. –№6. –2021. –С. 64-79.
42. Клепанда А.С. Методика расчета на ЭВМ парокompрессионного теплового насоса / Клепанда А.С., Филиппов Э.Б., Пашко П.В. // Холодильная техника. – №7. – 1990. – С.10-13.
43. Kayaci N. Energy and exergy analysis and thermo-economic optimization of the ground source heat pump integrated with radiant wall panel and fan-coil unit with floor heating or radiator / Kayaci N. // *Renewable Energy*. –V. 160. – 2020. – P. 333-349
44. Pophillat W. Impact of groundwater heat pump systems on subsurface temperature under variable advection, conduction and dispersion / Pophillat W., Bayer P., Teysier E., Blum Ph., Attard G. // *Geothermics*. –V. 83. – 2020, 101721

45. Min Li Step-wise algorithm for estimating multi-parameter of the ground and geothermal heat exchangers from thermal response tests /Min Li, Liwen Zhang, Gang Liu // Renewable Energy. –P. 435-442. –V 150. –2020.

46. Roy D. Feasibility and performance of ground source heat pump systems for commercial applications in tropical and subtropical climate / Roy D., Chakraborty T., Basu D., Bhattacharjee B.// Renewable Energy – V. 152. –2020. –P.467-483

47. Hellstrom G. PC-programs and modeling for borehole heat exchanger design / Hellstrom G., Sanner B. // International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy. – Bad Urach. – 2001, –P.35-44.

48. Sanner B. Examples of GSHP and UTES System in Germany / Sanner B. // Proceedings World Geothermal Congress. – 2005. – Antalya, Turkey, 24 April 2005, –14p.

49. Sanner B. Examples of Ground Source Heat Pumps (GSHP) from Germany / Sanner B., Kohlsch O // International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy. – Bad Urach. – 2001. – P.81-94.

50. Петин Ю.М. Новое поколение тепловых насосов для целей теплоснабжения и эффективность их использования в России / Петин Ю.М.// Перспективы энергетики. –2004. –Т. 8. –С. 27-38.

51. Петин Ю.М. Прорывные технологии утилизации низкопотенциального тепла / Петин Ю.М., Бадлуев А.И., Данилов Г.М., Иванов С.В., Опарин Е.В. // Вестник Бурятского научного центра Сибирского отделения Российской академии наук. – №2. –2013. –С. 247-254.

52. Васильев Г.П. Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных системах / Васильев Г.П., Шилкин Н.В.// АВОК. –№2. –2003. –С.52-60.

53. Васильев Г.П. Геотермальное теплоснабжение в Московском регионе: температурный потенциал и рациональная глубина термоскважин / Васильев Г.П., Горнов В.Д. и др // Теплоэнергетика. – 2008. – №1. –С. 85–96.

54. Бутузов В.А. Российские теплонасосные технологии геотермального теплоснабжения /Бутузов В.А.// Сантехника. Отопление. Кондиционирование. – № 9. –2021. –С. 68-73.

55. Бутузов В.А. Российская геотермальная электроэнергетика: состояние и перспективы развития / Бутузов В.А., Томаров Г.В. // Теплоэнергетика. – 2023. – №4. – С.23-32.

56. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям) / Под ред. П.П. Безруких – М., ИАЦ Энергия, 2007. – 272 с.

57. Киссин И.Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн / Киссин И.Г. – М., Наука, 1964. – 280 с.

58. Алхасова Д.А. Современные проблемы рационального использования и охраны подземных вод Терско-Кумского артезианского бассейна / Алхасова Д.А., Ахмедов К.М., Каймаразов А.Г. // Материалы VI школы молодых ученых Э.Э. Шпильрайна «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». – 2013. – С.369-373.

59. Алхасова Д.А. Современное состояние и перспективы освоения геотермальных ресурсов Северокавказского региона / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Теплоэнергетика. – 2014. – № 6. – С.28-34.

60. Алхасов А.Б. Перспективы освоения геотермальных ресурсов Восточного Предкавказья / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Юг России: экология, развитие. – 2013. – №3. – С.17-26.

61. Алхасова Д.А. Технологии освоения геотермальных энергоресурсов различного потенциала / Алхасова Д.А., Алхасов Б.А. // Материалы VI Междунар. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». - Махачкала, 2020. - С.109-114.

62. Алхасова Д.А. Перспективные технологии освоения геотермальных ресурсов / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алхасов Б.А., Рамазанов А.Ш., Попель О.С. // Материалы IV Международного Конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность». Москва. – 2018. – С. 16-20.

63. Алхасова Д.А. Разработка технологий освоения геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии /Алхасова Д.А.// Материалы IV Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы», Махачкала, 2015. – С. 322-326.

64. Алхасов А.Б. Технологии освоения геотермальных ресурсов осадочных бассейнов /Алхасов А.Б.// Материалы Межд. конф. ИПГ ДНЦ РАН «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Махачкала, 2005. –Т.1. – С.173-185

65. Алхасова Д.А. Энергоэффективная технология освоения геотермальных ресурсов /Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.// Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» им. Э.Э. Шпильрайна. –2018. – С.115-118.

66. Алхасова Д.А. Перспективные технологии освоения геотермальных ресурсов / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Известия РАН. Энергетика. – № 5. – 2014. – С. 144-157

67. Алхасова Д.А. Электроэнергетическое освоение геотермальных ресурсов осадочных бассейнов / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Теплоэнергетика. –№2. – 2011. – С.59-66

68. Алхасов А.Б., Гайдаров Г.М., Магомедбеков Х.Г. Паротурбинная установка для геотермальной электростанции / Патент RU 2035588 С1 РФ / Открытия. Изобретения. –1995. №14.

69. Алхасов А.Б. Теплообмен при совместно-раздельной добыче термальных вод из двух горизонтов /Алхасов А.Б., Раджабов Р.И // Вестник ДНЦ РАН. – 2000. –№8. – С. 28-33.

70. Алексеенко С.В. Геотермальная энергия / Алексеенко С.В. // 10 прорывных идей в энергетике на следующие 10 лет. Москва, 2022. – С. 147–167.

71. Алексеенко С.В. Геотермальная энергетика: технологии и перспективы развития / Алексеенко С.В. // Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа». –2022. – С.14-17.

72. Дядькин Ю.Д. Процессы тепломассопереноса при извлечении геотермальной энергии / Дядькин Ю.Д., Гендлер С.Г. – Л.: –1985. – 93 с.

73. Дядькин Ю.Д. Геотермальная теплофизика / Дядькин Ю.Д., Гендлер С.Г., Смирнова Н.Н. – СПб.: Наука. –1993.–255 с.

74. Алхасов А.Б. Извлечение тепла грунта скважинным теплообменником в сезонном режиме работы / Алхасов А.Б., Алишаев М.Г. // Известия РАН. Энергетика. – 2007. –№2. – С. 137-144.

75. Alkhasova D. Technological design and efficiency assessment of heat production from dry rock with different energy potential /Alkhasova D.// Geomechanics and geophysics for geo-energy and geo-resources. – 2020. –V.6, No.1

76. Алхасова Д.А. Технология съема петротермального тепла / Алхасова Д.А. // Материалы IV школы молодых ученых Э.Э. Шпильрайна «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». –2011. –С.123-127.

77. Алхасова Д.А. Разработка технологий эффективного освоения тепла сухих горных пород различного потенциала / Алхасова Д.А.// Труды III Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» –Махачкала. –2014. – С. 107-112.

78. Алхасова Д.А. Разработка эффективных технологий освоения петротермальной энергии для выработки электроэнергии /Алхасова Д.А.// Материалы Международного Конгресса «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность». – Москва. –2015. – С. 46-50.

79. Алхасова Д.А. Разработка энергоэффективных технологий извлечения и использования петротермальной энергии для электроэнергетических нужд /Алхасова Д.А. // Материалы Международного конгресса REENCON XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность». – Москва. – 2016. – С. 86-90.

80. Алхасова Д.А. Разработка технологий освоения тепла сухих горных пород высокого потенциала для выработки электроэнергии /Алхасова Д.А. // Материалы

Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы прикладной математики и современной науки: теория и практика актуальных исследований». –2016.

81. Alkhasov A., Alkhasova D, Ramazanov A. Technologies of geothermal resources development in South of Russia // Geomechanics and geophysics for geo-energy and geo-resources. –2020. –V. 6, No.1

82. Shu-Yuan Pan, Mengyao Gao, Kinjal J. Shah, Jianming Zheng, Si-Lu Pei, Pen-Chi Chiang. Establishment of enhanced geothermal energy utilization plans: Barriers and strategies // Renewable Energy. –V. 132. –2019. – P. 19-32.

83. Pranay Asai, Palash Panja, John McLennan, Joseph Moore. Efficient workflow for simulation of multifractured enhanced geothermal systems (EGS) //Renewable Energy. –V. 131. –2019. –P. 763-777

84. Weitao Yin, Yangsheng Zhao, Zijun Feng Experimental research on the permeability of fractured-subsequently-filled granite under high temperature-high pressure and the application to HDR geothermal mining //Renewable Energy. –V. 153. –2020. –P. 499-508.

85. Likui Yu, Xiaotian Wu, Yadan Wang, Weiwu Ma, Gang Liu. Stratified rock hydraulic fracturing for enhanced geothermal system and fracture geometry evaluation via effective length // Renewable Energy. – P. 713-723. –V. 152. –2020.

86. Nan Meng, Tailu Li, Jianqiang Wang, Yanan Jia, Haosen Qin. Synergetic mechanism of fracture properties and system configuration on techno-economic performance of enhanced geothermal system for power generation during life cycle // Renewable Energy. – P. 910-924. –V. 152. – 2020.

87. Исследование режимов совместной работы теплового насоса с вертикальным грунтовым теплообменником / Федянин В.Я., Утемесов М.А., Федин Л.Н., Горбунов Д.Л. // Теплоэнергетика. –1997. –№4. –С.21-23.

88. Калинин М.И. Метод расчета глубинных теплообменников для односкважинной технологии геотермального теплоснабжения / Калинин М.И., Баранов А.В. // Охрана и разведка недр. –2003. – №6. – С. 53-60.

89. Калинин М.И. Энергообеспечение регионов России с использованием ресурсов приповерхностной геотермии и грунтовых тепловых насосов / Калинин М.И., Кудрявцев Е.П. // Материалы Международной конференции ИПГ ДНЦ РАН «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала, 2005. – Т.1. – С.144-153.

90. Алексеенко С.В. Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики (обзор) /Алексеенко С.В., Бородулин В.Ю., Гнатусь Н.А., Низовцев М.И., Смирнова Н.Н.// Теплофизика и аэромеханика. –2016. –Т 23. – №1. – С.1-16

91. Алхасов А.Б. Скважинный теплообменник для съема тепла с горной породы / Алхасов А.Б., Алишаев М.Г.// Материалы Международной конференции ИПГ ДНЦ РАН «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала, 2005. – Т.1. – С.263-275.

92. Алхасова Д.А. Технологические решения и оценка эффективности освоения тепла сухих горных пород низкого потенциала / Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.// Энергосбережение и водоподготовка. –2019. –№2. –С.37-40.

93. Алхасова Д.А. Освоение тепла сухих горных пород низкого потенциала /Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.// Материалы V Межд. Конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –Т.1, Махачкала, 2017. – С.220-226.

94. Алхасова Д.А. Извлечение тепла сухих горных пород с использованием скважин горизонтальной конструкции /Алхасова Д.А.// Тезисы докладов II Междун. научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем». – Москва. –2018 . – С. 78.

95. Алхасова Д.А. Освоение тепла сухих горных пород высокого энергетического потенциала / Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.// Материалы XI Школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» им. Э.Э. Шпильрайна. –2018 . – С.250-258.

96. Алхасова Д.А. Оценка теплопереноса в геотермальном скважинном теплообменнике /Алхасова Д.А. // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Системы обеспечения тепловых режимов преобразователей энергии и системы транспортировки теплоты». – Махачкала, 2009. – С.55-58.

97. Андреев В.А. Теплообменные аппараты для вязких жидкостей / Андреев В.А. – Л.: Энергия, 1971. –151 с.
98. Антуфьев В.М. Эффективность различных форм конвективных поверхностей нагрева. / Антуфьев В.М. – М-Л.: Энергия. – 1966. –182 с.
99. Барановский Н.В. Пластинчатые и спиральные теплообменники. / Барановский Н.В., Коваленко Л.М., Ястребенецкий А.Р. – М.: Машиностроение. –1973. –286 с.
100. Дрейцер Г.А. Эффективность использования закрутки потока для интенсификации теплообмена в трубчатых теплообменных аппаратах /Дрейцер Г.А.// Теплоэнергетика. – 1997. –№ 11. – С.61-65.
101. Кейс В.М. Компактные теплообменники/ Кейс В.М., Лондон А.Л. – М.: Госэнергоиздат. –1962. –158с.
102. Кошкин В.К. Теплообменные аппараты и теплоносители / Кошкин В.К., Калинин Э.К. – М.:Машиностроение. –1971. –198с.
103. Лебедев П.Д. Теплоиспользующие установки промышленных предприятий / Лебедев П.Д., Щукин А.А. – М.: Энергия. –1970. – 408с.
104. Пермяков В.А. К вопросу выбора типа водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения / Пермяков В.А., Пермяков К.В., Якименко А.Н., Нейбургер А.Н. // Промышленная энергетика. –2000. – №4. – С.37-44.
105. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник. Под общ. ред. Клименко А.В. и Зорина В.М. – М.: МЭИ. –2004. – 632 с.
106. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: под общ. ред. Клименко А.В. и Зорина В.М. – М.: МЭИ. – 2001. –564с.
107. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева, Т. 1. – М.: Энергия. –1975. –744 с.
108. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева, Т. 2. – М.: Энергия. –1976. – 896 с.
109. Алхасова Д.А. Расчет прямоточного внутрискважинного теплообменника / Алхасова Д.А. // Материалы шестой Всероссийской научной молодежной школы «Возобновляемые источники энергии». –Москва, 2008. –С. 13-19.

110. Алхасова Д.А. Расчет влияния толщины на передачу тепла от внутреннего потока скважинного теплообменника к внешнему потоку через оребренную поверхность / Алхасова Д.А. // Материалы II школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». – Махачкала, 2008. – С. 229-236.

111. Алхасова Д.А. Исследование процесса теплообмена на модели внутрискважинного теплообменника / Алхасова Д.А., Мамаев Н.И. // Материалы I школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». – Махачкала, 2006. – С. 172-177.

112. Болгарский А.В. Термодинамика и теплопередача. / Болгарский А.В., Мухачев Г.А., Щукин В.К. – М.: Высшая школа, 1964. – 458 с.

113. Исаченко В.П. Теплопередача. / Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. – М.-Л.: Энергия, 1965. – 423 с.

114. Ройзен Л.И. Тепловой расчет оребренных поверхностей / Ройзен Л.И., Дулькин И.Н. – М.: Энергия, 1977. – 114с.

115. Юдаев Б.Н. Техническая термодинамика. Теплопередача / Юдаев Б.Н. – М.: Высшая школа, 1988. – 479 с.

116. Эффективные интенсификаторы теплоотдачи для ламинарных (турбулентных) потоков в каналах энергоустановок / А.И. Леонтьев, Ю.Ф. Гортышов, В.В. Олимпиев, И.А. Попов // Известия РАН. Энергетика. – 2005. – №1. – С.75-91.

117. Шрадер И.Л. Интенсифицированные трубчатые воздухоподогреватели / Шрадер И.Л., Дашчян А.А., Готовский М.А. // Теплоэнергетика. – 1999. – №9. – С.54-56.

118. Назмеев Ю.Г. Интенсификация теплообмена при течении вязкой жидкости в трубах с винтовой накаткой / Назмеев Ю.Г., Конахина И.А. // Теплоэнергетика. – 1993. – № 11. – С.59-62.

119. Мамаев Н.И. Повышение эффективности теплообменных аппаратов путем интенсификации процесса теплообмена / Мамаев Н.И., Алхасова Д.А. // Материалы Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Т. 1. – Махачкала. – 2005. – С. 326-330.

120. Алхасова Д.А. Оценка влияния оребрения на рост тепловой производительности скважинного теплообменника с применением схемы сосредоточенной емкости /Алхасова Д.А. // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2009. –№55. – С.145-147.

121. Макаров А.М. Нестационарный процесс теплообмена в трубе с продольным оребрением / Макаров А.М., Лунева Л.А., Залогина Н.И. // Инженерно-физический журнал. –1994. – Т. 66. –№ 6. –С.673-680.

122. Леонтьев А.И. Эффективные интенсификаторы теплоотдачи для ламинарных (турбулентных) потоков в каналах энергоустановок / Леонтьев А.И., Гортышов Ю.Ф., Олимпиаев В.В., Попов И.А.// Известия РАН. Энергетика. – 2005. –№1. – С.75-91.

123. Калинин Э.К. Интенсификация теплообмена в каналах / Калинин Э.К., Дрейцер Г.А., Ярхо С.А. – М.: Машиностроение, 1990. –211с.

124. Калинин Э.К. Влияние чисел Рейнольдса и Прандтля на эффективность интенсификации теплообмена в трубах / Калинин Э.К., Ярхо С.А.// Инженерно-физический журнал. –Т. XX. 1971.–№4. – С.592-599.

125. Дрейцер Г.А. Проблемы создания высокоэффективных трубчатых теплообменных аппаратов / Дрейцер Г.А. // Теплоэнергетика. –2006. –№4. –С.31-38.

126. Дрейцер Г.А. Проблемы создания компактных трубчатых теплообменных аппаратов / Дрейцер Г.А. // Теплоэнергетика. –1995. – №3. – С.11-18.

127. Дрейцер Г.А. Влияние геометрической формы турбулизаторов на эффективность интенсификации конвективного теплообмена в трубах / Дрейцер Г.А., Мякочин А.С. // Теплоэнергетика. –2002. – № 6. – С.57-59.

128. Дрейцер Г.А. Интенсификация теплообмена и анализ методов сравнения теплогидравлической эффективности теплопередающих поверхностей / Дрейцер Г.А., Дзюбенко Б.В., Якименко Р.И // Труды второй Российской национальной конференции по теплообмену. –1998. –Т.6. –С. 99-102.

129. Дрейцер Г.А. Расчет конвективного теплообмена в трубах с периодическими выступами / Дрейцер Г.А., Исаев С.А., Лобанов И.Е. // Проблемы гидродинамики и теплообмена в энергетических установках. –2003. –Т.1. –С. 57-60.

130. Гортышов Ю.Ф. Научные основы расчета высокоэффективных компактных теплообменных аппаратов с рациональными интенсификаторами теплоотдачи / Гортышов Ю.Ф., Попов И.А. // Теплоэнергетика. – 2006. – №4. – С.2-13.

131. Готовский М.А. Интенсификация конвективного теплообмена и самоорганизация вихревых структур / Готовский М.А.// Теплоэнергетика. –1995. –№3. – С.55-59.

132. Гортышов Ю.Ф. Эффективность промышленно эффективных интенсификаторов теплопередачи (Обзор. Анализ. Рекомендации) / Гортышов Ю.Ф., Олимпиев В.В., Попов И.А. // Известия РАН. Энергетика. –2002. –№3. – С.102-118.

133. Васильев В.Я. Экспериментальное исследование рациональной интенсификации конвективного теплообмена в прямоугольных рассеченных каналах пластинчато-ребристых теплообменных поверхностей / Васильев В.Я. // Теплоэнергетика. –2006. –№ 12. –С.58-67.

134. Васильев В.Я. Экспериментальное исследование рациональной интенсификации конвективного теплообмена в прямоугольных каналах трубчато-пластинчатых теплообменных поверхностей с поперечными выступами и канавками / Васильев В.Я. // Теплоэнергетика. –2007. –№ 8. – С.50-62.

135. Алхасова Д.А. Увеличение теплообмена между потоками оребрением перегородки / Алхасова Д.А.// Материалы Международной конференции «Мухтаровские чтения». Современные проблемы математики и смежные вопросы. Махачкала. –2008. –С. 31—34.

136. Алхасова Д.А. Численные расчеты тепломассопереноса в скважинных теплообменниках с продольным оребрением /Алхасова Д.А.// Материалы III школы молодых ученых Э.Э. Шпильрайна «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». –2010.

137. Алхасова Д.А. Применение конечно-разностного метода к проблеме определения эффективности оребрения теплопередающих поверхностей / Алишаев М.Г., Алхасова Д.А. // Вестник Дагестанского научного центра РАН. –2010. –№39. –С.19-26.

138. Алхасова Д.А. Повышение эффективности скважинных теплообменников путем интенсификации процесса теплообмена / Алхасова Д.А. // Материалы V Межд. Конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –Т.1, Махачкала. –2017. –С.226-231.

139. Алхасова Д.А. Расчет гидравлических сопротивлений и тепловых потоков в теплообменниках с продольными ребрами / Мамаев Н.И., Алхасова Д.А. // Материалы региональной научно-технической конференции «Системы обеспечения тепловых режимов преобразователей энергии и системы транспортировки теплоты». – Махачкала. – 2006. –С. 20—26.

140. Пат. 2336466 Российская Федерация, МПК F24D 3/02. Способ подогрева воды для отопления и установка для его осуществления / Мамаев Н.И., Алхасова Д.А.; заявитель и патентообладатель ДГУ; заявл. 04.07.2006; опубл. 20.10.2008, Бюл. №29

141. Алхасова Д.А. Расчет повышения эффективности скважинного теплообменника продольным оребрением теплопередающей поверхности / Алхасова Д.А., Алишаев М.Г. // Теплоэнергетика. – №11. –2009. – С.69-74.

142. Алхасова Д.А. Исследование и гидродинамические расчеты внутрискважинных теплообменников с продольными ребрами // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем геотермии Дагестанского НЦ РАН. Махачкала. –2009.

143. Алхасова Д.А. Исследование и гидродинамические расчеты внутрискважинных теплообменников с продольными ребрами // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт проблем геотермии Дагестанского НЦ РАН. Махачкала. – 2009.

144. Михеев М.А. Основы теплопередачи / Михеев М.А., Михеева И.М. – М.: Энергия. – 1973. –320 с.

145. Идельчик И.Е. Гидравлические сопротивления / Идельчик И.Е. – М.: Госэнергоиздат. – 1964. –316с.

146. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / Альтшуль А.Д. – М.: Недра. – 1982. – 218с.
147. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя / Шлихтинг Г. – М.: ИИЛ., –1956. –528с.
148. Мамаев В.А. Гидродинамика газожидкостных систем / Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. – М.: Недра, 1981. –356с.
149. Тихонов А.Н. Уравнения математической физики / Тихонов А.Н., Самарский А.А. – М.: Наука, 1977. –736 с.
150. Бицадзе А.В. Сборник задач по уравнениям математической физики / Бицадзе А.В., Калинин Д.Ф. – М.: Наука, 1977. –379с.
151. Рихтмайер З.В. Разностные методы решения краевых задач / Рихтмайер З.В. – ИИЛ, М.: –1960. –429с.
152. Самарский А.А. Методы решения сеточных уравнений / Самарский А.А., Николаев Е.С. – М.: Наука. –1978. –592 с.
153. Тихонов А.Н. Об однородных разностных схемах / Тихонов А.Н., Самарский А.А. // ЖВМ и МФ. – 1961. – Т. 1. – №1. – С. 278-291.
154. Тихонов А.Н. Однородные разностные схемы высокого порядка точности на неравномерных сетках / Тихонов А.Н., Самарский А.А. // ЖВМ и МФ. – 1961. – Т.1. – №3. – С. 425-440.
155. Тихонов А.Н. Однородные разностные схемы на неравномерных сетках / Тихонов А.Н., Самарский А.А. // ЖВМ и МФ. –1962. –Т. 2. – №5. –С. 812-832.
156. Алхасов А.Б. Использование геотермальной энергии в горячем водоснабжении /Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Абасов Г.М.// Водоснабжение и санитарная техника. –1998. –№ 3. –С. 24-25
157. Доброхотов В.И. Использование геотермальных ресурсов в энергетике России / Доброхотов В.И., Поваров О.А. // Теплоэнергетика. –2003. –№ 1. – С. 2-11.
158. Калинин М.И. Геотермальное теплоснабжение центральных регионов России с использованием мелких и глубоких скважин / Калинин М.И., Хахаев Б.Н., Баранов А.В. // Электрика. – №4. –2004. –С.8-13.

159. Семенов В.Н. Исследование поведения примесей многокомпонентного теплоносителя в тракте геотермальной электростанции / Семенов В.Н. // Теплоэнергетика. – 2006. – №3. – С.17-22.

160. Шпильрайн Э.Э. Экологические аспекты применения возобновляемых источников энергии для децентрализованного энергоснабжения / Шпильрайн Э.Э. // Перспективы энергетики. – 2002. – Т.6. – С.299-306.

161. Белан С.И. Оценка перспектив использования геотермальных вод Юга России / Белан С.И., Панич Л.Н., Гусейнов Н.М. // Материалы Международной конференции ИПГ ДНЦ РАН «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала. – 2005. – Т.1. – С.166-170.

162. Dingshan Du, Yongqiang Li, Kaipeng Wang, Yongzhe Zhao, Zhenyang Hu, Weidong Zhang, Qilong Wang. Experimental and numerical simulation research on heat transfer performance of coaxial casing heat exchanger in 3500m-deep geothermal well in Weihe Basin // *Geothermics*. – V. 109. – 2023, 102658

163. Wanlong Cai, Fenghao Wang, Shuang Chen, Chaofan Chen, Jun Liu, Jiewen Deng, Olaf Kolditz, Haibing Shao. Analysis of heat extraction performance and long-term sustainability for multiple deep borehole heat exchanger array: A project-based study // *Applied Energy*. – V. 289. – 2021, 116590

164. A. Anderson Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future / A. Anderson, B. Rezaie // *Applied Energy*. – V. 248. – 2019. – P. 18-34

165. Алхасова Д.А. Оптимизация горизонтальной телескопической скважины на примере геотермального месторождения / Джаватов Д.К., Азизов А.А., Алхасова Д.А. // Материалы IV Международного Конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность». – Москва. – 2018. – С. 10-15.

166. Алхасова Д.А. Комплексное использование низкопотенциальных термальных вод юга России для тепло-, водоснабжения и решения экологических проблем / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Теплоэнергетика. – №5. – 2019. – С. 82-88.

167. Alkhasova D. Integrated development of low-temperature thermal waters /Alkhasova D., Alkhasov B. // Journal of Physics: Conference Series. –V. 2150. – 2022.

168. Петин Ю.М. Тепловые насосы / Петин Ю.М., Накоряков В.Е. // Российский химический журнал. –1997. –№6. –С. 107-111.

169. Шпильрайн Э.Э. Комбинированные системы солнечного теплоснабжения с тепловыми насосами и аккумуляторами тепла / Шпильрайн Э.Э., Амадзиев А.М., Вайнштейн С.И., Мозговой А.Г.// Теплоэнергетика. –2003. – № 1. – С. 19 – 22.

170. Алхасова Д.А. Оценка эффективности создания бинарных геотермальных энергоустановок с использованием отработанных нефтяных и газовых скважин на Юге России / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. // Теплоэнергетика. – 2018. –№ 2. –С. 24-32.

171. Алхасова Д.А. Использование среднепотенциальных геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии / Алхасова Д.А., Алхасов Б.А. // Материалы II Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –2010. – С.232-237.

172. Meyer Waxman. Thermodynamic properties of isobutene for temperatures from 250 to 600 K and pressures from 0.1 to 40 MPa / Meyer Waxman, John S. Gallagher. // Journal of chemical and engineering data.– V. 28, No2. 1983.

173. Пат. 2596293 Российская Федерация, МПК F24J 3/08. Способ утилизации энергии геотермальных вод / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.; заявитель и патентообладатель ФГБУН ИПГ ДНЦ РАН; заявл. 31.03.2015; опубл. 10.09.2016, Бюл. №25

174. Кириллин В.А. Техническая термодинамика / Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е. – М.: Издательский дом МЭИ – 2008. – 496 с.

175. Алхасова Д.А. Комплексное освоение геотермальных ресурсов /Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алиев Р.М., Рамазанов А.Ш. // Юг России: экология, развитие. –2016. –Т.11. –№1. –С.149-158.

176. Алхасова Д.А. Гибридные системы геотермальных энергоустановок и перспективы извлечения ценных химических компонентов из геотермальных рассолов / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Свешникова Д.А. // Материалы Первого Международного форума «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности». Москва. –2013. –С.43-47.

177. Алхасова Д.А. Перспективы комплексного освоения высокопараметрических геотермальных рассолов / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Каспарова М.А. // Теплоэнергетика. – 2015. – № 6. – С. 11- 17.

178. Алхасова Д.А. Комплексное освоение попутных высокоминерализованных термальных вод Сухокумской группы газонефтяных скважин Северного Дагестана / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш. // Материалы Международного Конгресса REENCON XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность». Москва. –2016. – С. 266-271.

179. Алхасова Д.А. Перспективы освоения высокотемпературных высокоминерализованных ресурсов Тарумовского геотермального месторождения /Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Каспарова М.А. // Теплоэнергетика. – 2016. – № 6. – С. 25- 30.

180. Алхасова Д.А. Теплообменники для утилизации тепла высокотемпературных геотермальных рассолов /Алхасов А.Б., Алхасова Д.А.// Теплоэнергетика. –2018. – № 3. – С. 36-41.

181. Ахмедов Г.Я. Защита геотермальных систем от карбонатных отложений / Ахмедов Г.Я. – М.: Научный мир. –2012.

182. Пат. 2650447 Российская Федерация, МПК F24T 50/00. Способ комплексной утилизации геотермальных вод / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алхасов Б.А.; заявитель и патентообладатель ФГБУН ИПГ ДНЦ РАН; заявл. 15.11.2016; опубл. 13.04.2018, Бюл. №11

183. Александров А.А. Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики: справочник / Александров А.А., Орлов К.А., Очков В.Ф. – М.: Издательский дом МЭИ. –2017. – 226 с.

184. Алхасова Д.А. Изучение теплосъема с проницаемого горизонта скважинной горизонтальной конструкции с учетом конвекции жидкости в пласте /Алхасова Д.А. // Материалы Первого Междун. форума «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности». –2013 . – С.51-56.

185. Алхасова Д.А. Анализ эффективности применения горизонтальных телескопических скважин / Джаватов Д.К., Азизов А.А., Алхасова Д.А. // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: технические науки. – 2018. –№3. – С. 56-60.

186. Алхасова Д.А. Освоение высокотемпературных гидрогеотермальных ресурсов с использованием скважин горизонтальной конструкции / Алхасова Д.А., Рамазанов М.М. // Геоэнергетика – 2022. Коллективная монография. – С. 16–21.

187. Попель О.С. Возобновляемая энергетика в современном мире / Попель О.С., Фортов В.Е. – М. Издательский дом МЭИ. – 2015. – 450 с

188. ZhaohuaWang, QuocvietBui, Zhangab, Chulan Lasantha K. Nawarathna. The nexus between renewable energy consumption and human development in BRICS countries: The moderating role of public debt // Renewable Energy. –V.165, Part 1. – 2021. – P. 381-390

189. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы: учебное пособие / А. да Роза; пер. с англ. под редакцией С.П. Малышенко, О.С. Попеля. - Долгопрудный: Интеллект; М.: МЭИ. –2010. - 704 с.

190. Карасевич В.А. Перспективы использования ВИЭ для нужд теплоснабжения в регионах РФ / Карасевич В.А. // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. –2021. –№5. –С. 56–58

191. Ivan A. Kapitonov, Vladimir I. Voloshin, Tatiana G. Filosofova, Dmitry N. Syrtsov Development of experience in the application of technologies in the field of alternative energy: World experience, Russian practice // Renewable Energy. –V. 165. – 2021. – P. 773-782

192. Пат. 2445554 Российская Федерация, МПК F24J 2/42. Система теплоснабжения и горячего водоснабжения на основе возобновляемых источников энергии /

Алхасов А.Б., Алхасова Д.А.; заявитель и патентообладатель УРАН ИПГ ДНЦ РАН; заявл. 20.08.2010; опубл. 20.03.2012, Бюл. №8

193. Алхасова Д.А. Комбинированная солнечно-геотермальная система отопления и горячего водоснабжения / Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Дибиров М.Г. // Теплоэнергетика. –2021. –№7. –С.58-64.

194. Zhaohua Wang. The relationship between biomass energy consumption and human development: Empirical evidence from BRICS countries / Zhaohua Wang, Quocviet Bui, Bin Zhang // Energy. –V. 194. –2020, 116906

195. Vitor Lima de Brito. Biodiesel production from waste frying oil using molybdenum over niobia as heterogeneous acid catalyst: Process optimization and kinetics study / Vitor Lima de Brito, Matheus Arrais Gonçalves, Hiarla Cristina Lima dos Santos, Geraldo Narciso da Rocha Filho, Leyvison Rafael Vieira da Conceição // Renewable Energy. –V. 215. –2023, 118947

196. C. Adhikesavan Effect of quality of waste cooking oil on the properties of biodiesel, engine performance and emissions / C. Adhikesavan, D. Ganesh, V. Charles Augustin. // Cleaner Chemical Engineering. –V. 4. –2022, 100070

197. Панцхава Е.С. Биоэнергетика. Мир и Россия. Биогаз: теория и практика / Панцхава Е.С. – М.: Изд-во «Русайнс». –2014. –912 с.

198. Директор Л.Б. Сравнение эффективности реакторов низкотемпературного пиролиза биомассы /Л.Б. Директор, В.М. Зайченко, Р.Л. Исьёмин, А.А. Чернявский, А.Л. Шевченко. // Теплоэнергетика. –2020. –№ 5. – С. 60–69.

199. Рябов Г. А. Совместное сжигание биомассы и ископаемых топлив – путь к декарбонизации производства тепла и электроэнергии (обзор) / Г. А. Рябов // Теплоэнергетика. –2022. – № 6. –С. 17-32.

200. Зайченко В. М. Тепловые эффекты при торрефикации растительной биомассы. Эксперимент и математическое моделирование / В. М. Зайченко, Г. А. Сычев, А.Л. Шевченко // Теплоэнергетика. –2023. –№ 5. –С. 31-39

201. Бутузов В.А. Энергия биомассы в электро- и теплоснабжении России / Бутузов В.А. // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. –№12. –2021. – С.56-57.

202. Зайченко В.М. Проблемы и перспективы развития российской биоэнергетики. Часть 1. / Зайченко В.М., Соловьев Д.А., Чернявский А.А.// Окружающая среда и энерговедение. – №4. –2021. –С.35-55.
203. Алхасов А.Б. Технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов Северокавказского региона / Алхасов А.Б.// Теплоэнергетика. – 2018. –№3. – С.31-35.
204. Алхасова Д.А. Комбинированные геотермально-биогазовые энергетические системы / Алхасов Б.А., Алхасова Д.А. // Материалы V школы молодых ученых Э.Э. Шпильрайна «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов». – 2012. –С.343-345.
205. Алхасов А.Б. Радиальная модель извлечения пара из высокотемпературного пласта одиночной скважиной / Алхасов А.Б., Рамазанов М.М. // Инженерно-физический журнал. –2014. –Т. 87. –№3. –С.539-548.
206. Brownell D.H. Governing equation for geothermal reservoirs/ Brownell D.H., Garg S.K., Pritchett J.W. // Water Resour. Res. –1977. –V.13. –P.929-934.
207. Веригин Н.Н. О генерировании пара в подземных пластах-коллекторах / Веригин Н.Н., Голубев В.С.// ДАН СССР. –1975. –Т. 223. – №6. –С. 1355-1358.
208. Garg S.K. Pressure interference data analysis for two-phas (water/steam) geothermal reservoirs / Garg S.K., Pritchett J.W. // Water Resour. Res. –1988. –V. 24. – P. 843-852.
209. O’Sullivan M.J. Geothermal reservoir simulation / O’Sullivan M.J. // Energy Research. –1985. –V.9. –P.313-332.
210. Tsyarkin G.G. Vapour extraction from a water saturated geothermal reservoir /Tsyarkin G.G., Woods A.W. // J. Fluid Mech. –2004. –V.506. –P.315-330.
211. Шулюпин А.Н. Определение истинного объемного паросодержания при гидравлическом расчете трубопроводов пароводяной геотермальной смеси / Шулюпин А.Н., Варламова Н.Н.// Теплоэнергетика. – 2021. – № 5. – С.72-77.
212. Алхасова Д.А. Математическая модель тепломассопереноса в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси / Рамазанов М.М.,

Алхасова Д.А. // Теплофизика высоких температур. – 2017. – Т. 55. – №2. – С.284-290.

213. Алхасова Д.А. Парообразование и движение смеси по скважине при добыче глубинных термальных вод / Алхасов А.Б., Алишаев М.Г., Алхасова Д.А.// Материалы II Международной научно-практической конференции «GEOENERGY». Грозный. – 2016.

214. Алхасова Д.А. Течения и теплообмен в геотермальном пласте при извлечении пароводяной смеси / Рамазанов М.М., Алхасова Д.А., Абасов Г.М.// Инженерно-физический журнал. – 2017. – Т. 90. –№ 3. – С. 640-647.

215. Цыпкин Г.Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах / Цыпкин Г.Г. – М.: Физматлит. –2009.

216. Шулюпин А.Н. О расчете пароводяного течения в геотермальной скважине / Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А. // Журнал технической физики. –2013. –Т. 83. –№. 8. –С.14-19.

217. Алхасова Д.А. Автоколебательный режим фильтрации двухфазных флюидов /Алхасова Д.А., Зайченко В.М., Рамазанов М.М., Торчинский В.М. // Материалы V Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Т.1, Махачкала. – 2017. – С.212-220.

218. Алхасова Д.А. О фронтовом режиме тепломассопереноса в геотермальном пласте /Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Алхасова Д.А. // Инженерно-физический журнал. – 2015. –Т. 88. –№ 6. –С. 1314-1320.

219. Алхасова Д.А. Условия существования и свойства фронтового режима тепломассопереноса в геотермальном пласте / Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Алхасова Д.А. // Труды III Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –Махачкала. – 2014. –С. 98-106.

220. Алхасова Д.А. Радиальная модель извлечения пароводяной смеси из геотермального пласта / Рамазанов М.М., Алхасова Д.А. // Труды III Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала. –2014. – С. 120-126.

221. Алхасова Д.А. Точное решение нелинейной задачи о радиально симметричном течении пароводяной смеси в геотермальном пласте / Рамазанов М.М., Алхасова Д.А. // Материалы IV Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Махачкала. –2015. – С. 245-254.

222. Алхасова Д.А. Численное исследование фильтрации пароводяной смеси в геотермальном пласте / Рамазанов М.М., Алхасова Д.А., Абасов Г.М., Булгакова Н.С. // Материалы V Межд. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». – Т.1, Махачкала. – 2017. – С. 204-210.

223. Алхасова Д.А. Комбинированные технологии освоения геотермальных ресурсов / Алхасова Д.А., Алхасов Б.А. // Материалы IV Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». –2015. – С. 327-330.

224. Исрапилов М.И. Ресурсы углеводородов и геотермический режим осадочных бассейнов. / Исрапилов М.И. – М., Недра. –1991. –208 с.

225. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена / Кутателадзе С.С. – Новосибирск. Наука. – 1970. –660с.

226. Кухлинг Х. Справочник по физике/Кухлинг Х. – М.: Мир. –1985. –520 с.

227. Лабунцов Д.А. Вопросы теплообмена при пузырьковом кипении жидкости / Лабунцов Д.А. // Теплоэнергетика. –1972. –№ 9. –С. 14 – 19.

228. Лыков А.В. Теория теплопроводности. / Лыков А.В. – М.: Гостехиздат. – 1952. –392 с.

229. Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / Под ред. С.С. Бондаренко, Г.С. Вартамяна –М., Недра. –1986. –479 с.

230. Плановский А.Н. Процессы и аппараты химической и нефтехимической технологии / Плановский А.Н., Николаев П.И. – М.: Химия. –1972. –393с.

231. Поваров О.А. Исследование и опыт внедрения от коррозии и эрозии металла паровых турбоустановок / Поваров О.А., Томаров Г.В., Семенов В.Н. // Теплоэнергетика. –2002. –№12. –С.22-28.

232. Справочник по гидравлическим расчетам / Под ред. П.Г. Киселева, Изд. 5-е. М., Энергия. –1974. –312 с.

233. Телегин А.С. Тепломассоперенос / Телегин А.С., Швыдкий В.С., Ярошенко Ю.Г. – М.: ИКЦ Академкнига. –2002. –455с.
234. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. /Чекалюк Э.Б. –М.: Недра, 1965. – 238с.
235. Энергобиологический комплекс на базе разведанных геотермальных ресурсов Северного Дагестана // Аннотированный перечень инновационных проектов и изобретений ДНЦ РАН. Махачкала. –2000. –с. 37.
236. Ягов В.В. Научное наследие Д.А. Лабунцова и современные представления о пузырьковом кипении / Ягов В.В. // Теплоэнергетика. –1995. –№3. –С.2-9.
237. Grant M. A. Geothermal reservoir engineering / Grant M. A., Donaldson I.J., Bixley P.F. – New York: Acad. Press. –1982.
238. Alkhasov A.B. Complex heat exchange with current for phase transitions in secondary contour of geothermal power plant /Alkhasov A.B., Ramazanov M.M., Aliyev R.M. Abasov G.M. // Renewable energy. – 2000. –V.19. –P. 155-161.
239. O’Sullivan M.J. State of art of geothermal reservoir simulation / O’Sullivan M.J., Pruess K., Lippmann M.J. // Geothermics. –2001. –V.30. –P.395-429.
240. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках: Пер. изд.: Великобритания. / Чисхолм Д. –1983. М.: Недра. –204 с.
241. Кутателадзе С.С., Сорокин Ю.Л. О гидродинамической устойчивости некоторых газожидкостных систем. – В кн. Вопросы теплоотдачи и гидравлики двухфазных сред. ГЭМ. –1961. –С. 315-323.
242. Дрознин В.А. Гидродинамика пароводяных скважин. – В кн.: Вулканизм и глубины Земли. М. Наука. –1971. – С.262-265.
243. Коцупало Н.П. Химия и технология получения соединений лития из литиеносного гидроминерального сырья. / Коцупало Н.П., Рябцев А.Д. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео». – 2008 – 191 с.
244. Соколов Е.Я., Бродянский В.М. Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергия, 1967. –336 с.
245. Кулиев С.М. Температурный режим бурящихся скважин./ Кулиев С.М., Есьман Б.И., Габузов Г.Г. – М., Недра. – 1968. –186 с.

246. Ниналалов А.И. Оценка тепловых потерь в гидротермальной скважине / Ниналалов А.И., Матаев Г.А., Латко Д.Д., Гайдаров Г.М. // Разведка и охрана недр. –1966. –№ 2. –С. 49 –51.

247. Поршаков Б.П. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности) / Поршаков Б.П., Бикчентай Р.Н., Романов Б.А. – М., Недра. –1987. –349 с.

248. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и математическими таблицами / Под ред. М.Абрамовица и И.Стиган. М.: Наука. – 1979. – 832 с.

249. 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.

250. Алхасов А.Б. Использование геотермальной энергии для подогрева подпиточной воды / Алхасов А.Б., Исрапилов М.И. // Водоснабжение и санитарная техника. –1996. –№ 4. –С. 25-26.

251. Кириллин В.А. Энергетика. Главные проблемы / Кириллин В.А. – М.: Знание. –1990. –128с.

252. Стырикович М.А. Энергетика. Проблемы и перспективы. / Стырикович М.А., Шпильрайн Э.Э. –М.: Энергия. –1981. –192 с.

253. Гнатусь Н.А. Тепло «сухих» горных пород – неисчерпаемый возобновляемый источник энергии / Гнатусь Н.А., Хуторской М.Д. //Литология и полезные ископаемые. – 2010. – №6. – С. 662-670.

254. Корн Г. Справочник по математике / Корн Г., Корн Т. – М.: Наука. –1977. –832с.

255. Пехович А.И. Расчёты теплового режима твердых тел / Пехович А.И., Жидких В.М. – Л.: Энергия. –1976.

Приложение А Справки и акты внедрения результатов диссертационной работы



**МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФОВ
РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН
(Минэнерго РД)**

ул. М. Гаджиева, д. 736, г. Махачкала
Республика Дагестан, 367000
Тел./факс: (8722) 55-08-10
Эл. почта: minenergord@e-dag.ru

**Новосибирский государственный
технический университет**

Диссертационный совет 24.2.347.04

На № 31.01.2024 № 45-02-730/24
от _____

О внедрении технологий

Настоящим подтверждаем, что Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан рассмотрены результаты исследования диссертационной работы Алхасовой Джамилы Алибековны на тему «Энергоэффективные технологии освоения геотермальных ресурсов пластового типа», а именно:

комбинированная геотермальная-парогазовая энергетическая установка для освоения среднетемпературных термальных вод;

солнечно-геотермальная система отопления и горячего водоснабжения децентрализованных потребителей малой мощности;

конструкция теплообменника типа «труба в трубе» с продольными ребрами для снятия тепла с высокоминерализированной термальной воды;

геотермально-биогазовые технологии с комплексным использованием термальной воды.

Указанные технологии приняты для практической реализации в рамках государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Дагестан» и программы развития возобновляемых источников энергии Республики Дагестан.

Внедрение обозначенных технологий поспособствует решению энергетических, экологических, экономических, а также социальных проблем Республики Дагестан.

Министр

М.Ш. Шихалиев

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ГЕОЭКОПРОМ"

ООО "Геоэкопром"

367030, г. Махачкала,
Пр. И. Шамиля, д. 55 «А», а/я № 6Тел/факс: 8(8722) 68-20-16
E-mail: tek1-geoterm@yandex.ru

ИНН 0561061351/ КПП 057101001

УТВЕРЖДАЮ
И.О.Генерального директора
ООО «Геоэкопром»
д.т.н., проф. Р.М.Алиев



«05» 01 2024 г.

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы
Алхасовой Джамили Алибековны

Настоящим актом подтверждается, что разработанная в диссертационном исследовании Алхасовой Д. А. «Энергоэффективные технологии освоения геотермальных ресурсов пластового типа» технология комплексного использования термальных вод в энергобиологическом комплексе (ЭБК) принята ООО «Геоэкопром» для реализации на Речнинском месторождении Республики Дагестан. Реализация проекта предполагает организацию в ЭБК нескольких взаимосвязанных производств: по выращиванию ранних овощей, культивированию микроводоросли хлореллы, выращиванию молодежи и товарных осетровых. Также включен теплоэнергетический блок, где осуществляется производство тепла и электроэнергии для собственных нужд ЭБК. Будут задействованы скважины с температурой термальной воды $T = 104\text{ }^{\circ}\text{C}$; $53\text{ }^{\circ}\text{C}$; $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Главный инженер _____ /Амаханов К.Г./

Приложение Б Патенты на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ
НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2336466

**СПОСОБ ПОДОГРЕВА ВОДЫ ДЛЯ ОТОПЛЕНИЯ И
УСТАНОВКА ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

Патентообладатель(ли): *Дагестанский государственный университет (RU)*

Автор(ы): *Мамаев Нурмагомед Изиевич (RU), Алхасова Джамиля Алибековна (RU)*

Заявка № 2006123984
Приоритет изобретения 04 июля 2006 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 октября 2008 г.
Срок действия патента истекает 04 июля 2026 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



 Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2445554

**СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО
ВОДОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Патентообладатель(ли): *Учреждение Российской академии наук
Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН
(RU)*

Автор(ы): *Алхасов Алибек Басирович (RU), Алхасова Джамиля
Алибековна (RU)*

Заявка № 2010135098

Приоритет изобретения **20 августа 2010 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации **20 марта 2012 г.**

Срок действия патента истекает **20 августа 2030 г.**



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2596293

**СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ
ВОД**

Патентообладатель(ли): *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2015111724

Приоритет изобретения 31 марта 2015 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 10 августа 2016 г.

Срок действия патента истекает 31 марта 2035 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU**⁽¹¹⁾ **2 596 293**⁽¹³⁾ **C2**(51) МПК
F24J 3/08 (2006.01)ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(21)(22) Заявка: 2015111724/06, 31.03.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
31.03.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 31.03.2015

(43) Дата публикации заявки: 20.08.2015 Бюл. № 23

(45) Опубликовано: 10.09.2016 Бюл. № 25

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2190812 C1, 10.10.2002. RU 6205 U1,
16.03.1996. RU 46046 U1, 10.06.2005. US 3953972
A, 04.05.1976. US 2014/0298809 A1, 09.10.2014.
US 2012/0047892 A1, 01.03.2012.

Адрес для переписки:

367030, г. Махачкала, пр. И. Шамиля, 39А,
Алхасовой Д.А.

(72) Автор(ы):

Алхасов Алибек Басирович (RU),
Алхасова Джамиля Алибековна (RU),
Алхасов Басир Алибекович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт проблем
геотермии Дагестанского научного центра
РАН (RU)**(54) СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД****(57) Формула изобретения**

Способ утилизации энергии геотермальных вод путем передачи через теплообменники тепловой энергии геотермальной воды вторичному теплоносителю и использования в качестве дополнительных источников энергии химической энергии растворенных газов с использованием сепаратора и газгольдера и избыточной потенциальной энергии посредством использования детандера и компрессора на одном валу, отличающийся тем, что тепловая энергия термальной воды передается через теплообменник низкокипящему рабочему агенту, циркулирующему в контуре бинарной ГеоЭС, для его нагрева до температуры испарения, дальнейшее испарение и перегрев рабочего агента осуществляется за счет выхлопных газов газотурбинной электростанции, в камеру сгорания которой поступает газ из газгольдера и магистрального газопровода.

КУ 2 5 9 6 2 9 3 C 2

RU 2 5 9 6 2 9 3 C 2

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2650447

**СПОСОБ КОМПЛЕКСНОЙ УТИЛИЗАЦИИ
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН (RU)*

Авторы: *Алхасов Алибек Басирович (RU), Алхасова Джамия Алибековна (RU), Алхасов Басир Алибекович (RU)*

Заявка № 2016144933

Приоритет изобретения 15 ноября 2016 г.

Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 13 апреля 2018 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 15 ноября 2036 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

Приложение В Программная реализация методик расчетов

Фронт кипения в системе пар-вода (Раздел 5.1)

$$\begin{array}{l}
 A_n := 12.512 \quad B_n := -4611.73 \quad Pat := 10^5 \quad P0n := 8 \cdot 10^6 \quad T0n := 450 \\
 rc := 0.1 \quad R_p := 1000 \quad q := 2260000 \quad R_g := 461.5 \\
 \rho_w := 886.9 \quad C_{pw} := 4.4 \cdot 10^3 \quad \beta_w := 1.2 \cdot 10^{-3} \quad Pr := 1 \quad \lambda_w := 2.2 \\
 \mu_v := 10^{-5} \quad \chi_1 := \frac{\lambda_w}{\rho_w \cdot C_{pw}} \\
 v_w := Pr \cdot \chi_1 \quad \mu_w := v_w \cdot \rho_w \quad v_w = 5.638 \times 10^{-7} \quad \chi_1 = 5.638 \times 10^{-7} \\
 k_0 := 10^{-17} \quad \mu_w = 5 \times 10^{-4} \\
 M1 := \frac{k_0 \cdot P0n}{\mu_w \cdot \chi_1} \quad M2 := \frac{C_{pw} \cdot T0n}{q} \quad M3 := \frac{q \cdot P0n^2 \cdot k_0}{\mu_w \cdot \lambda_w \cdot R_g \cdot T0n^2} \\
 M4 := \frac{k_0 \cdot P0n^2}{\mu_v \cdot \chi_1 \cdot \rho_w \cdot R_g \cdot T0n} \\
 M1 = 0.284 \quad M2 = 0.876 \quad M3 = 0.014 \quad M4 = 0.616 \\
 T_{zv}(P_{zv}) := \frac{B_n}{T0n \cdot \left(\ln \left(\frac{P_{zv} \cdot P0n}{Pat} \right) - A_n \right)} \quad Pf(T) := \frac{Pat}{P0n} \cdot e^{\frac{A_n + \frac{B_n}{T0n \cdot T}}{T}} \\
 F1(R_v, R_T, P_{zv}, P0v, k_1) := \left\{ \begin{array}{l}
 b1 \leftarrow 1 + \frac{M1 \cdot k_1 \cdot (1 - P_{zv})}{\ln \left(\frac{R_p}{R_v} \right)} \\
 b2 \leftarrow b1 - 1 \\
 \xi \leftarrow \frac{1}{R_T^{b2}} \\
 \eta \leftarrow \frac{1}{R_v^{b2}} \\
 \rho_{v0} \leftarrow \frac{P_{zv} \cdot P0n}{R_g \cdot T_{zv}(P_{zv}) \cdot T0n} \\
 A1 \leftarrow \frac{1 - P_{zv}}{\ln \left(\frac{R_p}{R_v} \right)}
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

$$\begin{array}{l}
 A2 \leftarrow \frac{M2 \cdot (1 - Tzv(Pzv))}{1 - \frac{\xi}{\eta}} + \frac{\rho v0}{\rho w - \rho v0} \\
 A3 \leftarrow \frac{\mu w \cdot \rho v0}{\mu v \cdot (\rho w - \rho v0)} \cdot \frac{Pzv^2 - P0v^2}{2 \cdot Pzv \cdot \ln(Rv)} \\
 S \leftarrow A2 \cdot A1 - A3 \\
 S
 \end{array}$$

$$Pzvzd(Rv, RT, P0v, k1) := \text{root}(F1(Rv, RT, Pzv, P0v, k1), Pzv, 0.001, 0.999)$$

$$\begin{array}{l}
 U(P0v, k1) := \begin{array}{l}
 N \leftarrow 500 \\
 Pzv(Rv, RT) \leftarrow Pzvzd(Rv, RT, P0v, k1) \\
 \rho v0(Rv, RT) \leftarrow \begin{array}{l}
 Pz \leftarrow Pzvzd(Rv, RT, P0v, k1) \\
 s \leftarrow \frac{Pz \cdot P0n}{Rg \cdot Tzv(Pz) \cdot T0n} \\
 s
 \end{array} \\
 b1(Pzv, Rv) \leftarrow 1 + \frac{M1 \cdot k1 \cdot (1 - Pzv)}{\ln\left(\frac{Rp}{Rv}\right)} \\
 b2(Pzv, Rv) \leftarrow b1(Pzv, Rv) - 1 \\
 \xi(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{1}{RT \cdot b2(Pzv, Rv)} \\
 \eta(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{1}{Rv \cdot b2(Pzv, Rv)} \\
 \omega(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{\xi(Rv, RT, Pzv)}{\eta(Rv, RT, Pzv)} \\
 F1(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{M1 \cdot k1 \cdot (1 - Pzv) \cdot \rho w}{Rv \cdot (\rho w - \rho v0(Rv, RT)) \cdot \ln\left(\frac{Rp}{Rv}\right)} \cdot \left[\frac{Pzv^2 - P0v^2}{2 \cdot Pzv \cdot (1 - Pzv)} \cdot \frac{\mu w \cdot \rho v0(Rv, RT)}{\mu v \cdot \rho w} \cdot \frac{\ln\left(\frac{Rp}{Rv}\right)}{\ln(Rv)} - 1 \right] \\
 F2(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{RT}{1 - \omega(Rv, RT, Pzv)} \cdot \left[\frac{1 - \left(\frac{Rv}{RT}\right)^2}{2} - \frac{\omega(Rv, RT, Pzv) - \left(\frac{Rv}{RT}\right)^2}{3 - b1(Pzv, Rv)} \right] \\
 F3(Rv, RT, Pzv) \leftarrow \frac{1}{F2(Rv, RT, Pzv)}
 \end{array}
 \end{array}$$

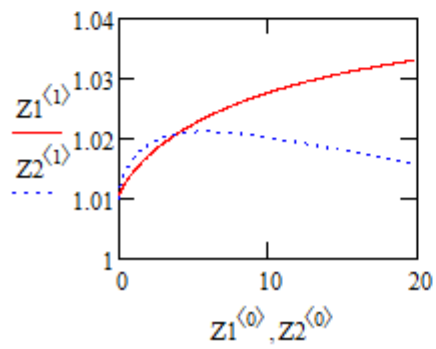
```

D(t,R) ← ( F1(R0,R1,Pzv(R0,R1))
            F3(R0,R1,Pzv(R0,R1)) )
R0 ← ( 1.01
        1.1 )
w ← rkfixed(R0,0,20,N,D)
t ← w<0>
-----
x<0> ← w<0>
x<1> ← w<1>
for i ∈ 1..N
    (x<1>)i
    zi ←  $\frac{(x^{(1)})_i}{\sqrt{t_i}}$ 
w

```

Z2 := U(0.09,0.2)

Z1 := U(0.09,0.05)



Границы области режимов теплопереноса (Раздел 5.1)

$$\begin{aligned}
 An &:= 12.512 & Bn &:= -4611.73 & Pat &:= 10^5 & P0n &:= 8 \cdot 10^6 & T0n &:= 450 \\
 Rv &:= 1 & Rp &:= 1000 & RT &:= 3 & q &:= 2260000 & Rg &:= 461.5 \\
 \rho_w &:= 886.9 & Cp_w &:= 4.4 \cdot 10^3 & \beta_w &:= 1.2 \cdot 10^{-3} & Pr &:= 1 & \lambda_w &:= 2.2 \\
 \mu_v &:= 10^{-5} & \chi_w &:= \frac{\lambda_w}{\rho_w \cdot Cp_w} & k_0 &:= 10^{-19} & \phi &:= 0.2 & \alpha_w &:= 0.5 \cdot 10^{-9} \\
 v_w &:= Pr \cdot \chi_w & \mu_w &:= v_w \cdot \rho_w & v_w &:= 5.638 \times 10^{-7} & \chi_w &:= 5.638 \times 10^{-7} \\
 M10 &:= \frac{k_0 \cdot P0n}{\mu_w \cdot \chi_w} & M20 &:= \frac{Cp_w \cdot T0n}{q} & \mu_w &:= 5 \times 10^{-4} \\
 b(P0v, M1) &:= 1 + \frac{M1 \cdot M10 \cdot (1 - P0v)}{\ln\left(\frac{Rp}{Rv}\right)} \\
 \xi(P0v, M1) &:= RT^{-(b(P0v, M1)-1)} & \eta(P0v, M1) &:= Rv^{-(b(P0v, M1)-1)} \\
 \omega(P0v, M1) &:= \left(\frac{Rv}{RT}\right)^{b(P0v, M1)-1} & T0v(P0v) &:= \frac{1}{T0n} \cdot \frac{Bn}{\ln\left(\frac{P0v \cdot P0n}{Pat}\right) - An} \\
 \rho_v(Pzv) &:= \frac{Pzv \cdot P0n}{Rg \cdot T0v(Pzv) \cdot T0n} & Pfv(T) &:= \frac{Pat}{P0n} \cdot e^{\frac{An + \frac{Bn}{T \cdot T0n}}{T}} \\
 M2 &:= M20 \\
 F1(P0v, M1) &:= \frac{M1 \cdot M10 \cdot (1 - T0v(P0v))}{1 - \omega(P0v, M1)} + \frac{T0n \cdot T0v(P0v)^2}{Bn \cdot P0v} \\
 P0v &:= 0.05 \\
 Pvc(M1) &:= \text{root}(F1(P0v, M1), P0v) & F2(P0v, M1) &:= \frac{1 - T0v(P0v)}{1 - \omega(P0v, M1)} - \frac{1}{M2} \\
 Pv1c(M) &:= \text{root}(F2(P0v, M), P0v)
 \end{aligned}$$

```

P0c1 := | N ← 500
        | pl ← 0.00001
        | pp ← 0.11999
        |-----
        | h ← (pp - pl) / N
        | for i ∈ 0..N
        |   | pi ← pl + i · h
        |   | zi ← | x ← 0.00001 · 105
        |   |       | s ← root(F1(pi, x), x)
        |   |       | s
        |   | s<0> ← ln(z)
        |   | s<1> ← p / Pfv(1)
        |   | s
  
```

```

P0c2 := | N ← 500
        | pl ← 0.000001
        | pp ← 0.11999
        |-----
        | h ← (pp - pl) / N
        | for i ∈ 0..N
        |   | pi ← pl + i · h
        |   | zi ← | x ← 0.00001 · 102
        |   |       | s ← root(F2(pi, x), x)
        |   |       | s
        |   | s<0> ← ln(z)
        |   | s<1> ← p / Pfv(1)
        |   | s
  
```

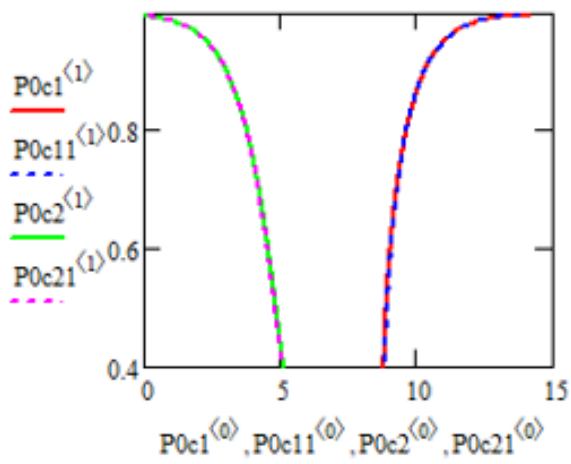
```

P0bck := | N1 ← 500
         | z1 ← 0
         | zp ← 15
         | h1 ← (zp - z1) / N1
         | for i ∈ 0..N1
         |   | z1i ← z1 + i · h1
         |   | z2i ← 1
         |   | s<0> ← z1
         |   | s<1> ← z2
         |   | s
  
```

$$F11(P0v, M1) := \frac{M1 \cdot M10 \cdot (1 - T0v(P0v))}{1} + \frac{T0n \cdot T0v(P0v)^2}{Bn \cdot P0v}$$

$$F21(P0v, M1) := \frac{1 - T0v(P0v)}{1 - P0v} - \frac{M1 \cdot M10}{M2} \cdot \frac{\ln(RT)}{\ln(Rp)}$$

$P0c11 := \begin{array}{l} N \leftarrow 500 \\ p1 \leftarrow 0.00001 \\ pp \leftarrow 0.11999 \\ h \leftarrow \frac{pp - p1}{N} \\ \text{for } i \in 0..N \\ \quad \left \begin{array}{l} p_i \leftarrow p1 + i \cdot h \\ z_i \leftarrow \begin{array}{l} x \leftarrow 0.00001 \cdot 10^5 \\ s \leftarrow \text{root}(F11(p_i, x), x) \end{array} \\ s^{(0)} \leftarrow \ln(z) \\ s^{(1)} \leftarrow \frac{p}{Pfv(1)} \end{array} \end{array}$	$P0c21 := \begin{array}{l} N \leftarrow 500 \\ p1 \leftarrow 0.000001 \\ pp \leftarrow 0.11999 \\ h \leftarrow \frac{pp - p1}{N} \\ \text{for } i \in 0..N \\ \quad \left \begin{array}{l} p_i \leftarrow p1 + i \cdot h \\ z_i \leftarrow \begin{array}{l} x \leftarrow 0.00001 \cdot 10^2 \\ s \leftarrow \text{root}(F21(p_i, x), x) \end{array} \\ s^{(0)} \leftarrow \ln(z) \\ s^{(1)} \leftarrow \frac{p}{Pfv(1)} \end{array} \end{array}$
s	s



Распределение термомеханических полей вокруг добывающей скважины (Раздел 5.2)

$$\begin{aligned}
 A0 &:= 12.512 & B0 &:= -4611.73 & T0n &:= 500 & P0n &:= 15 \cdot 10^6 & S0n &:= 0.6 \\
 \rho_w &:= 800 & \rho_s &:= 2 \cdot 10^3 & \lambda_w &:= 0.58 & \lambda_s &:= 2 & \lambda_v &:= 0.02 & Pat &:= 10^5 \\
 C_w &:= 4.2 \cdot 10^3 & C_s &:= 0.9 \cdot 10^3 & C_p &:= 11.9 \cdot 10^3 \\
 \alpha &:= 10^{-9} & \beta &:= 10^{-3} & R_g &:= 461 & P_c &:= 0.03 \cdot P0n & m_0 &:= 0.1 \\
 q &:= 1.85 \cdot 10^6 & \mu_w &:= 1.1 \cdot 10^{-4} & \mu_v &:= 1.72 \cdot 10^{-5} & k_0 &:= 10^{-16}
 \end{aligned}$$

$$T0n := \frac{B0}{\ln\left(\frac{P0n}{Pat}\right) - A0} \qquad Tzv(P) := \frac{B0}{T0n \cdot \left(\ln\left(\frac{P \cdot P0n}{Pat}\right) - A0\right)}$$

$$Pzv(T) := \frac{Pat}{P0n} \cdot e^{\frac{A0 + \frac{B0}{T0n \cdot T}}{}} \qquad T0v := Tzv\left(\frac{Pc}{P0n}\right)$$

$$\rho_v(T) := \frac{Pzv(T) \cdot P0n}{R_g \cdot T0n \cdot T} \qquad Tzv\left(\frac{Pc}{P0n}\right) \cdot T0n = \bullet$$

$$NN1(S, T) := \frac{\rho_w \cdot \mu_v \cdot S \cdot C_w + \rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot (1 - S) \cdot C_p}{\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w}$$

$$NN(S, T) := C_w + \frac{\rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot (1 - S) \cdot q}{\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w} \cdot \frac{1}{T \cdot T0n}$$

$$\lambda_m(S) := m_0 \cdot S \cdot \lambda_w + m_0 \cdot (1 - S) \cdot \lambda_v + (1 - m_0) \cdot \lambda_s$$

$$dTdP(T) := \frac{T0n}{P0n} \cdot \frac{1}{\frac{d}{dT} Pzv(T)}$$

$$\lambda_{m0} := \lambda_m(S0n)$$

$$N0n := NN(S0n, 1) \quad M0n := \lambda_{m0} \cdot dTdP(1) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v}{k0 \cdot [\rho_w \cdot S0n \cdot \mu_v + \rho_v(1) \cdot (1 - S0n) \cdot \mu_w]}$$

$$N0n = 4.862 \times 10^3 \quad M0n = 1.793 \times 10^4$$

$$N0n \cdot T0n + M0n = 3.007 \times 10^6$$

$$C0 := N0n \cdot T0n + M0n$$

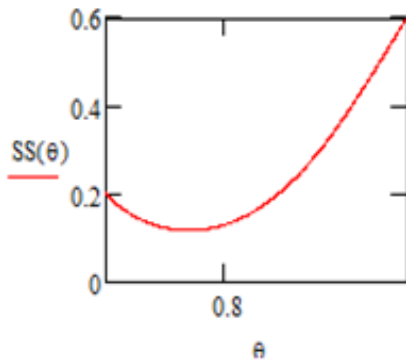
$$SS1(T) := \frac{C0 \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - \rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot C_p \cdot T0n \cdot T - dTdP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot [(1 - m0) \cdot \lambda_s + m0 \cdot \lambda_v]}{k0}}{(\rho_w \cdot \mu_v \cdot C_w - \rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot C_p) \cdot T0n \cdot T + dTdP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot m0 \cdot (\lambda_w - \lambda_v)}{k0} - C0 \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$SSasimp(T) := \frac{N0n \cdot T0n \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - (C_w \cdot T0n \cdot T + q) \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w}{C_w \cdot T0n \cdot T \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w) - q \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - N0n \cdot T0n \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$SS(T) := \frac{C0 \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - (C_w \cdot T0n \cdot T + q) \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - dTdP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot [(1 - m0) \cdot \lambda_s + m0 \cdot \lambda_v]}{k0}}{C_w \cdot T0n \cdot T \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w) - q \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w + dTdP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot m0 \cdot (\lambda_w - \lambda_v)}{k0} - C0 \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$\frac{SS\left(T_{zv}\left(\frac{P_c}{P0n}\right)\right)}{S0n} = 0.29386$$

$$T_{zv}\left(\frac{P_c}{P0n}\right) = 0.681$$



$$Ft(T) := \frac{1}{\frac{NN(SS(T), T) \cdot \lambda_{m0} \cdot T0n \cdot T}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))} - \frac{C0 \cdot \lambda_{m0}}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))}}$$

$$Ft2(T) := \frac{1}{\frac{NN(SS(T), T) \cdot \lambda_{m0} \cdot T0n \cdot T}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))} - \frac{C0 \cdot \lambda_{m0}}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))}}$$

$$\frac{SS(T0v)}{S0n} = 0.29386$$

rp := 5000

$$b := \frac{T0n}{\ln(rp)} \cdot \int_{T0v}^1 Ft(T) dT \quad Q := \frac{\lambda m0}{N0n} \cdot b$$

Qr := Q · 2 · π

$$GG(T, r) := T0n \cdot \int_{T0v}^T Ft(T) dT + b \cdot \ln(r)$$

$$\theta(r) := \text{root}(GG(t, r), t, T0v, 2)$$

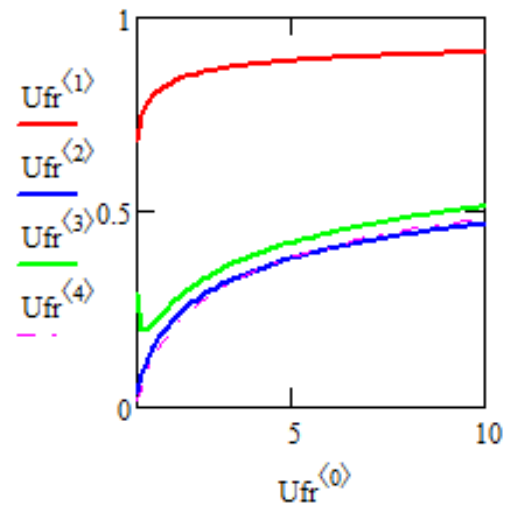
r10 := 1.001

rp0 := 80

```

Ufr :=
  r1 ← r10
  rp1 ← rp0
  Nr ← 499
  hr ← (rp1 - r1) / Nr
  for i ∈ 0..Nr
    ri ← r1 + i · hr
    Ti ← θ(ri) if ri ≤ rp
    Ti ← 1 otherwise
    Pi ← Pzv(Ti)
    Si ← SS(Ti) / S0n
    S2i ← SSasimp(Ti) / S0n
  X<sup>(0)</sup> ← r
  X<sup>(1)</sup> ← T
  X<sup>(2)</sup> ← P
  X<sup>(3)</sup> ← S
  X<sup>(4)</sup> ← S2
  X

```



Зависимости водонасыщенности вдали и у скважины (Раздел 5.2)

$$A0 := 12.512 \quad B0 := -4611.73 \quad T0n0 := 500 \quad P0n := 15 \cdot 10^6$$

$$\rho_w := 800 \quad \rho_s := 2 \cdot 10^3 \quad \lambda_w := 0.58 \quad \lambda_s := 2 \quad \lambda_v := 0.02 \quad Pat := 10^5$$

$$C_w := 4.2 \cdot 10^3 \quad C_s := 0.9 \cdot 10^3 \quad C_p := 11.9 \cdot 10^3$$

$$\alpha := 10^{-9} \quad \beta := 10^{-3} \quad R_g := 461 \quad Pc := 0.03 \cdot P0n \quad m0 := 0.1$$

$$q := 1.85 \cdot 10^6 \quad \mu_w := 1.1 \cdot 10^{-4} \quad \mu_v := 1.72 \cdot 10^{-5} \quad k0 := 0.2 \cdot 10^{-16}$$

$$T0n := \frac{B0}{\ln\left(\frac{P0n}{Pat}\right) - A0}$$

$$Tzv(P) := \frac{B0}{T0n \cdot \left(\ln\left(\frac{P \cdot P0n}{Pat}\right) - A0 \right)}$$

$$Pzv(T) := \frac{Pat}{P0n} \cdot e^{\frac{A0 + \frac{B0}{T0n \cdot T}}{R_g}}$$

$$T0v := Tzv\left(\frac{Pc}{P0n}\right)$$

$$Tzv\left(\frac{Pc}{P0n}\right) \cdot T0n = 418.946$$

$$\rho_v(T) := \frac{Pzv(T) \cdot P0n}{R_g \cdot T0n \cdot T}$$

$$\lambda_m(S) := m0 \cdot S \cdot \lambda_w + m0 \cdot (1 - S) \cdot \lambda_v + (1 - m0) \cdot \lambda_s$$

$$dTdP(T) := \frac{T0n}{P0n} \cdot \frac{1}{\frac{d}{dT} Pzv(T)}$$

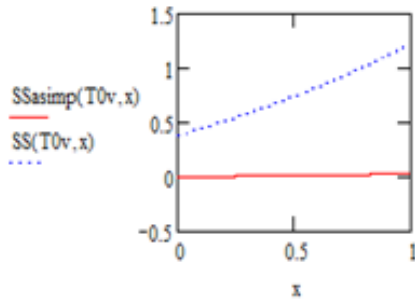
$$NN(S, T) := C_w + \frac{\rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot (1 - S) \cdot q}{\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w} \cdot \frac{1}{T \cdot T0n}$$

$$\Delta M(S, T) := \lambda_m(S) \cdot dTdP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v}{k0 \cdot [\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w]}$$

$$SSasimp(T, S0n) := \frac{NN(S0n, 1) \cdot T0n \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - (C_w \cdot T0n \cdot T + q) \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w}{C_w \cdot T0n \cdot T \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w) - q \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - NN(S0n, 1) \cdot T0n \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$SSasimp(T, S0n) := \frac{NN(S0n, 1) \cdot T0n \cdot \rho v(T) \cdot \mu w - (Cw \cdot T0n \cdot T + q) \cdot \rho v(T) \cdot \mu w}{Cw \cdot T0n \cdot T \cdot (\rho w \cdot \mu v - \rho v(T) \cdot \mu w) - q \cdot \rho v(T) \cdot \mu w - NN(S0n, 1) \cdot T0n \cdot (\rho w \cdot \mu v - \rho v(T) \cdot \mu w)}$$

$$SS(T, S0n) := \frac{(NN(S0n, 1) \cdot T0n + MM(S0n, 1)) \cdot \rho v(T) \cdot \mu w - (Cw \cdot T0n \cdot T + q) \cdot \rho v(T) \cdot \mu w - dTdP(T) \cdot \frac{\mu w \cdot \mu v \cdot [(1 - m0) \cdot \lambda s + m0 \cdot \lambda v]}{k0}}{Cw \cdot T0n \cdot T \cdot (\rho w \cdot \mu v - \rho v(T) \cdot \mu w) - q \cdot \rho v(T) \cdot \mu w + dTdP(T) \cdot \frac{\mu w \cdot \mu v \cdot m0 \cdot (\lambda w - \lambda v)}{k0} - (NN(S0n, 1) \cdot T0n + MM(S0n, 1)) \cdot (\rho w \cdot \mu v - \rho v(T) \cdot \mu w)}$$

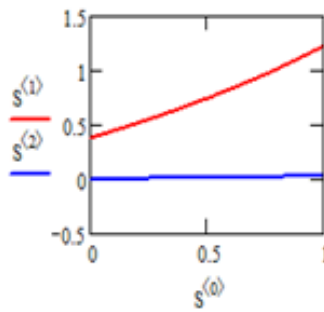


$$SSasimp(T0v, 0.1) = -3.577 \times 10^{-3}$$

$$SS(T0v, 0.1) = 0.435$$

```

S :=
xl ← 0
xp ← 1
N ← 499
h ← (xp - xl) / N
for i ∈ 0..N
  x1 ← xl + i · h
  y1i ← SS(T0v, x1)
  y2i ← SSasimp(T0v, x1)
X(0) ← x
X(1) ← y1
X(2) ← y2
X
    
```



Фронт возмущения в пароводяной смеси (Раздел 5.2)

$$A0 := 12.512 \quad B0 := -4611.73 \quad T0n := 500 \quad P0n := 15 \cdot 10^6 \quad S0n := 0.2$$

$$\rho_w := 800 \quad \rho_s := 2 \cdot 10^3 \quad \lambda_w := 0.58 \quad \lambda_s := 2 \quad \lambda_v := 0.02 \quad Pat := 10^5$$

$$C_w := 4.2 \cdot 10^3 \quad C_s := 0.9 \cdot 10^3 \quad C_p := 11.9 \cdot 10^3 \quad rc := 0.1$$

$$\alpha := 10^{-9} \quad \beta := 10^{-3} \quad Rg := 461 \quad Pc := 0.03 \cdot P0n \quad m0 := 0.1$$

$$q := 1.85 \cdot 10^6 \quad \mu_w := 1.1 \cdot 10^{-4} \quad \mu_v := 1.72 \cdot 10^{-5} \quad k0 := 10^{-16}$$

$$T0n := \frac{B0}{\ln\left(\frac{P0n}{Pat}\right) - A0}$$

$$Tzv(P) := \frac{B0}{T0n \cdot \left(\ln\left(\frac{P \cdot P0n}{Pat}\right) - A0\right)}$$

$$Pzv(T) := \frac{Pat}{P0n} \cdot e^{\frac{A0 + \frac{B0}{T0n \cdot T}}{T0n \cdot T}}$$

$$T0v := Tzv\left(\frac{Pc}{P0n}\right)$$

$$\rho_v(T) := \frac{Pzv(T) \cdot P0n}{Rg \cdot T0n \cdot T}$$

$$\lambda_m(S) := m0 \cdot S \cdot \lambda_w + m0 \cdot (1 - S) \cdot \lambda_v + (1 - m0) \cdot \lambda_s$$

$$C_m(S) := m0 \cdot S \cdot C_w + m0 \cdot (1 - S) \cdot C_p + (1 - m0) \cdot C_s$$

$$\rho_m(S, T) := m0 \cdot S \cdot \rho_w + m0 \cdot (1 - S) \cdot \rho_v(T) + (1 - m0) \cdot \rho_s$$

$$\rho C_m(S, T) := m0 \cdot S \cdot \rho_w \cdot C_w + m0 \cdot (1 - S) \cdot \rho_v(T) \cdot C_p + (1 - m0) \cdot \rho_s \cdot C_s$$

$$NN(S, T) := C_w + \frac{\rho_v(T) \cdot \mu_w \cdot (1 - S) \cdot q}{\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w} \cdot \frac{1}{T \cdot T0n}$$

$$dTdP(T) := \frac{T0n}{P0n} \cdot \frac{1}{\frac{d}{dT} Pzv(T)}$$

$$MM(S, T) := \lambda_m(S) \cdot dT dP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v}{k_0 \cdot [\rho_w \cdot S \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - S) \cdot \mu_w]}$$

$$\rho_{m0} := \rho_m(S_{0n}, 1) \quad \lambda_{m0} := \lambda_m(S_{0n})$$

$$N_{0n} := NN(S_{0n}, 1) \quad M_{0n} := \lambda_{m0} \cdot dT dP(1) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v}{k_0 \cdot [\rho_w \cdot S_{0n} \cdot \mu_v + \rho_v(1) \cdot (1 - S_{0n}) \cdot \mu_w]}$$

$$N_{0n} = 6.092 \times 10^3 \quad M_{0n} = 2.53 \times 10^4$$

$$N_{0n} \cdot T_{0n} + M_{0n} = 3.77 \times 10^6$$

$$C_0 := N_{0n} \cdot T_{0n} + M_{0n}$$

$$SS_{asimp}(T) := \frac{N_{0n} \cdot T_{0n} \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - (C_w \cdot T_{0n} \cdot T + q) \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w}{C_w \cdot T_{0n} \cdot T \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w) - q \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - N_{0n} \cdot T_{0n} \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$SS(T) := \frac{C_0 \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - (C_w \cdot T_{0n} \cdot T + q) \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w - dT dP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot [(1 - m_0) \cdot \lambda_s + m_0 \cdot \lambda_v]}{k_0}}{C_w \cdot T_{0n} \cdot T \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w) - q \cdot \rho_v(T) \cdot \mu_w + dT dP(T) \cdot \frac{\mu_w \cdot \mu_v \cdot m_0 \cdot (\lambda_w - \lambda_v)}{k_0} - C_0 \cdot (\rho_w \cdot \mu_v - \rho_v(T) \cdot \mu_w)}$$

$$F_t(T) := \frac{1}{\frac{NN(SS(T), T) \cdot \lambda_{m0} \cdot T_{0n} \cdot T}{N_{0n} \cdot \lambda_m(SS(T))} - \frac{C_0 \cdot \lambda_{m0}}{N_{0n} \cdot \lambda_m(SS(T))}}$$

$$b(RT) := 1 - \frac{T_{0n}}{\ln(RT)} \cdot \left(\int_{T_{0v}}^1 F_t(T) dT \right)$$

$$Q(RT) := \frac{\lambda_{m0}}{N_{0n}} \cdot (b(RT) - 1)$$

$$GG(T, r, RT) := T_{0n} \cdot \int_{T_{0v}}^T F_t(T) dT + (b(RT) - 1) \cdot \ln(r)$$

$$T_0(r, RT) := \text{root}(GG(t, r, RT), t, T_{0v}, 2)$$

$$T1(r, RT) := \left\{ \begin{array}{l} \alpha \leftarrow 1 + \frac{N0n \cdot [(1 - T0v) \cdot T0n]}{M0n} \\ b(RT) \leftarrow 1 + \frac{\ln(\alpha)}{\ln(RT)} \\ x \leftarrow \frac{1}{RT^{b(RT)-1}} \\ y \leftarrow \frac{1}{r^{b(RT)-1}} \\ s \leftarrow \frac{1 - T0v \cdot x}{1 - x} - \frac{1 - T0v}{1 - x} \cdot y \\ s \end{array} \right.$$

$$T0n = 614.785$$

$$T0v = 0.681$$

$$F1(T) := (1 - m0) \cdot \rho_s \cdot C_s \cdot (T - T0v) \cdot T0n + m0 \cdot [SS(T) \cdot \rho_w + (1 - SS(T)) \cdot \rho_v(T)] \cdot C_w \cdot (T - T0v) \cdot T0n + m0 \cdot (1 - SS(T)) \cdot \rho_v(T) \cdot q$$

$$F2(T) := \frac{-1}{\frac{NN(SS(T), T) \cdot T \cdot T0n \cdot \lambda_{m0}}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))} - \frac{\lambda_{m0} \cdot T0n}{\lambda_m(SS(T))} - \frac{M0n \cdot \lambda_{m0}}{N0n \cdot \lambda_m(SS(T))}}$$

$$\rho_v V_{vc}(T) := \frac{\rho_v(T) \cdot (1 - SS(T)) \cdot \mu_w}{\rho_w \cdot SS(T) \cdot \mu_v + \rho_v(T) \cdot (1 - SS(T)) \cdot \mu_w}$$

$$F2(1) = 0.241$$

$$\rho_v V_{vc}(T0v) = 0.139$$

$$\rho_v V_{vc}(1) = 0.629$$

$$\alpha r(T, RT) := \frac{T0n}{b(RT) - 1} \int_{T0v}^T F2(T) dT$$

$$r(T, RT) := e^{\alpha r(T, RT)}$$

$$F0(RT) := RT \cdot \left[F1(1) - \int_{T0v}^1 \frac{T0n \cdot F1(T) \cdot F2(T) \cdot r(T, RT)^2 \cdot (2 \cdot \ln(r(T, RT)) + 1)}{RT^2 \cdot \ln(RT) \cdot (b(RT) - 1)} dT \right]$$

$$t0 := \frac{\rho C_m(1, 1)}{\lambda_{m0}} \cdot rc^2$$

$$F3(RT) := \frac{\frac{Q(RT) \cdot C_w \cdot T0n \cdot (1 - T0v)}{rc^2} - \frac{(\rho v V_{vc}(1) - \rho v V_{vc}(T0v)) \cdot Q(RT) \cdot q}{rc^2} + \lambda_{m0} \cdot \frac{b(RT) - 1}{rc^2 \cdot F2(T0v)}}{F0(RT)} \cdot t0$$

$$F33(RT) := \frac{2 \cdot \ln(RT)}{RT \cdot \left(\ln(RT) - \frac{1}{2} + \frac{1}{2 \cdot RT^2} \right)}$$

$$F34(RT) := \frac{1 - \frac{1}{RT^{b(RT)-1}}}{RT \cdot \left(\frac{1 - \frac{1}{RT^2}}{2} - \frac{1 - \frac{1}{RT^{b(RT)-1}}}{3 - b(RT)} \right)}$$

$$RT0 := 100$$

$$N0 := 2000$$

$$N1 := 1000$$

$$\gamma := F3(RT0) \cdot RT0$$

$$U := \begin{cases} h \leftarrow \frac{N1}{N0} \\ R(t) \leftarrow \sqrt{2 \cdot \gamma \cdot t} \\ \text{for } i \in 1..N0 \\ \quad \left| \begin{array}{l} t_i \leftarrow 0.125 \cdot i \cdot h \\ x_i \leftarrow 0.1 \cdot R(i \cdot h) \end{array} \right. \\ z^{(0)} \leftarrow t \\ z^{(1)} \leftarrow x \end{cases}$$

