

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
НАУКИ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ МУЗЕЙ
ИМ. В.И. ВЕРНАДСКОГО РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

Черкасов Сергей Владимирович

**МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ
ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Специальность 25.00.10. Геофизика. Геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Диссертация

на соискание ученой степени

доктора технических наук

Научный консультант

Мальшев Юрий Николаевич

академик РАН, доктор технических наук

Москва 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	19
ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	20
1.1. Геотермальная энергетика в современном мире	20
1.2. Проблемы использования геотермальных ресурсов в России и пути их решения	30
Выводы к главе 1	40
ГЛАВА 2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ	42
Выводы к главе 2	46
ГЛАВА 3. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	48
Выводы к главе 3	55
ГЛАВА 4. МЕТОДОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ТЕПЛООТБОРА	57
4.1. Общая характеристика гидротермальных циркуляционных систем теплоотбора	58
4.2. Методология создания гидротермальных природно- техногенных систем	60
4.2.1. Исследование характеристик природной гидротермальной подсистемы	65
4.2.2. Некоторые особенности эксплуатации гидротермальных природно-техногенных систем	74
Выводы к главе 4	75
ГЛАВА 5. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ НА ХАНКАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД	77

5.1. Краткая характеристика Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод	79
5.2. Определение оптимального пространственного положения скважин	82
5.3. Прогноз температурной деградации резервуара в процессе эксплуатации ЦС	99
5.4. Химические исследования теплоэнергетических вод Ханкальского месторождения	110
Выводы к главе 5	117
ГЛАВА 6. ХАНКАЛЬСКАЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СТАНЦИЯ КАК УНИКАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОСТАТОЧНОГО ДЕБИТА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ	119
6.1. Конструктивные особенности Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции	120
6.2. Эффект остаточного дебита циркуляционной системы теплоотбора и его научное обоснование	123
6.3. Повышение эффективности природно-техногенных гидротермальных систем с использованием эффекта остаточного дебита	126
6.4. Перспективы использования Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции в качестве уникальной научной установки	130
Выводы к главе 6	136
ГЛАВА 7. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД	138
Выводы к главе 7	149
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
ВЫВОДЫ	157
ЛИТЕРАТУРА	161
ПРИЛОЖЕНИЯ	179
Приложение 1. Протокол Совещания на тему «Состояние и перспективы использования геотермальных ресурсов России» от 9.11.2012 г.	179

Приложение 2. Бальнеологическое заключение о химическом составе воды XIII пласта Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод	185
Приложение 3. Паспорт буровой скважины 1-ДГТ (водозаборная)	189
Приложение 4. Паспорт буровой скважины 2-НДГТ (нагнетательная)	193
Приложение 5. Перечень использованных геологических отчетов	198
Приложение 6. Карты температур для 5, 10, 15, 20, 25, и 30 лет эксплуатации для 5 вариантов эксплуатации ЦС на уровне забоев скважин.	202
Приложение 7. Программа и методика испытаний ЦС	218
Приложение 8. Программа и методика исследования эффекта остаточного дебита циркуляционной системы Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции	234
Приложение 9. Перечень таблиц и рисунков	245

ВВЕДЕНИЕ

Тематика возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в последние десятилетия сформировала один из наиболее значимых трендов развития энергетики. В мировом объеме производства энергии в качестве первичных источников продолжают превалировать уголь и углеводороды, однако доля ВИЭ неуклонно растет.

Геотермальная энергетика основана на использовании глубинного тепла Земли на основе теплоотбора либо из сухих горных пород, либо из резервуаров теплоэнергетических вод и пароводяных смесей. Теплоотбор реализуется посредством транспорта теплоносителя по скважинам со съемом тепловой энергии на поверхности, для чего создаются сложные природно-техногенные системы. Традиционно под природно-техногенными системами понимается результат негативного воздействия хозяйственной деятельности человека на окружающую среду, но в случае геотермальной энергетики взаимное воздействие природной и техногенной подсистем друг на друга требует оптимизации природно-техногенных систем теплоотбора на ранних стадиях реализации геотермальных проектов.

Анализ активности участников Всемирного геотермального конгресса 2020 г. – наиболее значимого международного форума по геотермальной энергетике, – показывает рост интереса отраслевых специалистов к вопросам, связанным со строительством геотермальных скважин, передовыми технологиями реализации геотермальных проектов, собственно их реализации, геологическим и экологическим аспектам геотермальной энергетике и др. (*Шулюпин, Варламова, 2020*).

Актуальность работы заключается в разработке методологии создания объектов геотермальной энергетике и развития геотермальной энергетике в целом с учетом способов оптимизации характеристик геотермальных природно-техногенных систем, с одной стороны, минимизации геоэкологических рисков –

с другой, и современного состояния технологий бурения и теплоотбора – с третьей.

Состояние проблемы. При теоретически неограниченном потенциале и экологичности геотермальной энергетики ее доля в мировом энергобалансе незначительна, и по разным оценкам составляет от 0,5% до 0,67%, хотя в ряде стран этот показатель существенно превышает среднемировые значения. Так, на долю геотермальной энергии в Исландии приходится 70% энергобаланса страны (*Richter, 2020*), на Филиппинах - 8% (*Asian Development Bank, 2018*). В таких штатах США как Калифорния и Невада доля геотермальной энергетики в производстве электроэнергии составляет, соответственно, 5,46% (*Franco, Vaccara, 2020*) и 7,5% (*Governor's Office of Energy, 2018*). Считается, что на базе существующих технологий использование геотермальных ресурсов для генерации электричества экономически эффективно на 10-15% поверхности Земли (*Limberger et al., 2018*) и может достичь 80 GW (4% от мирового производства электроэнергии) к 2050 г. (*Алхасов, 2012*).

Существующие классификации геотермальных ресурсов основаны на характеристиках исключительно природной составляющей. Одна из первых классификаций была разработана в Исландии более 50 лет назад (*Bödvarsson, 1961*). После этого появился целый ряд классификаций, обусловленных развитием технологий и/или использованием определенных технологий в конкретных регионах (*Bödvarsson, 1970; Muffler & Cataldi, 1978; Hochstein, 1988; Bendritter & Cormy, 1990; Nicholson, 1993; Axelsson & Gunnlaugsson, 2000; Sanyal, 2005*). Для выполнения задач данной работы необходима классификация геотермальных ресурсов, учитывающая способы их использования.

На настоящий момент существуют технологии прямого использования геотермальных ресурсов (использование теплоэнергетических вод для получения тепловой энергии – гидротермальные системы), и технологии производства электроэнергии (искусственные геотермальные системы – EGS и геотермальные системы на природных пароводяных смесях, петро- и

гидротермальные системы, соответственно). Многие исследователи относят к геотермальной энергетике технологии тепловых насосов, но эти технологии относятся, скорее, к энергосберегающим, поскольку не производят энергию как таковую, но повышают эффективность отопительных систем.

Использованию геотермальных ресурсов посвящены работы таких российских и советских геологов, геофизиков, и теплотехников, как Л.А. Ячевский, В.И. Белоусов, А.А. Гайворонский, М.В. Кирпичев, Ф.А. Макаренко, С.А. Джамалов, А.Н. Тихонов, Б.А. Локшин, В.И. Кононов, О.А. Кремнев, Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский, О.А. Поваров, М.Д. Хуторской, Г.В. Томаров, В.А. Бутузов, А.Б. Алхасов, Р.И. Пашкевич, Ш.Ш. Заурбеков, М.Ш. Минцаев, и многих других. С распадом СССР темпы развития российской геотермальной энергетике значительно снизились, и на сегодняшний день очевидным является отставание Российской Федерации от мирового уровня. Отставание вызвано, с одной стороны, избытком энергоресурсов, в первую очередь – углеводородного сырья, а с другой – мультидисциплинарностью отрасли, в которой геологические, гидрогеологические, геофизические, теплофизические и теплотехнические аспекты требуют согласованного анализа для минимизации рисков и повышения эффективности объектов геотермальной энергетике.

Априори считается, что возобновляемые источники энергии превосходят традиционные с экологической точки зрения, однако в каждом конкретном случае необходима оценка как позитивных, так и негативных факторов и минимизация последних.

Общая тенденция ухода от углеводородной энергетике ведет к росту перспектив использования геотермальных ресурсов, что, в свою очередь, требует усиления методологического обеспечения.

Целью настоящей работы является решение важной научно-технической проблемы: разработка методологии эффективного экологически чистого использования геотермальной энергии. Для реализации этой цели решались следующие **задачи**:

1. Анализ современного состояния геотермальной энергетики, включая:
 - а) вопросы классификации геотермальных ресурсов и способов их использования;
 - б) анализ современных технологий теплоотбора с учетом связанных с ними геоэкологических рисков;
 - в) определение наиболее эффективных и экологически чистых технологий на основе теоретического и практического исследования геотермальных природно-техногенных систем;
2. Разработка методологии создания природно-техногенных гидротермальных систем для целей теплоотбора из месторождений теплоэнергетических вод;
3. Научное обоснование эффекта остаточного дебита циркуляционной гидротермальной системы и определение перспектив использования эффекта для оптимизации природно-техногенных геотермальных систем;
4. Разработка и апробация метода геоэкологического мониторинга геотермальных природно-техногенных систем.

Исследование выполнено в соответствии со следующими разделами паспорта специальности 25.00.38 «Геофизика. Геофизические методы поисков полезных ископаемых»:

- применение геофизических методов при решении задач охраны окружающей среды,
- интегрированный анализ многомерной, многопараметровой и разнородной информации, включающей геофизические данные,
- мониторинг геологического строения и разработки месторождений геофизическими методами,
- использование геолого-геофизических данных для построения геологических, гидродинамических и геодинамических моделей месторождений.

Объектом исследования являются геотермальные природно-техногенные системы.

Предмет исследований – разработка методологии создания систем теплоотбора из подземных резервуаров, процессы, происходящие в геотермальных природно-техногенных системах, и взаимодействие природной и техногенной подсистем.

Научная новизна.

1. Разработана генерализованная актуализированная классификация геотермальных ресурсов по способам их использования, определены наиболее перспективные на настоящий момент способы использования геотермальной энергии и систематизированы геоэкологические риски геотермальной энергетики.
2. На основе подхода к геотермальным системам теплоотбора как к природно-техногенным системам разработана методология создания и эксплуатации объектов геотермальной энергетики.
3. Научно обоснован эффект остаточного дебита гидротермальной циркуляционной системы и определены перспективы его использования для оптимизации взаимодействия природных и техногенных геотермальных подсистем.
4. Разработана программа исследований эффекта остаточного дебита циркуляционной системы теплоотбора.
5. Предложен способ интерпретации данных беспилотной инфракрасной съемки, обеспечивающий выделение тепловых аномалий, связанных с технологическими и аварийными разливами теплоносителя в процессе эксплуатации месторождений теплоэнергетических вод.

Теоретическая значимость.

Предложен подход к системам теплоотбора геотермальной энергетики как к природно-техногенным системам, и на основе этого подхода разработана методология создания геотермальных природно-техногенных систем.

Научно обоснован эффект остаточного дебита гидротермальной циркуляционной системы и определены перспективы его использования для повышения эффективности природно-техногенных геотермальных систем.

Практическая значимость.

Выполнена актуализация классификации геотермальных ресурсов на основе существующих российских и зарубежных классификаций с использованием в качестве основного классификационного критерия способа использования тепла Земли. На основе проведенного анализа актуализированной классификации доказаны преимущества использования месторождений теплоэнергетических вод перед технологиями теплоотбора из «сухих» горячих пород с точки зрения как геоэкологии, так и существующих технологий теплоотбора.

Разработанная методология создания природно-техногенных гидротермальных систем обеспечивает оптимизацию взаимодействия природной и техногенной подсистем, и, как следствие, – минимизацию геоэкологических рисков при создании и эксплуатации объектов геотермальной энергетики. В рамках применения методологии при создании Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции создана трехмерная модель Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод, разработан пакет программного обеспечения GEOTHERM для моделирования изменения полей давлений, скоростей потока и температур в резервуаре, произведена оценка температурной деградации резервуара теплоэнергетических вод при эксплуатации циркуляционной системы.

Разработана программа исследований эффекта остаточного дебита и установлена возможность его использования для повышения эффективности циркуляционных систем теплоотбора.

Предложен и опробован способ интерпретации результатов беспилотной инфракрасной аэросъемки, обеспечивающий обнаружение утечек на скважинах и в системе трубопроводов.

Защищаемые положения.

1. Разработанная упрощенная генерализованная классификация энергетических геотермальных ресурсов на основе возможностей их использования при современном уровне развития технологий определяет три основных класса: ресурсы для прямого использования теплоэнергетических вод с целью получения тепловой энергии, пригодной для целей отопления (низкоэнтальпийные или низкотемпературные); ресурсы, позволяющие использовать бинарные технологии производства электроэнергии (среднеэнтальпийные или среднетемпературные); и ресурсы, обеспечивающие производство электроэнергии с использованием паровой турбины и электрогенератора (высокоэнтальпийные или высокотемпературные).
2. Анализ актуализированной классификации геотермальных ресурсов определяет преимущества гидротермальных природно-техногенных систем перед петротермальными при современном уровне развития технологий бурения и теплоотбора. Месторождения теплоэнергетических вод при полной обратной закачке отработанного флюида являются наиболее экологически чистым возобновляемым источником энергии, не зависящим от погодных условий, при этом основными рисками, характерными для гидротермальных природно-техногенных систем являются:
 - химическое загрязнение на поверхности;
 - коррозия оборудования и осаждение минералов;

- истощение резервуара или понижение температуры теплоносителя.
3. Циркуляционная гидротермальная система представляет собой сложную природно-техногенную систему, в которую входят резервуар, собственно теплоэнергетические воды (природная подсистема), продуктивные и нагнетательные скважины, насосное и теплообменное оборудование (техногенная подсистема). Разработанная методология создания циркуляционных систем теплоотбора для месторождений теплоэнергетических вод обеспечивает оптимизацию взаимодействия природной и техногенной подсистем.
 4. На Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод резервуар, представленный XIII пластом миоценового гидротермического этажа, характеризуется высокой температурой теплоэнергетических вод при их низкой минерализации, что позволяет не предпринимать специальных мер, связанных с негативным влиянием минерализации на техногенную подсистему ЦС. Температурные характеристики теплоэнергетических вод и водообильность XIII пласта обеспечивают как производство тепловой энергии, так и возможность производства электроэнергии с использованием бинарных технологий.
 5. В природно-техногенных гидротермальных системах присутствует эффект остаточного дебита, заключающийся в перетоке теплоносителя от забоя продуктивной к забою нагнетательной скважины после выключения насосного оборудования вследствие разницы давлений, возникающей из-за разницы плотностей горячего и охлажденного флюида при герметичности техногенной подсистемы. Ханкальская опытно-промышленная геотермальная тепловая станция представляет собой уникальную научную установку, обеспечивающую проведение широкого круга исследований эффекта остаточного дебита циркуляционных систем. Эксплуатация гидротермальных природно-техногенных систем на основе циркуляционной схемы теплоотбора с

эффектом остаточного дебита повышает эффективность использования тепла Земли для энергетики, тепло- и хладоснабжения, теплично-парникового хозяйства и промышленных процессов.

6. Мониторинг геотермальных природно-техногенных систем с использованием беспилотной инфракрасной аэросъемки является эффективным средством контроля эксплуатации месторождений теплоэнергетических вод, обеспечивающим выявление территорий разлива термальных вод на земную поверхность на основе анализа морфологических характеристик тепловых аномалий.

Личный вклад.

Все положения, выносимые на защиту, выполнены автором или при его непосредственном участии. С целью продвижения геотермальной тематики автором организовано более 10 семинаров по геотермальной энергетике (2007, 2008, 2011 – Москва; 2008, 2011 – Майкоп; 2011, 2012, 2013 – Орлеан, Франция; 2012, 2014 – Грозный; 2015 – Рейкьявик, Исландия), подготовлены и прочитаны лекции по использованию геотермальных ресурсов (2018 – Северный арктический федеральный университет, Архангельск, и Балтийский федеральный университет им. И. Канта, Калининград). В семинарах приняли участие представители РАН и профильных компаний, администрации Республики Адыгея и Чеченской Республики, сотрудники Французской геологической службы. В мае 2018 г. проведен телемост «Геотермальные ресурсы и перспективы их использования в России», в котором приняли участие 26 университетов Российской Федерации, Белоруссии, Казахстана, и Узбекистана. В мае 2020 г. в рамках дистанционных научно-просветительских программ ГГМ РАН автором подготовлена и прочитана on-line лекция «Что такое геотермальная энергетика?», в августе 2020 г. в рамках III Международной летней школы «Береговая зона моря: исследования, управление и перспективы» - лекция «Геотермальный потенциал Балтийского региона. Реализация с учетом геоэкологических аспектов». Также автор был ответственным исполнителем

двух проектов, связанных с тематикой работы: «Разработка программного обеспечения для математического моделирования геотермальной станции на основе циркуляционной системы (ГСЦС). Разработка и анализ электронного макета ГСЦС» (2013-2015, заказчик - ФГБОУ Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова, в рамках Государственного контракта 02.G25.31.0056 «Комплексный проект по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли» с Министерством образования и науки РФ) и «Разработка методов и создание экспериментального образца беспилотного комплекса дистанционного оптического и магнитометрического мониторинга природных и техногенных сред» (2014-2016, заказчик - Минобрнауки РФ, Федеральная целевая программа «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы»).

Автором разработана актуализированная генерализованная классификация геотермальных ресурсов, предложен новый подход к системам теплоотбора как к природно-техногенным геотермальным системам, разработана методология создания таких систем, определен и научно обоснован эффект остаточного дебита циркуляционной системы, предложен и опробован на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод метод мониторинга эксплуатации природно-техногенных геотермальных систем с использованием беспилотной инфракрасной аэросъемки, разработана программа исследований эффекта остаточного дебита циркуляционной системы.

Апробация работы. Основные результаты исследований были опубликованы в российских и зарубежных журналах, были сделаны доклады на многочисленных конференциях, в т.ч. – на Совместной ассамблее IAG-IASPEI (2017, Кобе, Япония), Международной конференции «Новая энергетика: инвестиции и партнерства» (2017, Сколково), выставке Ехро-2017 (2017, Астана, Казахстан, в рамках Российской бизнес-программы), Международной конференции «Науки о

Земле - Geosciences» (2018, Ташкент, Узбекистан), IV Международном конгрессе REENCON-XXI (2018, Москва), и др.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность бывшему директору по науке Французской геологической службы (BRGM) Кристиану Фуйяку, который более 10 лет назад познакомил автора с достижениями французских ученых и инженеров в области геотермальной энергетики; научному консультанту, академику РАН Малышеву Юрию Николаевичу за разностороннюю поддержку работ по направлению геотермии в течение многих лет; академику РАН Рундквисту Дмитрию Васильевичу за оказанное содействие в организации первых семинаров по геотермальной тематике в 2007-2008 г.г.; руководству Грозненского нефтяного технического университета им. Академика М.Д. Миллионщикова, и лично – Таймасханову Хасану Элимсултановичу, Заурбекову Шарпутди Шамсутдиновичу и Минцаеву Магомеду Шаваловичу за реализацию проекта по созданию опытно-промышленной тепловой геотермальной станции на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод; заместителю декана географического факультета Башкирского государственного университета Анвару Мансуровичу Фархутдинову за обстоятельную последовательную работу по прогнозу эксплуатационных характеристик Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции; сотрудникам ГГМ РАН и ГГНТУ, без которых создание этой станции было бы невозможно. Автор благодарит группу компаний «Геоскан», и лично ее руководителя Алексея Евгеньевича Семенова за содействие в проведении экспериментальной инфракрасной съемки с использованием беспилотного летательного аппарата «Геоскан-201» на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод. Отдельная благодарность выражается Юрию Анатольевичу Попову и Михаилу Давыдовичу Хуторскому за конструктивные обсуждения положений работы.

Фактический материал и методы исследований.

Большой объем литературных данных, опыт Французской геологической службы (BRGM), ее дочерней компании CFG и исландской компании Verkis Ltd., а также личные наблюдения автора на геотермальных полях в Чеченской Республике, в Мексике и в Исландии являются основой первых глав работы. Основной объем фактической информации для создания трехмерной модели резервуара и математического моделирования процессов в геотермальной природно-техногенной системе получен при выполнении работ по «Комплексному проекту по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли». Именно в рамках данного проекта был обнаружен эффект остаточного дебита циркуляционной системы, проводились исследования по обратной закачке флюида в резервуар, проводилось математическое моделирование резервуара теплоэнергетических вод, результаты которого сопоставлялись с реальными данными, полученными в процессе строительства и эксплуатации Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции. Также на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод был опробован метод мониторинга эксплуатации месторождения с использованием беспилотной инфракрасной аэросъемки, проведенной ООО «Геоскан» по заказу ГГМ РАН, и предложен способ интерпретации ее результатов.

При выполнении работы использовался широкий спектр методов исследований. Актуализация классификации объектов геотермальной энергетики, оценка геоэкологических рисков геотермальных природно-техногенных систем и определение геоэкологических аспектов использования глубинного тепла Земли выполнены на основе анализа литературного материала. На стадии предпроектных исследований при создании Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции использовались методы трехмерного моделирования геологического строения резервуара теплоэнергетических вод. Также математическое моделирование проводилось

для прогноза температурного режима резервуара при водозаборе и обратной закачке в процессе эксплуатации станции и для сопоставления техногенного влияния на резервуар при принудительном теплоотборе и при теплоотборе с использованием эффекта остаточного дебита циркуляционной системы. Сам эффект остаточного дебита, обнаруженный при испытаниях циркуляционной системы, аналитически описан на основе гидростатических расчетов для несжимаемой жидкости. Для мониторинга эксплуатации месторождения теплоэнергетических вод использовался метод инфракрасной съемки поверхности Земли с применением беспилотного летательного аппарата и с последующей заверкой выявленных аномалий наземными полевыми наблюдениями.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 7 глав, заключения, выводов, списка использованной литературы (149 источников, в т.ч. 30 – фондовых, и 4 – рукописных). Объем работы составляет 249 страниц, работа проиллюстрирована 62 рисунками, 12 таблицами, и 9 приложениями.

Содержание работы. Во **введении** обоснована актуальность темы, определены цель и задачи исследования, формулируются положения, выносимые на защиту, оценивается научное и практическое значение работы, показан личный вклад диссертанта.

В 1 главе рассматриваются данные современных научных исследований и результаты практического использования тепла Земли, на основе которых устанавливаются первоочередные направления развития геотермальной энергетики в Российской Федерации.

Вторая глава посвящена существующим классификациям и созданию актуализированной генерализованной классификации геотермальных ресурсов на основе используемых в настоящее время способов их использования.

В третьей главе определяются основные геоэкологические аспекты геотермальной энергетики и обосновывается преимущество гидротермальных систем перед петротермальными на современном уровне развития технологий бурения и теплоотбора в Российской Федерации.

4 глава содержит описание разработанной методологии создания гидротермальных природно-техногенных систем, включая задачи и методы их решения на разных стадиях создания объектов геотермальной энергетики.

В рамках **пятой главы** представлена реализация предлагаемой методологии на примере Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции.

Глава 6 посвящена научному обоснованию эффекта остаточного дебита геотермальной циркуляционной системы, возможностям его дальнейшего исследования на Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции, и перспективам использования для повышения эффективности объектов геотермальной энергетики.

В **седьмой главе** приводятся результаты беспилотной инфракрасной съемки территории Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод и предлагается способ интерпретации полученных результатов с целью выявления участков разлива термальных вод на земную поверхность.

В **заключении** кратко изложены наиболее важные результаты исследования.

По результатам работ сформулированы **выводы**, имеющие значение как для развития геотермальной энергетики в целом, так и для создания конкретных объектов геотермальной энергетики.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

БПЛА – беспилотный летательный аппарат

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ГГМ РАН – Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского РАН

ГГНТУ – Грозненский государственный нефтяной технический университет им. М.Д. Миллионщикова

ГСЦС – геотермальная станция для получения тепловой и/или электрической энергии на основе теплоотбора из подземного резервуара с использованием геотермальной циркуляционной системы (ЦС)

ЦС – геотермальная циркуляционная система, состоящая из природного резервуара, водозаборной и нагнетательной скважин, теплообменника и насосного оборудования.

МАВЭ - Международное агентство по возобновляемой энергии (International Renewable Energy Agency – IRENA)

МЭА – Международное энергетическое агентство – (International Energy Agency – IEA)

EGS – искусственная геотермальная (петротермальная) система (enhanced geothermal system)

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство

ЩСТП - щит силовой тепловой пункта

ЩАТП - щит автоматики теплового пункта

АРМ – автоматизированное рабочее место

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Под геотермальной энергетикой понимается отрасль энергетики, производящая тепловую или электрическую энергию за счет использования глубинного тепла Земли на основе создания природно-техногенных систем, обеспечивающих теплоотбор из естественных или искусственных подземных резервуаров.

1.1. Геотермальная энергетика в современном мире

В целом за рубежом массовое использование геотермальных ресурсов связано с энергетическими кризисами 70-80-х годов XX века. Уже первые станции и установки по использованию геотермального тепла показали достаточную рентабельность и экономическую целесообразность дальнейшего расширения работ по использованию этого возобновляемого природного ресурса (*Унукович и др., 2012*). К 2010 г. прямое использование геотермальных ресурсов велось в 78 странах при суммарной инсталлированной мощности геотермальных установок до 10,7 ГВт (Holm et al., 2010), а к 2015 г. в это время ожидалось увеличение мощности до 18,5 ГВт, что, собственно, и произошло.

В 2012 году Международное Агентство по Возобновляемой Энергии – МАВЭ (International Renewable Energy Agency – IRENA) и Международное Энергетическое Агентство – МЭА (International Energy Agency – IEA) договорились о совместной разработке базы данных по возобновляемым источникам энергии, политике стран и мерам, направленным на развитие геотермальной энергетики (*Geothermal Energy ..., 2012*). Совместная база данных направлена на расширение сферы применения существующих технологий и стимулирование политики развития и использования возобновляемых источников энергии в мире. В настоящее время только база данных МЭА содержит более 1100 наборов данных о возобновляемых источниках энергии и проектах, которые реализуются в 72 странах мира. Ожидается, что объединенная база данных, вероятно, увеличит этот список до более, чем для 100 стран. По оценкам западных ученых к концу XXI века доля геотермальных ресурсов в

энергобалансе мировой экономики может составить от 30 до 80 процентов (Huttrer, 2000; Lund & Freeston, 2000). В то же время в 2020 г. МЭА отмечало, что прирост производства в геотермальной энергетике не отвечает параметрам, заложенным в сценарии устойчивого развития (SDS – Sustainable Development Scenario) (рис. 1), что связано с высокими ожиданиями в отношении искусственных геотермальных систем (EGS – Enhanced Geothermal Systems), существовавшими в период формирования сценария SDS.

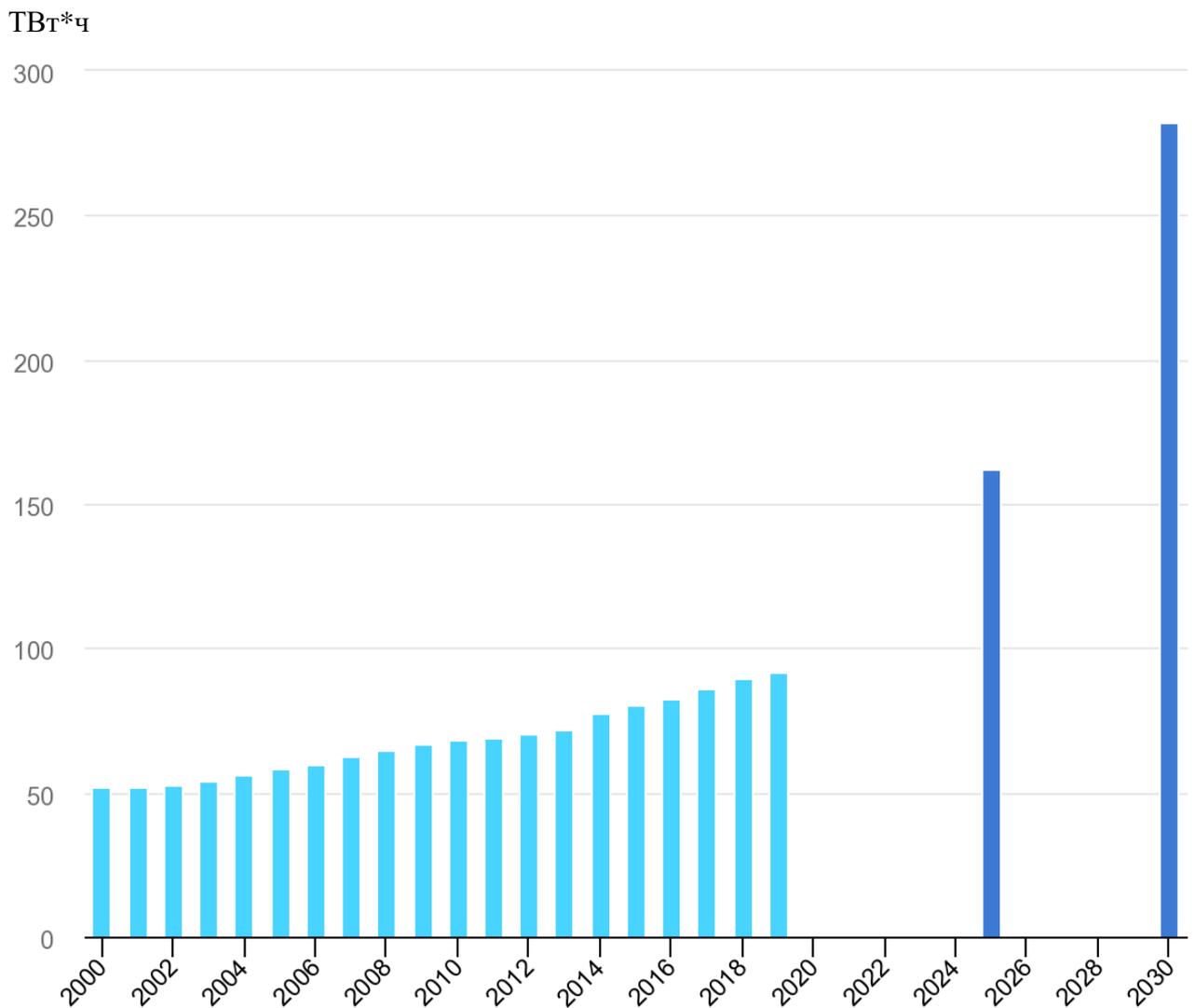


Рис. 1. Мировое производство электроэнергии объектами геотермальной энергетике по данным МЭА.

Голубым показаны объемы производства, синим – параметры сценария SDS.

Последние исследования позволили в глобальном масштабе провести анализ перспективности территорий на прямое использование гидротермальных ресурсов (*Limberger et al., 2018*). При анализе рассматривались: мощность осадочного чехла, как индикатор вероятности существования резервуара подземных вод; температурный градиент, определяющий глубину локализации гидротермальных ресурсов, и потенциальный спрос на обогрев или охлаждение жилых и производственных (в частности – тепличных) помещений. В результате исследований построены карты технической возможности прямого использования гидротермальных ресурсов в различных целях. Также установлено, что в настоящий момент эти возможности используются менее чем на 0,1%.

Петротермальные ресурсы имеются в любой точке планеты, поскольку температура горных пород растет с глубиной, однако возможность их использования при существующих технологиях теплоотбора осложняется, во-первых, необходимостью глубокого бурения для достижения комплексов горных пород с температурой более 220-250 °С, во-вторых – сложностью прогноза свойств искусственного резервуара на этих глубинах, и, в-третьих – рисками создания искусственных землетрясений как при проведении гидроразрыва, так и при эксплуатации петротермальной циркуляционной системы. Так, петротермальный проект в Базеле, Швейцария, был закрыт после того, как при стимуляции резервуара на глубине около 5 км в период с декабря 2006 г. по март 2007 г. было зарегистрировано около 200 сейсмических колебаний с амплитудой от 0,7 до 3,4 балла, все – с эпицентрами в радиусе 1 км от забоя нагнетательной скважины.

В Советском Союзе разработка геотермальных ресурсов была начата в 1957 году, когда были пробурены первые скважины на геотермальном месторождении Паужетка на Камчатке. В настоящее время российский геотермальный потенциал в основном разведан и оценивается очень высоко. Энергетический потенциал гидротермальных ресурсов, локализованных на глубинах до 3 км, составляет, по оценкам российских специалистов, 180 млн.

тонн условного топлива (т.у.т.) в год. Экономический потенциал ресурсов теплоэнергетических вод и пароводяных смесей оценивается в 115 млн. т.у.т в год при использовании геодинамической технологии (Министерство..., 1999). По оценке О.А. Поварова, гидротермальные источники энергии за год теоретически могут обеспечить получение 16900 ГВт*час или почти 2% производства электроэнергии в России (Поваров и др., 1994, 2001; Поваров, 2003).

Однако пространственное распределение геотермальных, и, в частности - гидротермальных ресурсов неравномерно, и его исследование представляет собой достаточно сложную задачу. Для территории Российской Федерации наиболее представительной является Геотермическая карта России (Смыслов, 1995), иллюстрирующая распределение ресурсов геотермальных вод с температурой 40-200 °С, минерализацией до 35 г/л и глубиной залегания до 3500 м (рис. 2).

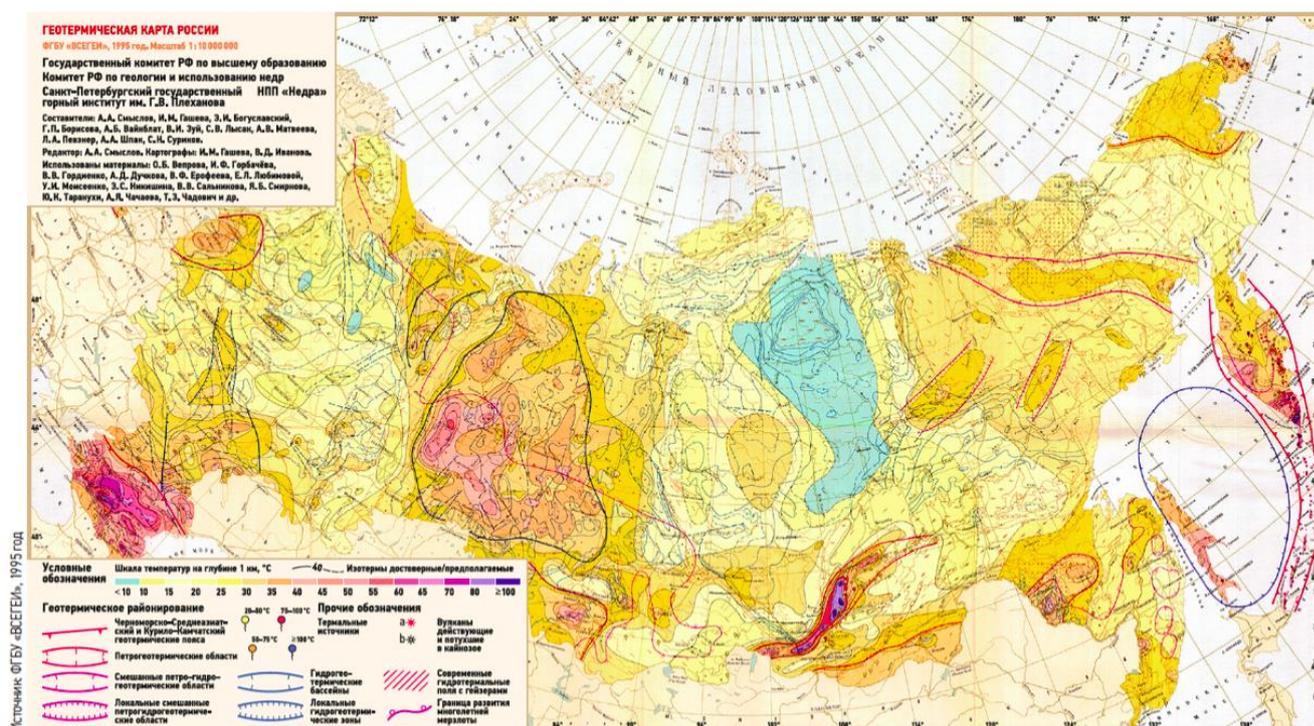


Рис. 2. Геотермическая карта России (по Смыслов, 1995)

Для территории всего мира самой представительной для гидротермальных ресурсов является оценка распределения геотермального потенциала, выполненная международным коллективом авторов (Limberger et al., 2018) на

основе анализа мощности осадочного чехла, вмещающего потенциальные водоносные горизонты, и теплового потока на поверхности Земли (рис. 3).

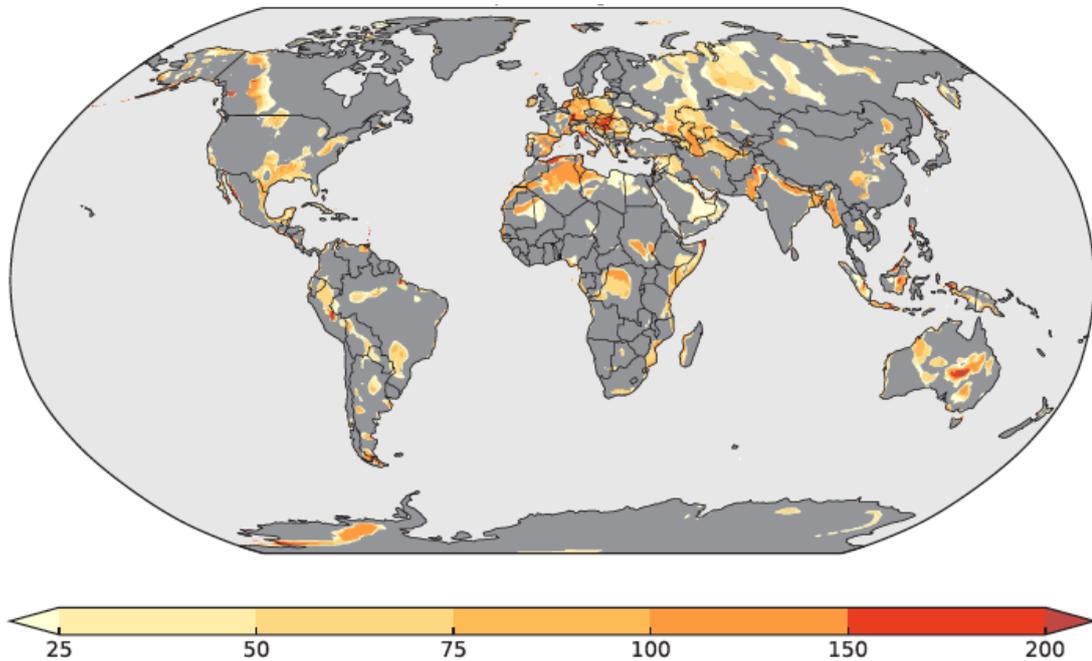


Рис. 3. Глобальная оценка геотермального потенциала. Области, показанные серым цветом, характеризуются низкой (менее 100 м) мощностью осадочного чехла или низкими величинами теплового потока (*Limberger et al., 2018*). Единицы шкалы – ТДж/год/км².

В отношении петротермальных ресурсов детальных оценок в мировом масштабе, как и в масштабе Российской Федерации, не проводилось, поскольку вопрос извлекаемости для данного типа ресурсов является первоочередным, а ответ на него может быть получен только при детальных исследованиях геолого-геофизических характеристик конкретного района. При этом наиболее адекватным выглядит подход к региональной и глобальной оценке петротермальных ресурсов, основанный на измерениях теплового потока. Огромная работа по исследованию аномалий теплового потока и их связи с температурными полями проведена коллективом сотрудников Геологического института РАН (*Хуторской и др., 2013*). Разработанная ими методика термотомографического моделирования предоставляет информацию о перспективных для геотермальной энергетики территориях, с использованием как гидротермальных, так и петротермальных ресурсов.

В России годовой топливный эквивалент гидротермальных источников, годных для использования с точки зрения минерализации флюида (с содержанием солей в теплоносителе менее 10 г на литр) на Кавказе и в Предкавказье оценивается в 2 млн т.у.т., на Камчатке и Курилах – в 1,8 млн т.у.т., в восточной Сибири и Дальнем Востоке – в 3,4 млн т, в Западной Сибири – в 10 млн.т. (*Лабейш, 2003*). Общий потенциал геотермальной энергии, доступный для производства электроэнергии в этих регионах оценивается в 2000 МВт.

Высокотемпературные коллекторы России сконцентрированы в основном в вулканически активных районах – на Камчатском полуострове и Курильских островах, где было исследовано около 150 групп термальных источников и 11 высокотемпературных гидротермальных систем (*Kononov et al., 2000*). Именно здесь сосредоточены основные усилия по развитию геотермальной энергетики страны, в т.ч.:

- 1) с прошлого века работает Паужетская геотермальная теплоэлектростанция (ГеоТЭС) мощностью 11 МВт;
- 2) в 2000 году была запущена Мутновская ГеоТЭС мощностью 50 МВт;
- 3) в 2001 году введена в строй Верхне-Мутновская станция мощностью 12 МВт;
- 4) существует проект по созданию второй Верхне-Мутновской станции мощностью 100 МВт (*Бритвин и др., 2001; Holm et al., 2010; Гнатусь и Хуторской, 2010; Svalova, 2011*).

Проекты расположены на Камчатском полуострове и развивались АО «Геотерм», которое в 2019 г. вошло в ПАО «Камчатскэнерго», в свою очередь входящее в ПАО «Русгидро».

Другие районы России, занимающие значительную часть ее территории, также характеризуется наличием естественных низко- и среднетемпературных (50-150°C) коллекторов, залегающих на глубинах от нескольких сотен до 3000 метров. Наиболее перспективными для освоения средне- и низкотемпературных

геотермальных ресурсов являются Центральный, Северо-Западный, Уральский, Южный и Северо-Кавказский федеральные округа, в том числе такие энергодефицитные регионы, как Республика Адыгея, Калининградская область, Дагестан, Западно-Сибирскую равнина, район озера Байкал, Красноярский край, Чукотка, Сахалин и др. Кроме того, некоторые запасы геотермального тепла доступны в пределах Восточно-европейской и Сибирской платформ, на Урале, Алтае и в Саянах, а так же в Охотско-Чукотском вулканическом поясе (*Дураева, 2004*). Все эти ресурсы в настоящее время практически не освоены, имеются лишь единичные примеры их использования. Существуют и планы развития геотермальной энергетики с целью организации теплоснабжения в Краснодарском крае и Калининградской области. Наиболее современная оценка распределения геотермальных ресурсов для территории России проведена ассоциацией «Геотермальное энергетическое общество» в 2006 г. (*Tester, 2006*).

Несмотря на все преимущества использования геотермальной энергии, из-за относительной дешевизны традиционных видов топлива в России, наша страна до сих пор отстает в развитии геотермальной энергетики и нерационально использует и без того уменьшающийся запас невозобновляемых источников энергии. В 2010 году общая инсталлированная мощность геотермальных электростанций в России составляла всего лишь 73 МВт (*Гнатусь и Хуторской, 2010*).

Согласно российской классификации, «месторождение подземных вод» – это пространственно ограниченная часть водоносной системы, в пределах которой под влиянием комплекса геолого-экономических факторов создаются благоприятные условия для отбора подземных вод в количестве, достаточном для их целевого использования. Однако подземные воды распространены практически повсеместно, поэтому определение используется преимущественно в учётных целях для географической привязки участков оценки или эксплуатации подземных вод. Большинство факторов данного определения имеет гидрогеологический характер: фильтрационные свойства водовмещающих пород, положение по отношению к гидрогеодинамическим

границам, наличие условий для сохранения качества воды при длительной работе водозабора и т.д. (*Штенгелов, 2015*).

В российской системе недропользования рассматриваются промышленные и теплоэнергетические подземные воды. Подсчет и учет запасов месторождений теплоэнергетических вод производится так же, как и промышленных - в расходах подземных вод ($\text{м}^3/\text{сут}$ – для воды и $\text{т}/\text{сут}$ – для пароводяной смеси или пара).

В Российской Федерации разведано 66 гидротермальных месторождений, запасы термальных вод и пара которых оцениваются в 307 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. и 40,7 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. соответственно.

Реальных работ по использованию петротермальных ресурсов в Российской Федерации не ведется, а за рубежом такие работы носят, в основном, экспериментальный и опытно-промышленный характер.

Тепловая энергия, получаемая на геотермальных станциях, в зависимости от свойств теплового источника и экономической обстановки в регионе может использоваться в следующих отраслях:

- Коммунальное хозяйство (отопление зданий и сооружений, горячее водоснабжение);
- Теплоснабжения теплиц и работа геотермальных холодильных установок;
- Промышленность (рыбохозяйство, деревообрабатывающая отрасль, производство бумаги, металлургия, производство строительных материалов, нефтяная и текстильная промышленность и т.д.);
- Производство электроэнергии.

Кроме того, геотермальные воды могут использоваться как лечебные, бальнеологические, и как источник извлечения целого ряда макро- и микроэлементов. Возможности использования геотермального тепла обобщены О.А. Поваровым (рис. 4).

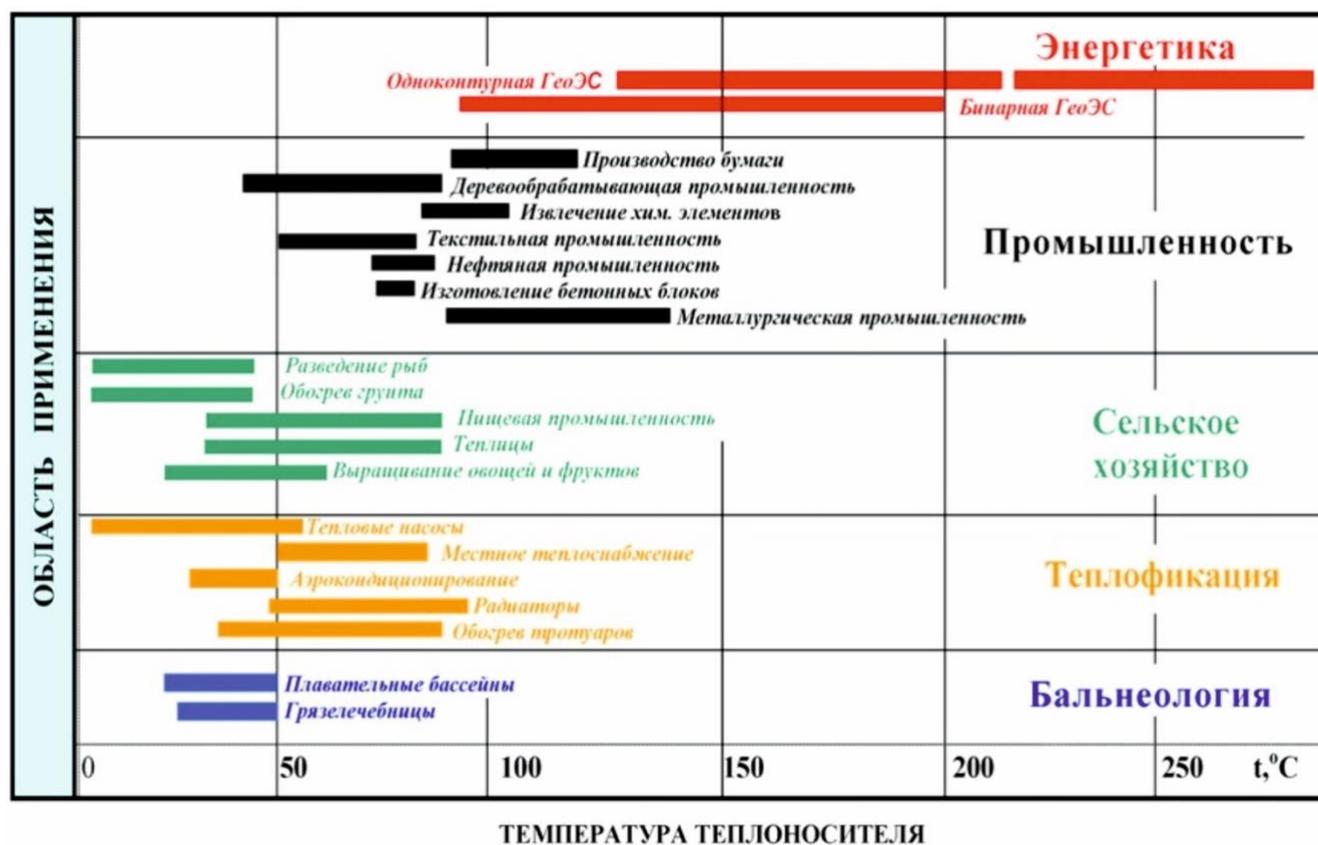


Рис. 4. Использование геотермальных ресурсов (по О.А. Поварову, 2001)

Геотермальные воды являются потенциально важным источником ценных минералов и металлов (в т.ч. *Simmons & Brown, 2006; Bourcier et al., 2005; Cakan et al., 2008; Rae et al., 2011*). Эти жидкости нагреваются в естественном тепловом потоке недр земли и их длительный контакт с окружающими породами из верхних слоев силикатной коры приводит к растворению минералов и металлов. Высокая температура этих вод способствует активному накоплению в них всего спектра химических элементов.

Важнейшими продуктами, присутствующими в геотермальных растворах, являются кремний, цинк, литий и другие металлы (*Hunt et al., 2012*). Восстановление полезных ископаемых и металлов из геотермальных растворов может рассматриваться как дополнительное производство при геотермальных станциях, или как отдельное производство ценных дорогостоящих металлов.

Особое место занимает кремнезем, который является повсеместно встречающимся компонентом в геотермальных растворах, и чьи содержания, как

правило, довольно высоки. Большинство гидротермальных систем находятся в равновесии с кварцем (SiO_2) (Потапов и Камашев, 2006), в результате чего кремнезем отражает температуру водонесущего резервуара – чем горячее резервуар, тем выше концентрация кремния в гидротермальном растворе. Во время производства энергии геотермальный раствор, с одной стороны, охлаждается, с другой - часть воды испаряется. Оба эти процесса приводят к перенасыщению жидкости по кремнезему. В конечном счете, кремнезем, как правило, осаждается в коллоидной форме на стенках трубопроводов, теплообменников, и нагнетательных скважин, что ведет к их выходу из строя (Ginley & Cahen, 2011). Также кремнезем будет осаждаться на любом оборудовании при добыче других полезных компонентов, если его концентрация не будет минимизирована до начала такого производства. Поэтому удаление кремнезема, либо снижение его концентрации в растворе само по себе является актуальной задачей (Потапов и др., 2006a; 2007, Potapov et al., 2007b; 2007c). Кроме этого, вопрос об извлечении коллоидного кремнезема находится в русле принятой государственной программы развития нанотехнологий. Таким образом, вывод кремнезема из раствора решает одновременно две задачи – борьба с отложением солей и получение промышленных количеств нанодисперсного кремнезема как ценного сырья для промышленности. В настоящее время выделение кремнезема из геотермальных растворов является предметом всеобщего интереса, в том числе – в Новой Зеландии (Simmons & Brown, 2006, 2007), Японии (Yanagisawaa et al., 2008), России (Потапов и др., 2006b, 2007, 2008; Потапов и Камашев, 2006; Потапов и Журавлев, 2007; Сердан, 2008), и США (Hunt et al., 2012; Bergna & Roberts, 2006; Ezzedine et al., 2012). Коммерческий рынок по кремнию в 2005 году составлял около 6 млн. фунтов в день, в то время как общий поток кремнезема через геотермальные станции мира составлял около 3 миллионов фунтов в день.

Несмотря на то, что концентрации полезных компонентов в геотермальном растворе не так высоки, как в жидкостях, используемых в

гидрометаллургической промышленности, расходы, связанные с добычей полезных ископаемых из геотермального раствора потенциально низки и экономически эффективны по нескольким причинам:

- расходы предприятия идут на добычу энергии и полезных ископаемых. Геотермальные станции с целью добычи электроэнергии уже прокачивают и обрабатывают глубинные растворы. Добыча полезных ископаемых в этом случае является дополнительным производством для существующих станций;

- отсутствуют затраты, связанные с добычей, обогащением, и переработкой твердой руды;

- отсутствует негативное воздействие на окружающую среду;

- отсутствуют затраты, связанные с растворением рудных минералов в водной среде, поскольку этот вопрос уже решен природой;

- геотермальные системы производят большие объемы воды, обычно десятки миллионов литров в день, так что масса минеральных ресурсов велика, несмотря на относительно низкие концентрации полезных компонент;

- для геотермальных растворов можно использовать ранее разработанные в гидрометаллургической промышленности методы извлечения полезных компонентов.

1.2 Проблемы использования геотермальных ресурсов в России и пути их решения

В «Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г.» (*Прогноз...*, 2016), утвержденном Минэнерго Российской Федерации 14.10.2016 г., отмечается:

«Экономически конкурентоспособных ресурсов традиционных видов геотермальной энергии в стране немного, и сосредоточены они в районах с небольшим электропотреблением. В *кратко- и среднесрочной перспективе* разработки направлены на повышение эффективности работы геотермальных

электростанций, реализацию бинарного цикла, защиты оборудования от коррозии и эрозии, а также на решение природоохранных проблем.

В долгосрочной перспективе рассматриваются возможности использования повсеместно распространенного глубинного тепла земных недр (с глубины 5-10 км и более) и создания необходимых технологий: дешевого бурения кристаллических пород, повышения их пористости, циркуляции теплоносителя и т.д.».

Некоторые утверждения в приведенной цитате не вполне корректны. В первую очередь, в «Прогнозе...» совершенно не затрагиваются вопросы генерации тепла, что практически полностью исключает использование среднеэнтальпийных (среднетемпературных) геотермальных ресурсов. Далее, на долгосрочную перспективу предусматривается развитие исключительно петротермальной энергетики, причем это развитие ставится в зависимость от создания технологий дешевого бурения «на глубину 5-10 км», что выглядит не вполне реалистичным. При этом необходимо заметить, что задачи, определенные «Прогнозом...» на кратко- и среднесрочную перспективу, на самом деле заслуживают внимания. В дополнение к этим задачам необходимо провести переоценку среднетемпературных геотермальных ресурсов Российской Федерации, что требует совместных усилий Минэнерго и Федерального агентства по недропользованию.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (*Энергетическая..., 2009*) целями использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива являются:

- снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и противодействие климатическим изменениям при необходимости удовлетворения растущего потребления энергии;
- рациональное использование и снижение темпов роста потребления имеющихся ресурсов ископаемого топлива в условиях неизбежного истощения его запасов;

- сохранение здоровья населения и качества жизни путем замедления темпов роста загрязнения окружающей среды при использовании ископаемого топлива, а также снижение общегосударственных расходов на здравоохранение;
- замедление темпов роста затрат на распределение и транспортировку электрической энергии и топлива и возникающих при этом потерь;
- вовлечение в топливно-энергетический баланс дополнительных топливно-энергетических ресурсов;
- повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения за счет увеличения уровня его децентрализации.

Согласно Распоряжению Правительства РФ (*Об основных ...*, 2009), государственная политика России направлена на поощрение развития возобновляемых источников энергии и увеличения количества энергии в энергетическом балансе страны в следующие пропорциях: 1,5% в 2010 году, 2,5% в 2015 году, 4,5% в 2020 году. Не стоит говорить о том, что указанные показатели далеко не достигнуты: на настоящий момент, если не учитывать гидроэнергетику, доля ВИЭ по-прежнему не превышает 1%.

В настоящее время в России используются в основном высокотемпературные геотермальные воды вулканических регионов. Гидротермальные среднетемпературные и петротермальные ресурсы, составляющие около 99% энергии от общих ресурсов подземного тепла (*Гнатусь и Хуторской, 2010*), пока остаются неиспользованными.

Для низкотемпературных (низкоэнтальпийных) и среднетемпературных (среднеэнтальпийных) ресурсов в целом ряде стран реализована методика на основе циркуляционной схемы теплоотбора. При этом глубинные теплоэнергетические воды после отбора тепла закачиваются в тот же пласт (резервуар), из которого они добываются. Практика (геотермальная станция в г. Коломьер, Франция) показывает, что в течение 40 лет при корректном проектировании и эксплуатации такой схемы температура воды на устье добывающей скважины остается неизменной (*Lopez et al., 2010*).

В некоторых регионах России (в т.ч. Адыгея, Чечня) среднеэнтальпийные геотермальные воды также используются с 1970-ых годов для отопления помещений и сельскохозяйственных нужд. Но отработанные воды, как правило, сливаются на рельеф, что пагубно влияет на окружающую среду и может снижать со временем дебиты эксплуатируемых скважин. Хорошей альтернативой в данном случае является использование современных технологий циркуляционных схем с обратной закачкой отработанного флюида.

Высокий интерес к развитию гидротермальной энергетики проявляют органы государственного управления, предприятия коммунального хозяйства и тепличные комплексы Республики Адыгея, Краснодарского края, Калининградской, Московской и Томской областей, Чеченской республики. В некоторых случаях использование геотермальных ресурсов является наиболее естественным путем развития топливно-энергетического комплекса. Это касается, в первую очередь, удаленных районов с неразвитой энергетической инфраструктурой, таких, как Курильские острова (тепличное хозяйство, горнодобывающие предприятия и объекты Министерства обороны РФ), Северный Кавказ (ЖКХ, тепличное хозяйство, горные курорты).

В ряде регионов для определения перспектив геотермальной энергетики необходимо проведение относительно недорогих дополнительных исследований. Так, на Соловецких островах (Архангельская область), которые обеспечиваются электроэнергией от дизельной электростанции. Высшая школа энергетики, нефти и газа САФУ предлагает использование ветрогенераторов и солнечных панелей. При этом недостатки дизельной электростанции, построенной в 1911 г. понятны, солнечные панели не вполне актуальны для местного климата, а ветрогенераторы меняют ландшафт, что важно для туристической отрасли, и не вполне подходит для объекта ЮНЕСКО.

В то же время рядом ученых (*Шварцман, Болотов, 2008*) отмечается наличие геотермальной аномалии на архипелаге, в т.ч. – на Большом Соловецком острове. Гипотеза о наличии такой аномалии основывается на повышенной

температуре воды в ряде озер Б. Соловецкого острова, высокими значениями теплового потока в земной коре, и уникальными биоценозами, нехарактерными для атмосферного температурного режима в регионе.

Для подтверждения гипотезы необходимо провести системные исследования температурного режима и биологических особенностей естественных водоемов. Такие работы не требуют существенных затрат и могут быть проведены в течение одного календарного года силами, например, Северного Арктического федерального университета (САФУ).

В отношении петротермальной энергетики около 50 субъектов федерации одобрили проект «Развитие петротермальной энергетики в России», а также подписали обращение к президенту РФ о необходимости государственной поддержки и создания структуры для реализации проекта (*Гнатусь, 2012*).

Развитие геотермальной энергетики на средне- и высокоэнтальпийных ресурсах требует повышенного внимания государства. На настоящий момент окупаемость геотермальной станции составляет 7-10 лет, в зависимости от используемых технологий и геологических особенностей региона. При этом существуют риски, особенно – при проведении буровых работ, на которые не готовы идти инвесторы. За рубежом бурение геотермальных скважин страхуется Всемирным банком, однако практики использования такого страхования в РФ нет.

И, наконец, все существующие прогнозы предсказывают рост доли геотермальной энергетики в общем производстве энергии и рост ее экономической эффективности как в ближайшие годы, так и на период до 2050 г. Такая тенденция обосновывается ростом цен на традиционные энергоносители и перспективой истощения запасов углеводородов, по разным оценкам – к 2050-2100 г.г. В настоящий момент Российская Федерация не готова к такому развитию событий по следующим причинам:

- развитие геотермальной энергетики не стимулируется государством;

- нормативная база использования геотермальных ресурсов не соответствует современным технологиям их использования;
- практический опыт реализации геотермальных проектов с использованием современных технологий в РФ ограничен или отсутствует;
- подготовка кадров по направлению не производится;
- научно-техническое обеспечение геотермальной энергетики отстает от мирового уровня.

В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. N 1715-р) отмечается недостаточно активное развитие возобновляемой энергетики и использования местных видов топлива в региональных энергетических балансах, и в связи с этим фактом предусматривается:

- создание условий для расширения производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии
- рост значения возобновляемых источников энергии в обеспечении энергетических потребностей общества;
- формирование долгосрочной политики развития возобновляемых источников энергии, учитывающей структуру и тенденции изменения прогнозного топливно-энергетического баланса;
- ускоренное развитие использования возобновляемых источников энергии.

В частности, по направлению "Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива" декларируются следующие мероприятия:

- развитие технологий использования возобновляемых источников энергии, а также многофункциональных энергетических комплексов для автономного энергообеспечения потребителей в районах, не подключенных к сетям централизованного энергоснабжения;

- освоение эффективных технологий сетевого электро- и теплоснабжения на базе возобновляемых источников энергии;
- отработка технологий комбинированного использования возобновляемых источников энергии, а также технологий компенсации неравномерности выдачи мощности генерирующими объектами на основе энергии ветра и приливов;
- разработка и освоение технологий применения современных материалов при производстве оборудования и компонентов для генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии с целью снижения стоимости их строительства и повышения эффективности функционирования;
- расширение производства и использования новых видов топлива, получаемых из различных видов биомассы.

Однако, в «Энергетической стратегии...» в качестве ВИЭ упоминаются только энергия солнца, ветров, приливов, и использование биомассы для производства тепловой и электрической энергии.

В 2020 г. Постановлением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р утверждена новая «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.», но и там единственное упоминание геотермальной энергетики встречается в связи с задачами теплоснабжения по распространению лучших практик использования альтернативных источников тепла.

Слабая законодательная и нормативная база геотермальной энергетики – не единственное препятствие для ее развития в Российской Федерации. Поскольку отрасль является мультидисциплинарной, для нее требуется особая подготовка кадров с углубленным изучением ряда геологических и инженерных дисциплин. Исследование горных пород, их коллекторских свойств, моделирование месторождений теплоэнергетических вод относятся к сфере геологии и гидрогеологии, а вопросы, связанные с теплопереносом, изучаются

теплофизикой. Бурение геотермальных скважин и обустройство месторождений осуществляют специалисты по бурению. Обратная закачка отработанного геотермального теплоносителя в объёмах, кратно больших, чем при добыче нефти, требует специальных компетенций. Геотермальные воды имеют сложный химический и газовый состав, который в сочетании с высокими температурами обуславливает необходимость разработки специальных методов защиты от отложения солей и коррозии (Бутузов, 2018). На настоящий момент подготовка специалистов с соответствующими компетенциями не проводится.

В 2012 г. В ГГМ РАН при участии автора было проведено совещание на тему «Состояние и перспективы использования геотермальных ресурсов России» (Приложение 1). Решение совещания:

1. Департаменту государственной политики регулирования в области геологии и недропользования:

- обобщить высказанные предложения по использованию геотермальных ресурсов для целей теплоснабжения и производства электроэнергии;
- направить результаты обобщения в заинтересованные федеральные органы исполнительной власти (Минэнерго России, Минрегион России) и в субъекты Российской Федерации, территории которых перспективны с точки зрения использования геотермальных ресурсов;
- организовать в I квартале 2013 г. рассмотрение откликов федеральных органов исполнительной власти и субъектов федерации в Минприроды России;
- совместно с консорциумом по геотермальной энергии подготовить предложения по размещению и созданию технологических геотермальных полигонов.

2. Предложить РАН (Отделению) подготовку предложений по разработке программы государственной поддержки и стимуляции использования геотермальных ресурсов с привлечением соответствующих министерств и ведомств.

3. Развитие геотермальной энергетики Российской Федерации необходимо осуществлять с учетом зарубежной практики, с привлечением зарубежных компаний, обладающих опытом, технологиями оценки, разведки и разработки геотермальных систем в других регионах мира.

4. Минприроды России рекомендовать Сколковскому институту науки и технологий (Сколковотех) создать научно-образовательный центр по проблемам глубинных флюидов.

В обобщении предложений участников совещания указано:

«Развитие геотермальной энергетики является актуальным направлением обеспечения энергией целого ряда регионов РФ. Целевые характеристики развития геотермальной энергетики должны быть определены с учетом региональных геотермальных ресурсов, а также спроса на тепловую и электрическую энергию в регионах.

Развитие геотермальной энергетики на настоящем этапе требует:

1. разработки методики, и, с использованием этой методики - переоценки геотермальных ресурсов с учетом современных технологий их утилизации, в первую очередь – циркуляционных геотермальных систем. Необходимость такой переоценки вызвана тем фактом, что при использовании циркуляционной схемы фактически используется только глубинная тепловая энергия, а весь теплоноситель закачивается обратно в резервуар, т.е. подсчет запасов в единицах объема теряет смысл, и актуальной становится оценка ресурсов в единицах тепловой мощности;

2. создания геотермальных полигонов для решения методических и технологических проблем циркуляционного теплоотбора, в т.ч.:

а) оптимизация скорости потока в циркуляционной схеме и размещения скважин,

- б) оценка технического состояния разведочных скважин и возможности их использования для реализации циркуляционной схемы,
 - в) исследования приемистости продуктивных пластов, сложенных песчаниками,
 - г) разработка технологии стимуляции резервуара (гидроразрыв, химические методы),
 - д) увеличение производительности за счет оптимизации угла наклона скважины в продуктивном пласте,
 - е) определение параметров циркуляционной схемы, обеспечивающих симметрию добычи и нагнетания рабочего флюида,
 - ж) исследование влияния скорости потока на состояние резервуара и на состав воды,
 - з) исследования статических и динамических температуры и давления в продуктивном пласте;
3. успешной реализации пилотного проекта по созданию опытно-промышленной геотермальной станции.»

Результаты обобщения предложений были разосланы в заинтересованные федеральные органы исполнительной власти и в субъекты Российской Федерации, однако конструктивные отклики не были получены.

По существу, единственным выполненным пунктом из перечня предложений стала успешная реализация пилотного проекта по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод (2013-2015 г.г., см. глава 5). Здесь необходимо отметить, что Ханкальская опытно-промышленная станция может стать (а отчасти – уже является) первым в России геотермальным полигоном для решения методических и технологических проблем циркуляционного теплоотбора.

Отдельного внимания заслуживает вопрос переоценки ресурсов как геотермальных в целом, так и гидротермальных – в частности, и в первую очередь.

Выводы к главе 1.

Из анализа мирового опыта использования геотермальных ресурсов следует тот факт, что, при исключении из рассмотрения технологий, связанных с тепловыми насосами, в настоящий момент работают три основных типа геотермальных природно-техногенных систем, а именно:

- гидротермальные системы без обратной закачки;
- гидротермальные системы с обратной закачкой;
- петротермальные системы (EGS).

В Российской Федерации имеется опыт создания природно-техногенных систем 1-го и 2-го типов, системы 3-го типа используются за рубежом в экспериментальном и опытно-промышленном вариантах.

Состояние геотермальной энергетики в России отстает от мирового опыта в связи с доминированием других видов энергетики, в первую очередь - углеводородной энергетики, а также – в связи с несовершенством законодательной и нормативной базы в отношении возобновляемых источников энергии в целом, и особенно – в отношении геотермальной энергетики. Одним из серьезных последствий несовершенства законодательной базы в геотермальной энергетике является кадровая проблема, решение которой требует организации программ обучения, отвечающих современным требованиям отрасли.

С организационно-правовой точки зрения, для развития геотермальной энергетики в РФ на настоящем этапе необходимо:

1. Разработать концепцию развития геотермальной энергетики, возможно – в рамках «Энергетической стратегии России на период до 2035 года».

2. Скорректировать нормативно-законодательную базу геотермальной энергетики, в т.ч. – разработать нормативно-методическую базу оценки и использования геотермальных ресурсов с учетом современных технологий их использования.

3. Провести переоценку геотермальных ресурсов РФ на основе разработанной нормативно-законодательной базы.

4. На региональном уровне (с привлечением Федеральных целевых программ (*Федеральная...*, 1996, 2001; *Энергетическая...*, 2020) – создать сеть геотермальных полигонов для решения методических и технологических проблем циркуляционного теплоотбора.

5. Обеспечить организацию программ и системы подготовки кадров для геотермальной энергетики.

При этом с точки зрения научного обеспечения геотермальной энергетики очевидна необходимость:

- упорядочения классификации геотермальных ресурсов с учетом современного состояния технологий их использования;
- систематизации и оценки геоэкологических рисков, связанных с созданием и эксплуатацией объектов геотермальной энергетики;
- разработки методологии создания и эксплуатации природно-техногенных систем, обеспечивающей эффективный экологически чистый теплоотбор из недр Земли, и определяющей комплекс задач и методов их решения для всех стадий создания объектов геотермальной энергетики.

ГЛАВА 2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Классификация ресурсов является ключевым элементом в характеристике, оценке и использовании любых энергетических ресурсов, в том числе и геотермальной энергии, но на сегодняшний день она довольно неоднозначна и изменчива (*Черкасов и др., 2015*). Поскольку геотермальная энергетика - относительно молодая отрасль с быстро развивающимися технологиями, а геологические и геофизические характеристики геотермальных ресурсов весьма разнообразны, классификация изменяется со временем и варьирует от региона к региону.

Бесспорным является тот факт, что ресурсы земного тепла разделяются на гидротермальные и петротермальные (*Гнатусь и Хуторской, 2010*). Первые представлены жидкими и газообразными теплоносителями: подземными водами, паром и пароводяной смесью. Вторые представляют собой геотермальную энергию, содержащуюся в горячих горных породах, нагреваемых за счет глубинного кондуктивного теплового потока. При этом в обоих случаях подразумевается температура источника, заметно превышающая температуру окружающей среды, что обеспечивает возможность использования геотермальных ресурсов для получения тепловой или электрической энергии. Многие исследователи включают в категорию геотермальных низкопотенциальные ресурсы, которые можно использовать в энергетике только с применением тепловых насосов, однако технология тепловых насосов, во-первых, является энергосберегающей технологией, а не технологией производства энергии, а во-вторых – использует не только и не столько геотермальные, а и промышленные тепловые ресурсы, и, в принципе, любые объекты, отличающиеся по температуре от температуры окружающей среды.

Гидротермальные ресурсы представлены геотермальными (в российской классификации – теплоэнергетическими) природными подземными водами и пароводяными смесями, имеющими температуру 20°C и выше за счет тепла разогретых водовмещающих горных пород (*Яковлев, 1994*).

Теплоэнергетические воды относят к промышленным водам, и, кроме температурных классификаций, классифицируются так же, как и промышленные подземные воды, по многим параметрам – по минерализации, по общей жесткости, по кислотности, по газовому составу, по газонасыщенности. В последнее время в связи с расширением рынка использования геотермальных ресурсов в классификацию геотермальных ресурсов вносятся другие дополнения, удобные не только для научных исследований, но и для их практического использования (*Williams et al., 2011*). Тем не менее, сегодня классификация по температуре является наиболее распространенной как в России, так и во всем мире.

Одна из первых классификаций была разработана в Исландии 60 лет назад (*Bödvarsson, 1961*). После этого появился целый ряд классификаций, обусловленных развитием технологий и/или использованием определенных технологий в конкретных регионах (*Bödvarsson, 1970; Muffler & Cataldi, 1978; Hochstein, 1988; Bendritter & Cormy, 1990; Nicholson, 1993; Axelsson & Gunnlaugsson, 2000; Sanyal, 2005*). Высокотемпературными в первых классификациях считались системы, в которых на глубине 1 км температура достигала 150-200°C, при этом высокотемпературные поля связывались с активным вулканизмом, а низкотемпературные – с аномалиями температурного градиента и теплового потока в верхней части земной коры. В более поздних вариантах исчезали и добавлялись промежуточные категории, менялись температурные границы (рис. 5). Наиболее устойчивой среди промежуточных категорий классификации стала категория среднетемпературных систем, при этом существует тенденция выделения подтипов в пределах каждой категории (*Saemundsson et al., 2009*). Территории среднетемпературных систем занимают значительную часть земной суши, по разным оценкам – от 50 до 85% (*в т.ч. Tester, 2006; Алхасов, 2008; Holm et al., 2010; Geothermal Energy ..., 2012*).

	<i>Muffler and Cataldi (1978)</i>	<i>Hochstein (1988)</i>	<i>Bendritter and Cormy (1990)</i>	<i>Nicholson (1993)</i>	<i>Axelsson and Gunnlaugsson (1978)</i>	<i>Sanyal (2005)</i>
350						Весьма высокотемпературные
300		Высокотемпературные	Высокотемпературные		Высокотемпературные	Высокотемпературные
250	Высокотемпературные			Высокотемпературные	Высокотемпературные	
200		Среднетемпературные	Среднетемпературные			Среднетемпературные
150	Среднетемпературные		Среднетемпературные			Низкотемпературные
100		Низкотемпературные	Низкотемпературные	Низкотемпературные	Низкотемпературные	Весьма низкотемпературные
50	Низкотемпературные		Низкотемпературные			Не теплоэнергетические

Рис. 5. Классификации гидротермальных ресурсов

Сводная характеристика существующих классификаций геотермальных (гидро- и петротермальных) ресурсов приведена в таблице 1.

Термальные подземные воды в существующих классификациях присутствуют во всех трех температурных классах, и классифицируются еще и по химическому составу. С точки зрения химизма классификации термальных вод соответствуют классификациям обычных подземных вод.

Из рис. 5 и таблицы 1 очевидно, что температурные классификации геотермальных ресурсов противоречат друг другу в части диапазонов температур, определяющих отнесение ресурса к низко-, средне-, или высокотемпературному классу. Также из таблицы 1 понятно, что такие критерии, как источник тепловой энергии, геотермальный градиент, основная продукция и

области применения не дают основы для классификации, поскольку значения этих критериев совпадают для разных температурных диапазонов.

Таблица 1. Сводная характеристика классификаций геотермальных ресурсов

Класс ресурсов	Источники тепловой энергии	Теплоноситель в циркуляционной системе	Геотермальный градиент, °C/100м	Температура резервуара, °C	Наземное оборудование	Основная продукция	Основные области применения	Страны активного использования	Использование в РФ
Низкотемпературные	Водоносительные слои осадочных бассейнов и артезианских впадин	Теплоэнергетические воды	2-10	40-150	ТНО*	Горячая вода	Теплоснабжение и горячее водоснабжение (ЖКХ, тепличное хозяйство), бальнеология, и др.	Турция, Франция, Исландия, Италия	Северный Кавказ
					ТНО с системой Калины или органическим циклом Ренкина, турбина, генератор		Теплоснабжение и горячее водоснабжение (ЖКХ, тепличное хозяйство), производство электроэнергии	Германия, Исландия, Китай, США, Япония	Нет
Среднетемпературные	Водоносительные слои осадочных бассейнов и артезианских впадин	Теплоэнергетические воды и пароводяная смесь	>10	От 90-125 до 150-225	ТНО, турбина, генератор	Горячая вода, электроэнергия	Теплоснабжение и горячее водоснабжение (ЖКХ, тепличное хозяйство), производство электроэнергии	Исландия, Италия, , Мексика, Новая Зеландия, США, Филиппины	Камчатский край
Высокотемпературные									

* - теплообменное и насосное оборудование

** - опытно-промышленные установки (EGS)

В то же время возможность использования разных технологий получения тепловой или электрической энергии достаточно четко определяется температурой теплоносителя, и может служить критерием отнесения ресурса к низко-, средне-, или высокотемпературному классу.

Автором предлагается упрощенная генерализованная классификация геотермальных ресурсов на основе технологий их использования, содержащая три основных класса: ресурсы для прямого использования теплоэнергетических вод с целью получения тепловой энергии, пригодной для целей отопления; ресурсы, позволяющие использовать бинарные технологии (система Калины и органический цикл Ренкина) производства электроэнергии; и ресурсы,

обеспечивающие производство электроэнергии с использованием паровой турбины и электрогенератора (таблица 2).

Таблица 2. Классификация геотермальных ресурсов по способу использования

Использование	Вид ресурсов	Температура теплоносителя на поверхности, °С	Класс ресурсов
Прямое	Гидротермальные	50-95	Низкотемпературные
Бинарные технологии		95-150	Среднетемпературные
Производство электроэнергии	Гидро- и петротермальные	Более 150	Высокотемпературные

Такой подход к классификации обеспечивает определение возможных технологий использования имеющихся геотермальных ресурсов исходя из температурных характеристик теплоносителя. Некоторым недостатком классификации является привязка температурных характеристик к устью продуктивной скважины, а не собственно к естественному или искусственному резервуару, расположенному на глубине. Однако потери температуры при транспорте теплоносителя на поверхность, как правило, весьма незначительны, поэтому данным нюансом вполне можно пренебречь.

Выводы к главе 2.

Тот факт, что геотермальная энергетика является молодой и быстро развивающейся отраслью, обусловил создание множества классификаций геотермальных ресурсов. Предлагаемый автором принцип классификации по возможностям использования ресурсов в геотермальной энергетике с применением существующих устоявшихся технологий обеспечивает

определение технологий использования исходя из температурных характеристик теплоносителя.

Разработанная упрощенная генерализованная классификация энергетических геотермальных ресурсов на основе возможностей их использования при современном уровне развития технологий определяет три основных класса: ресурсы для прямого использования теплоэнергетических вод с целью получения тепловой энергии, пригодной для целей отопления (низкоэнтальпийные или низкотемпературные); ресурсы, позволяющие использовать бинарные технологии производства электроэнергии (среднеэнтальпийные или среднетемпературные); и ресурсы, обеспечивающие производство электроэнергии с использованием паровой турбины и электрогенератора (высокоэнтальпийные или высокотемпературные).

ГЛАВА 3. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Преимуществом геотермальных ресурсов по сравнению с традиционными источниками энергии является их неисчерпаемость и, для петротермальных ресурсов – повсеместная распространенность, а по сравнению с другими ВИЭ – независимость от климатических факторов. В настоящее время около 70% населения России обеспечивается теплом и электричеством за счет привозного топлива (*Дураева, 2004*), что является одним из стимулов для освоения местных возобновляемых энергетических ресурсов. В отличие от неравномерного распределения месторождений нефти, газа и каменного угля, геотермальные ресурсы имеются в любой точке Земли (*Унукович и др., 2012*), и могут использоваться в непосредственной близости от потребителя.

Другим подкупающим преимуществом использования геотермальных ресурсов является экологичность геотермальной энергетики. Возобновляемая энергетика в целом, и геотермальная - в частности, имеет серьезные природоохранные и социальные преимущества перед традиционными источниками энергии. Использование геотермальных ресурсов могло бы способствовать улучшению условий жизни, прекращению оттока населения из сельской местности, а также с северных и восточных территорий. Замена традиционных источников энергии на экологически чистые возобновляемые технологии также обеспечивает снижение нагрузки на окружающую среду и улучшение состояния здоровья и благополучия населения (*Дураева, 2004*).

С точки зрения геоэкологии любое производство энергии воздействует на окружающую среду (таблица 3). При производстве энергии используются три основные схемы: получение тепловой энергии (реакции окисления, ядерные реакции, нагревание теплоносителя за счет солнечного или геотермального тепла), преобразование тепловой энергии в электрическую с применением турбинного и генераторного оборудования, и прямое получение электрической

энергии (гидроэлектростанции и ветрогенераторы – посредством преобразования кинетической энергии в электрическую, солнечные панели – посредством фотоэлектрического преобразования энергии фотонов).

При этом возникающие геоэкологические аспекты связаны со следующими процессами:

- 1) получение энергетического сырья (добыча и переработка углеводородов и радиоактивного сырья, получение чистого водорода);
- 2) получение и преобразования энергии (химические и ядерные реакции, изменение физико-химических характеристик природных объектов и процессов, в т.ч. – водных потоков, ландшафта, массивов горных пород);
- 3) образование отходов производства энергии (например, продукты сжигания горючих материалов, в т.ч. – золошлаковые отходы и углекислый газ, отработанное оборудование, в т.ч. – солнечные панели).

Таблица 3. Геоэкологические аспекты энергетики (по источникам энергии)

Источник энергии		Горючие материалы			Атом	Солнце	Вода		Ветер	Геотермы	
		Водород	Углеводороды	Другие			Поток	Прилив		Теплоэнергетические воды	Тепло горных пород
Преобразование	1) в утилизируемое тепло	Реакции окисления			Ядерные реакции	Нагревание теплоносителя	-		-	Прямое использование	Прокачка теплоносителя через искусственный резервуар
	2) в электроэнергию	Паровая турбина и электрогенератор				Фотоэлектрическое преобразование	Кинетическая энергия потока, турбина, электрогенератор	Кинетическая энергия ветра, электрогенератор		Паровая турбина или турбина бинарной системы и электрогенератор	Паровая турбина и электрогенератор
Геоэкологические аспекты		Аспекты, связанные с производством водорода	Выделение CO ₂ и других продуктов горения, воздействие добычи углеводородов и угля на окружающую среду	Воздействие на окружающую среду добычи и обогащения радиоактивного сырья, и утилизации отходов, риски	Утилизация панелей	Изменение естественных потоков	Изменение ландшафта	-	Негативные последствия гидроразрыва		

Как видно из таблицы 3, только гидротермальная энергетика характеризуется отсутствием явного негативного воздействия на окружающую среду. Тем не менее, и в гидротермальной, и, в большей степени – в петротермальной энергетике существуют геоэкологические риски, которыми нельзя пренебрегать. Эти риски связаны:

- с возможным химическим загрязнением в результате разлива на поверхности подземных вод, часто – минерализованных,
- с техногенным изменением гидродинамического равновесия и, соответственно, поля напряжений как в резервуаре подземных вод, так и в массиве сухих горячих пород при прокачке через них теплоносителя,
- с понижением температуры подземных вод в результате обратной закачки охлажденного теплоносителя.

Минимизация перечисленных рисков осуществляется посредством мониторинга утечек теплоносителя, микросейсмической активности в районе эксплуатации петротермальных ресурсов, и прогнозированием негативных процессов методами математического моделирования. Воздействие минерализованных вод на оборудование ГЦС может регулироваться посредством ввода в ГЦС ингибиторов (*Ахмедов, 2013р*).

Минерализация подземных вод может вызывать процессы коррозии оборудования и осаждения минералов вследствие разгрузки воды, содержащей заметные концентрации микроэлементов (*Potapov et al., 2007a*). Примесные добавки геотермальных вод пагубно влияют на коррозионную устойчивость подводных труб и оборудования, приводя к их разрушению и к увеличению стоимости эксплуатации геотермального тепла (*Поваров и др., 2002, 2004; Bourcier et al., 2005; Lopez et al., 2010*), что зачастую делает любое дальнейшее использование горячей воды практически неосуществимым. В ряде случаев данный фактор требует обработки теплоносителя ингибиторами и/или использования фильтров.

Вопрос химического загрязнения территорий связан как с утилизацией отработанных теплоэнергетических вод, так и с их аварийными разливами. Практически полную гарантию отсутствия такого загрязнения дает реализация схемы теплоотбора с полной обратной закачкой отработанных вод. Такая схема представляет собой первичный контур геотермальной станции и предусматривает, как правило, создание «дублетной» циркуляционной системы, в которую входят водозаборная и нагнетательная скважины, насосное оборудование, обеспечивающее стабильный дебит системы и обратную закачку, и теплообменник, передающий тепло во вторичный (потребительский) контур.

На практике проблема решается по-разному. В большинстве европейских стран обратная закачка является обязательной для геотермальных проектов. Так, во Франции, где около 500 тысяч жителей Парижского региона обеспечены геотермальным отоплением, все (более 25) тепловые станции построены по «дублетной» схеме. Однако таких требований нет в законодательствах, например, Исландии и Китая. В Исландии в течение долгого времени считалось, что при низкой минерализации термальных вод и покрывающей их расход подпитка, обратная закачка не требуется (*Axelsson, 2012*). Работы по закачке начались в этой стране только в начале XXI века, и до сих пор значительная доля отработанных вод сливается в океан.

В Российской Федерации требования к обратной закачке отработанного флюида практически отсутствуют, причем нормативными документами допускается сброс отработанных вод на рельеф (*Правила..., 2003*), а критерии необходимости обратной закачки не определены. Более того, в Государственном стандарте РФ «Геотермальная энергетика» полностью отсутствует понятие обратной закачки (*ГОСТ..., 2016*).

Обратная закачка решает проблему химического загрязнения окружающей среды при работе геотермальных установок, но не проблему влияния минерализации на оборудование станций. Высокотемпературные минерализованные растворы вызывают коррозию скважинного, насосного, трубопроводного, и теплообменного оборудования, а низкотемпературные –

осаждение минералов на стенках оборудования. На рис. 6а показаны результаты коррозии устьевого оборудования на одной из старых скважин Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод, а на рис. 6б – состояние трубного оборудования в Адыгее (месторождение теплоэнергетических вод Майкопское) после 2-х лет эксплуатации при минерализации от 20 до 30 г/л.



а) Скважина №14Т
Ханкальского месторождения,
Чеченская Республика



б) Осаждение минералов на стенках трубопровода,
месторождение Майкопское, Республика Адыгея

Рис. 6. Влияние минерализации теплоэнергетических вод на оборудование геотермальной станции

Проблема минерализации решается вводом ингибиторов, замедляющих коррозию, на призабойную зону водозаборной скважины (*Tomarov et al., 2015*), и ингибиторов, препятствующих осаждению минералов – в циркуляционную систему после теплообменника (*Zotzmann, Regenspurg, 2015*).

При эксплуатации гидротермальных систем встречаются проблемы эмиссии сероводорода и углекислого газа при дегазации теплоносителя на поверхности (*Gunnarson, 2013*), однако эти проблемы полностью решаются при обеспечении герметичности наземного оборудования первичного контура ГЦС.

Также в мировой практике исследовались риски, связанные с присутствием радиоактивных газов в природных термальных водах (*Vengosh et al., 2009, Walczak et al., 2016*) и в теплоносителе петротермальных систем (*Battye, Ashman, 2009*), но на настоящий момент примеры сколько-нибудь опасного содержания радиоактивных элементов неизвестны.

Петротермальная энергетика, с точки зрения геоэкологии, характеризуется рисками, связанными с наведенной сейсмичностью при стимуляции искусственного резервуара в результате гидродинамического и температурного воздействия на поле напряжений в массиве пород (*Parisio et al., 2019*).

Так, петротермальный проект в Базеле, Швейцария, был закрыт после того, как при стимуляции резервуара на глубине около 5 км в период с декабря 2006 г. по март 2007 г. было зарегистрировано около 200 сейсмических колебаний с амплитудой от 0,7 до 3,4 балла, все – с эпицентрами в радиусе 1 км от забоя нагнетательной скважины (*Baisch et al., 2009*).

Работы по минимизации наведенной сейсмичности проводятся во всем мире, наиболее представительные результаты в этом направлении получены в рамках проекта по искусственным геотермальным системам в Сольце, Франция (*Soultz-sous-Forets*), где с 1988 по 2007 г.г. 15 раз проводилась стимуляция трех искусственных резервуаров (*Schill et al., 2017*). Также появляются успехи в изучении механизма наведенной сейсмичности с использованием математического моделирования (*Parisio et al., 2019*).

Сводная характеристика геоэкологических аспектов геотермальной энергетике приведена в таблице 4. Автором сознательно не обсуждается ряд рисков, упоминаемых в зарубежной литературе (*Bošnjaković et al., 2019*) по следующим причинам:

- явная незначительность рисков (возможные просадки поверхности, изменение температуры грунтов, загрязнение собственно термальных подземных вод),

- связанность рисков не с эксплуатацией геотермальных природно-техногенных систем, а с их созданием (риски, связанные с бурением скважин),
- вторичность рисков (угроза для живых организмов на поверхности и опасность загрязнения водоемов, обусловленные разливами геотермального флюида на поверхности).

Таблица 4. Степень геоэкологических рисков эксплуатации природно-техногенных систем геотермальной энергетики.

Ресурсы Риски	Гидротермальные		Петротер- мальные	Способы минимизации рисков
	Без обратной закачки	С обратной закачкой		
Химическое загрязнение на поверхности	высокая	низкая	низкая	Теплоотбор с полной обратной закачкой теплоносителя, мониторинг исправности оборудования
Коррозия оборудования и осаждение минералов	средняя	средняя	низкая	Ввод ингибиторов, замедляющих коррозию и осаждение минералов
Выбросы CO ₂	средняя	низкая	низкая	Герметичность первичного контура при полной обратной закачке теплоносителя
Загрязнение радиоактивными газами	низкая	низкая	низкая	-
Истощение резервуара или понижение температуры теплоносителя	средняя	низкая	низкая	Математическое моделирование изменения свойств резервуара и оптимизация режима работы циркуляционной системы
Наведенная сейсмичность	низкая	низкая	высокая	Мониторинг наведенной сейсмической активности и оптимизация режима работы ЦС

Из таблицы 4 видно, что гидротермальные природно-техногенные системы без обратной закачки характеризуются более высокой степенью геозкологических рисков по сравнению с гидротермальными системами с обратной закачкой и с петротермальными системами. При этом риски гидротермальных систем с обратной закачкой являются управляемыми в отличие от рисков химического загрязнения поверхности для систем без обратной закачки и рисков наведенной сейсмичности для петротермальных систем.

Выводы к главе 3

По геозкологическим характеристикам геотермальные ресурсы являются наиболее экологически чистым и практически неиссякаемым источником энергии, не зависящим от климатических факторов.

Основные геозкологические риски для гидротермальных природно-технических систем связаны с минерализацией теплоэнергетических вод, как с точки зрения загрязнения окружающей среды при разливе на поверхности, так и с точки зрения воздействия на оборудование геотермальной станции. При этом загрязнение практически исключается в случае обратной закачки отработанного флюида, а воздействие на оборудование может уменьшаться с помощью ингибиторов, нейтрализующих активные компоненты флюида.

Для петротермальной энергетики основным геозкологическим риском является возникновение наведенной сейсмичности при стимуляции и эксплуатации искусственного резервуара. На настоящий момент этот риск минимизируется только путем сложного математического моделирования и мониторингом сейсмичности в процессе создания и эксплуатации резервуара.

Таким образом, *анализ актуализированной классификации геотермальных ресурсов определяет преимущества гидротермальных природно-техногенных систем перед петротермальными при современном уровне развития технологий бурения и теплоотбора. Месторождения*

теплоэнергетических вод при полной обратной закачке отработанного флюида являются наиболее экологически чистым возобновляемым источником энергии, не зависящим от погодных условий, при этом основными рисками, характерными для гидротермальных природно-техногенных систем являются:

- *химическое загрязнение на поверхности;*
- *коррозия оборудования и осаждение минералов.*

ГЛАВА 4. МЕТОДОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ТЕПЛООТБОРА

В отличие от бальнеологии, которая может использовать термальные воды непосредственно из источников на земной поверхности, объекты геотермальной энергетики требуют значительного стабильного дебита теплоносителя. Такой дебит может быть обеспечен только скважинным водозабором из подземного резервуара. Подземный естественный резервуар, или массив горных пород, в котором создается искусственный резервуар, парк водозаборных (продуктивных) и нагнетательных скважин, насосное и теплообменное оборудование в комплексе представляют собой сложную геотермальную природно-техногенную систему, обеспечивающую теплоотбор из недр Земли (рис. 7). При этом природная и техногенная подсистемы взаимодействуют между собой, и это взаимодействие выражается в перераспределении физического вещества (теплоносителя, содержащего различные примеси), давлений и температур в системе.



Рис. 7. Геотермальная природно-техногенная система

Как правило, природно-техногенные системы рассматриваются с точки зрения уже произошедшего негативного антропогенного воздействия на природную подсистему. Предлагаемый подход к созданию систем теплоотбора рассматривается на примере объектов гидротермальной энергетики, т.е. для случая, когда природная подсистема представлена естественным резервуаром теплоэнергетических вод, и заключается в обеспечении оптимального взаимодействия природной и техногенной подсистем ЦС на ранних стадиях создания гидротермальных природно-техногенных систем, в основном – на предпроектной стадии. Методология работ основана на анализе влияния параметров природной подсистемы на концептуальные и технические решения ЦС в целом.

4.1. Общая характеристика гидротермальных циркуляционных систем теплоотбора

Глубина водозаборных скважин на месторождениях теплоэнергетических вод изменяется от 400 м на Камчатке (*Бутузов, 2020*) до 2800 м в Исландии (*Elders, Fridleifsson, 2005*), чаще находится в пределах 1400-2300 м. Гидротермальная циркуляционная система (ЦС) представляет собой наиболее применяемый в мире и экологически чистый способ теплоотбора из подземного резервуара теплоэнергетических вод, практически исключая проблемы гидродинамической деградации резервуара и химического загрязнения поверхности, связанного с разливом минерализованных теплоэнергетических вод. Традиционно такая система состоит из вскрывающих резервуар водозаборной и нагнетательной скважин, оснащенных насосами и теплообменником, который обеспечивает теплоотбор во вторичный (потребительский) контур. Устья скважин на поверхности располагаются на минимально допустимом расстоянии друг от друга (обычно 10-20 м), а забои в резервуаре разносятся на 400-1500 м, что исключает влияние охлажденного закачиваемого флюида на водозабор. В общем случае количество водозаборных и нагнетательных скважин может быть разным. Так, на Ханкальском

месторождении теплоэнергетических вод (Чеченская Республика) в период 1981-1990 г.г. производилась обратная закачка флюида через сеть из 4-х нагнетательных скважин (*Аветисьянц, Крылов, 1983, Алхасов, 2016, Бутузов, 2018*). В данной работе рассматривается наиболее традиционный вариант ЦС на одной продуктивной и одной нагнетательной скважине.

Основными параметрами природной подсистемы гидротермальной природно-техногенной системы являются:

- Глубина локализации и мощность природного резервуара теплоэнергетических вод;
- Гидродинамические, гидростатические и емкостно-фильтрационные характеристики резервуара, в т.ч. коэффициент пористости, коэффициент фильтрации, коэффициент пьезопроводности, проницаемость, водообильность;
- Температура и минерализация теплоэнергетических вод.

Эти параметры непосредственно определяют такие характеристики техногенной подсистемы, как локализация точек водозабора и нагнетания (забой продуктивной и нагнетательной скважины, соответственно), необходимость принятия специальных мер для обработки теплоэнергетических вод, и оптимальные параметры режима работы ЦС, в частности – допустимый дебит циркуляционной системы и оптимальный съём температуры с теплоносителя в теплообменнике, – показатели, характеризующие уже природно-техногенную систему в целом. При этом данные показатели должны, с одной стороны, обеспечивать минимизацию геоэкологических рисков при эксплуатации системы, а с другой – соответствовать требованиям потребителя. В случае совместимости этих требований все вышеперечисленное определяет параметры технического задания на проектирование объекта геотермальной энергетики, включая характеристики насосного и теплообменного оборудования.

4.2. Методология создания гидротермальных природно-техногенных систем

В целом последовательность действий по созданию гидротермальных природно-техногенных систем включает в себя разработку концепции объекта геотермальной энергетики, включая проведение предпроектных исследований, проектирование, строительство, ввод объекта в эксплуатацию, и собственно эксплуатацию геотермальной станции.

Концептуальное решение зависит, с одной стороны, от характеристик природной подсистемы (резервуар теплоэнергетических вод и собственно термальные воды), с другой – от предполагаемых способов и объемов использования получаемой энергии. Следовательно, и предпроектные исследования проводятся как в области изучения свойств резервуара и теплоносителя, так и в области маркетинга.

Методы получения информации о характеристиках природной подсистемы и значение этих характеристик для проектирования ЦС сведены в таблице 5.

Таблица 5. Характеристики природной гидротермальной подсистемы и их значение для проектирования ЦС.

	Характеристика (параметр)	Источник информации	Пункты технического задания на проектирование
1	Глубина залегания, мощность, и геологическое строение резервуара теплоэнергетических вод	Геотермический градиент, геофизические данные, данные бурения и скважинных исследований	Глубина расположения забоев скважин
2	Пластовое давление в резервуаре	Измерения глубинным манометром, или расчет по статическому уровню	Определение требований к насосному оборудованию
3	Статический и динамический уровень теплоэнергетических вод	Статический уровень - определение уровня воды в скважине, динамический уровень определяется в ходе опытной откачки после бурения скважины	Определение заглубления насоса в продуктивной скважине

4	Гидродинамические и емкостно-фильтрационные характеристики резервуара	Маркерные исследования в резервуаре, лабораторные исследования пород, слагающих резервуар, экспериментальная откачка и закачка подземных вод	Расстояние между забоями нагнетательной и продуктивной скважин в резервуаре Проектный режим работы ЦС
5	Температура теплоносителя	Скважинная термометрия	Определение способа использования энергии теплоносителя и параметров теплообменного оборудования
6	Химический состав теплоносителя	Гидрогеохимические исследования	Определение необходимости принятия специальных мер для предотвращения коррозии оборудования и осаждения минералов и целесообразности извлечения полезных компонентов из теплоэнергетических вод

Проектная глубина скважин определяется, в первую очередь, геотермическим градиентом, значение которого для конкретной территории позволяет оценить глубину возможного расположения резервуара с требуемой температурой теплоэнергетических вод. Как глубина залегания, так и геологическое строение резервуара определяет расположение забоев скважин и влияет, в первую очередь, на стоимость буровых работ.

На рис. 8 показаны доли затрат на бурение, стимуляцию резервуара, оборудование и обслуживание тепловой геотермальной станции в зависимости от геотермического градиента (*Ледру, 2007, частное сообщение*).

Абсолютная стоимость бурения сильно варьирует в зависимости от геологического строения территории и региональных рыночных условий. Для ориентировки в качестве примера можно привести коммерческое предложение ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова на серийное строительство гидротермальных тепловых станций, которое было сформировано по результатам выполнения «Комплексного проекта по созданию опытно-

промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли» (2013-2015 г.г.):

- Стоимость строительства серийного варианта «под ключ» мощностью не менее 9 МВт – около 150 млн рублей;
- Исполнение серийного варианта: 2 скважины (глубиной до 1000 метров, диаметр не менее 245 мм), тепловой пункт;
- Соотношение затрат при строительстве: 110 млн. – буровые работы, 40 млн. – изыскания и проектная документация, оформление лицензий на недра, оборудование теплового пункта, строительные и пусконаладочные работы;
- Сроки строительства: 6-8 месяцев;
- Потенциальные объекты потребители: ЖКХ, тепличные комплексы.

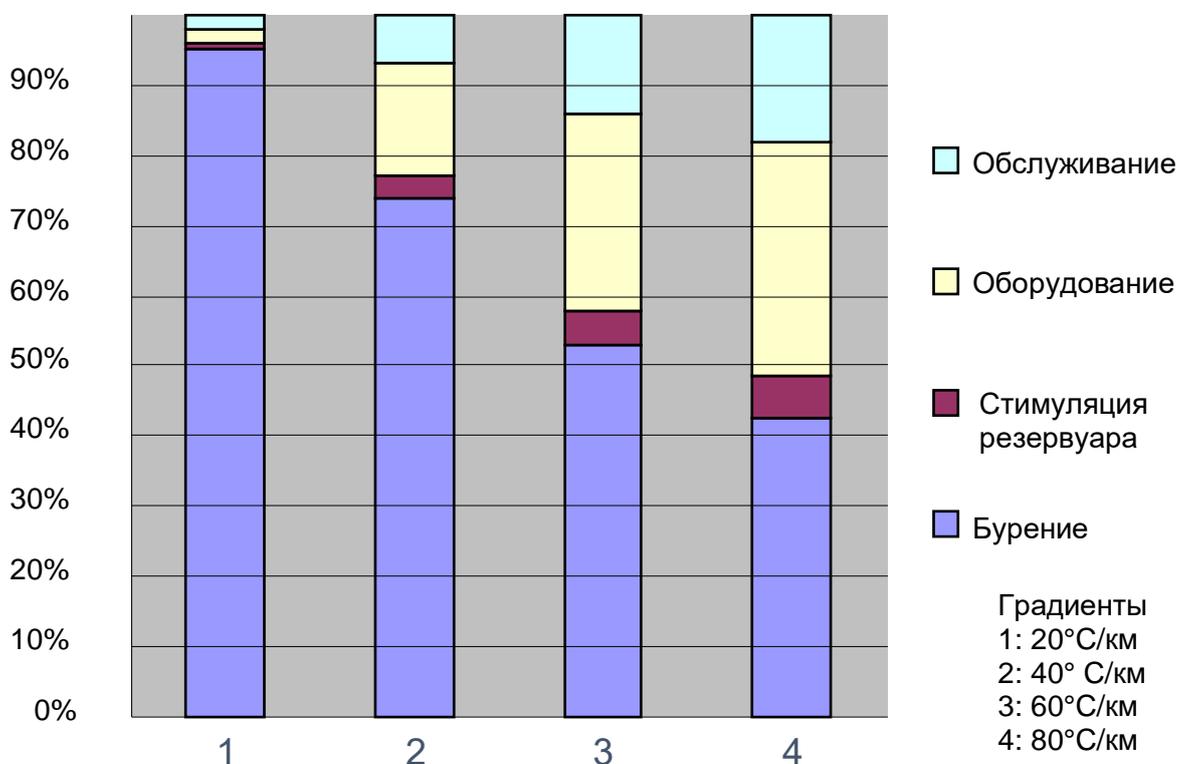


Рис. 8. Распределение затрат на создание геотермальной тепловой станции в зависимости от геотермического градиента

Здесь следует отметить, что предложение сформировано на основе опыта создания геотермальной станции на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод, где геотермический градиент превышает 80°C , а на отдельных участках достигает 130°C на 1000 м.

Геотермический градиент может настолько сильно варьировать в пределах небольшого участка в связи с геологическим строением территории, и, в частности, резервуара, поэтому во многих случаях после выбора участка необходим анализ его геологического строения на основе создания трехмерной модели резервуара. Трехмерная модель создается для последующего определения положения продуктивных и нагнетательных скважин.

На определение расстояния между забоями продуктивной и нагнетательной скважин дублета влияет естественное перемещение флюида в резервуаре и емкостно-фильтрационные характеристики резервуара. Принцип определения расстояния между забоями основан на обеспечении продолжительности функционирования ЦС. Поскольку при полной обратной закачке флюида в резервуар в подавляющем большинстве случаев обеспечивается поддержание водообильности резервуара на постоянном уровне, продолжительность функционирования зависит от температурной деградации резервуара в результате закачки охлажденного флюида и его транспорта от забоя нагнетательной к забою продуктивной скважины. Прогноз изменения температуры теплоносителя в резервуаре осуществляется методами математического моделирования с использованием специализированного программного обеспечения (*Goblet, 1980, Ваганова и др., 2014, Фархутдинов и др., 2015, Фархутдинов и др., 2016, Farkhutdinov et al., 2016, Фархутдинов и др., 2019*).

Требования к насосному оборудованию определяются величиной проектного дебита ЦС для насоса в продуктивной скважине, и необходимостью обеспечения обратной закачки – для нагнетательного насоса. При этом

необходимо учитывать тот факт, что, как правило, при стимуляции резервуара для обеспечения обратной закачки в нагнетательной скважине необходимо создать давление, превышающее пластовое, а также, в некоторых случаях – обеспечивающее гидроразрыв пород резервуара.

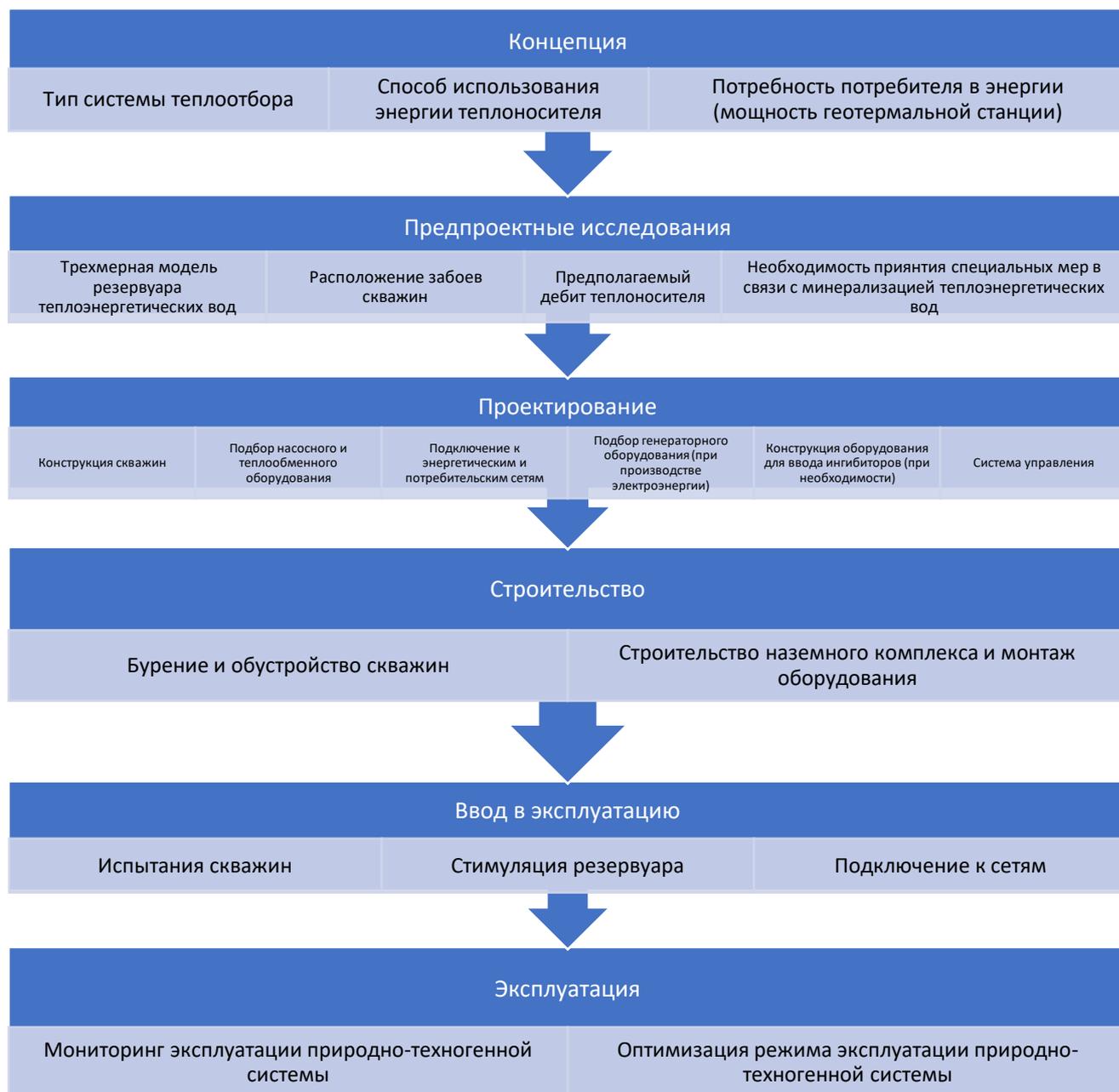


Рис. 9. Стадийность создания объекта гидротермальной энергетики

В данном разделе рассматриваются методы и способы создания гидротермальных природно-техногенных систем на стадиях разработки концепции, предпроектных исследований, ввода в эксплуатацию, и собственно эксплуатации объекта гидротермальной энергетики. На стадиях проектирования

и строительства объекта решаются инженерные задачи, и вопросы, связанные с этими стадиями, выходят за рамки данной работы.

Блок-схема, демонстрирующая стадийность и последовательность действий по созданию объектов гидротермальной энергетики приведена на рис. 9.

Для реализации этой последовательности при создании концепции объекта гидротермальной энергетики и на стадии предпроектных исследований необходимо изучение характеристик природной подсистемы.

4.2.1. Исследование характеристик природной гидротермальной подсистемы

Поскольку определяющими факторами для концептуального решения по объекту геотермальной энергетики являются геотермальный градиент и наличие резервуара теплоэнергетических вод (другими словами – температура теплоносителя и глубина залегания резервуара) (*Черкасов, Фархутдинов, 2017*), для формирования концепции достаточно региональных исходных данных, таких, как комплекты Государственных геологических карт масштабов 1:1000000 и 1:200000 с пояснительными записками. Температура теплоносителя определяет возможные способы использования тепловой энергии (согласно генерализованной классификации, см. Глава 2, табл. 2), а глубина залегания резервуара – ориентировочные затраты на бурение, что вместе с оценкой потребности в электрической и/или тепловой энергии в регионе позволяет оценить экономическую целесообразность создания объекта гидротермальной энергетики. Здесь следует отметить, что фактор спроса на энергию может являться определяющим. Например, при отсутствии инфраструктуры для удаленных обособленных объектов военного назначения, или для горных курортов даже высокие, но единоразовые затраты на буровые работы, могут оказаться более эффективными, чем перманентные расходы на транспортировку энергоносителей.

При положительном решении о создании объекта геотермальной энергетики с определенными характеристиками залогом успеха создания природно-техногенной гидротермальной системы является корректное проведение предпроектных исследований, результатом которых должно быть техническое задание на проектирование скважин и наземного комплекса объекта гидротермальной энергетики. Такие исследования проводятся уже на конкретном месторождении теплоэнергетических вод, и исходные данные для них включают уточненную глубину залегания, мощность, и геологическое строение резервуара теплоэнергетических вод, пластовое давление в резервуаре, статический и динамический уровень теплоэнергетических вод, гидродинамические характеристики резервуара, температуру и химический состав теплоносителя. Эти данные получаются в процессе геологического картирования, поисково-разведочных (как непосредственно на теплоэнергетические воды, так и на углеводородное сырье) и тематических работ.

Для определенного месторождения теплоэнергетических вод предпроектные исследования природной подсистемы гидротермальной ПТС проводятся в следующей последовательности:

- Сбор имеющейся фондовой и литературной информации;
- Организация собранной информации в единую базу данных;
- Разработка ГИС-проекта для анализа пространственной информации;
- Построение трехмерной модели резервуара;
- Анализ химического состава теплоносителя;
- Математическое моделирование деградации резервуара при эксплуатации ПТС.

Исходная информация в общем случае может быть текстовой (геологические отчеты, научные публикации) и графической (географические и геологические карты, геологические разрезы и колонки, геофизические карты,

разрезы и графики, диаграммы, фотоматериалы). В качестве частного случая текстовой информации может рассматриваться информация, организованная в виде таблиц. Исходная информация может существовать и в виде баз данных, однако по геотермальной тематике базы данных практически не создавались.

Целью создания базы данных является организация информации, обеспечивающая оперативный доступ к первичным данным по различным запросам. При этом первичная текстовая информация в растровых форматах может быть организована в базе данных без распознавания текста посредством присвоения ключевых слов страницам с отдельными разделами текста (Черненко, Черкасов, 2010). Также ключевые слова могут присваиваться и графическим файлам, однако необходимый для построения трехмерной модели набор графических данных должен быть векторизован.

До создания трехмерной модели существующие в двумерном варианте графические данные должны быть обработаны и пространственно привязаны, для чего могут использоваться, соответственно, различные растровые графические редакторы (Adobe Photoshop, Krita, Paint и др.) и геоинформационные системы (ArcGIS, ГИС Интегро, и т.п.). Географическая привязка, как правило, осложняется тем, что в разные годы разные исследователи использовали различные системы координат и разные пространственные проекции. Для приведения растровых образов к единой проекции наиболее удобно программное обеспечение ГИС Интегро, разработанное во ВНИИГеосистем. Конечным продуктом обработки и трансформации графических данных перед построением трехмерной модели является геоинформационная система, объединяющая в единой проекции и в единой системе координат точечные, линейные, полигональные, и растровые данные.

В рамках подготовки построения трехмерной модели также целесообразно строить интерпретационные разрезы по имеющимся разведочным скважинам, что позволяет уменьшить ошибки интерполяции.

Сама трехмерная модель строится с использованием специализированного программного обеспечения для построения трехмерных геологических моделей. Такой функционал, как правило, имеется в составе программных комплексов для нефтегазовой промышленности. Наиболее известные и используемые зарубежные пакеты - Schlumberger, Landmark, Roxar, tNavigator, Paradigm, Geophysical, SMT, среди отечественных разработок – группа пакетов DV (АО «ЦГЭ») (Ларин, 2010). Общим недостатком этих пакетов для решения задачи построения трехмерной модели месторождения теплоэнергетических вод является гораздо более широкий, чем требуется, функционал, поскольку пакеты для нефтегазовой промышленности, кроме собственно геологического моделирования, обеспечивают интерпретацию сейсморазведочных данных, данных каротажа, подсчет запасов, и т.д. Британская геологическая служба (BGS) для построения трехмерных геологических моделей использовала такие пакеты, как Earth Vision (Dynamic Graphics, Inc., США), GoCAD (Консорциум GoCAD, США), GSI3D (Геологическая служба Нижней Саксонии, Германия, Британская геологическая служба), Vulcan (МАРТЕК, Австралия), но работы BGS в этом направлении относятся к мелкомасштабному геологическому картированию. Программные пакеты для моделирования рудных месторождений (например, Micromine, DataMine) также обеспечивают возможность трехмерного моделирования, но нацелены на подсчет запасов рудных месторождений, и не являются оптимальными для моделирования осадочных бассейнов и резервуаров. Одним из немногих программных пакетов, которые использовались для трехмерного геологического моделирования геотермального резервуара является пакет 3D GeoModeller (Intrepid Geophysics, Австралия). Особенность данного пакета заключается в том, что он изначально разрабатывался Французской геологической службой (BRGM) в рамках проекта «Виртуальная Земля» («Terre Virtuelle») для решения геологических задач. Отсюда в самом программном обеспечении заложены основы геологической логики (взаимоотношения разновозрастных объектов, разрывных нарушений, основные принципы интерполяции данных, и др.), а также возможность построения объемных объектов. С использованием 3D GeoModeller в BRGM создан ряд конкретных моделей,

причем одной из наиболее интересных является трехмерная модель Парижского бассейна, построенная по более чем 1500 гидрогеологическим скважинам (*Горелов, Черкасов, 2007*).

В принципе, любой из вышеперечисленных пакетов можно использовать, с той или иной степенью неудобства, для моделирования месторождения теплоэнергетических вод, и, поскольку практически все пакеты стоят достаточно дорого, выбор программного обеспечения будет определяться, в первую очередь, его доступностью, а не функционалом.

Следующим шагом является прогноз температурной деградации и истощения резервуара. В общем случае при отсутствии обратной закачки температурной деградации не происходит, и может изменяться только пластовое давление в точке водозабора (рис. 10а). Для дублетной ЦС с полной обратной закачкой теплоносителя изменение температуры на водозаборе может быть существенным (рис. 10б). Поэтому по построенной трехмерной модели резервуара теплоэнергетических вод определяется только оптимальная глубина расположения точек водозабора и нагнетания (забои продуктивной и нагнетательной скважин, соответственно), а для определения минимально допустимого расстояния между этими точками по латерали необходимо оценить скорость температурной деградации резервуара в результате нагнетания в резервуар охлажденного теплоносителя. Такая оценка производится методами математического моделирования. Существуют специализированные программные пакеты, например, *Metis* (*Goblet, 1980*). Ряд компаний геотермальной энергетики, такие, как CFG (Франция) или *GeoThermix* (США) используют собственное программное обеспечение (*Thiéry, 2010, O'Sullivan et al., 2000*). Допустимо и аналитическое решение задачи (*Алишаев, 2019, Gringarten et Sauty, 1975*).

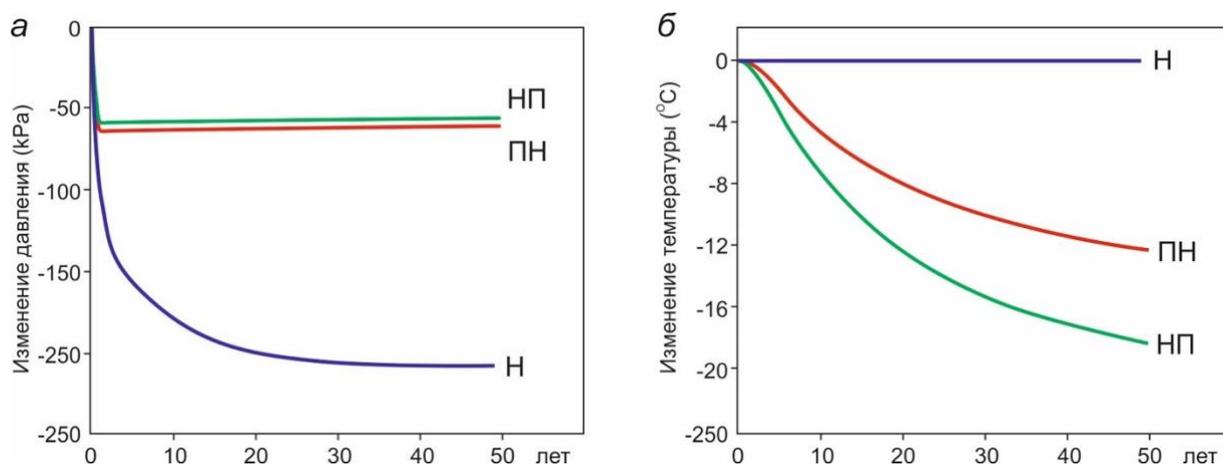


Рис. 10. Изменение давления (а) и температуры (б) на забое продуктивной скважины в течение 50 лет эксплуатации резервуара без обратной закачки (П), для дублета с расположением нагнетательной скважины выше (НП) и ниже (ПН) продуктивной по течению естественного потока (по *Kong et al., 2017, с изменениями*)

Здесь необходимо отметить тот факт, что оптимальное расстояние между забоями скважин является функцией не только изменения температуры, но и финансовых потерь, связанных с этим изменением (*Kong et al., 2017*). Поэтому результаты математического моделирования температурной деградации резервуара необходимо рассматривать с точки зрения минимально допустимой для потребителя температуры теплоносителя на устье продуктивной скважины, а оптимизация расстояния между забоями должна учитывать такие экономические факторы как увеличение расходов на буровые работы при увеличении расстояния, и недополученный доход при снижении температуры.

Дополнительным важным фактором, влияющим на расположение забоев скважин является гидродинамика резервуара, а именно – скорость и направление естественного потока теплоэнергетических вод. При расположении забоя нагнетательной скважины выше забоя продуктивной по естественному течению снижение температуры на забое продуктивной скважины происходит в полтора раза быстрее, поэтому при проектировании необходимо располагать водозабор по потоку выше точки нагнетания.

Результатом анализа трехмерной модели резервуара и прогноза его температурной деградации является пункт технического задания, определяющий положение забоев продуктивной и нагнетательной скважин в резервуаре.

Технические требования к насосному оборудованию зависят от планируемого дебита ЦС для насоса в продуктивной скважине, и от пластового давления в резервуаре – для нагнетательного насоса, располагаемого, как правило, на поверхности между теплообменником и нагнетательной скважиной. Производительность обоих насосов должна обеспечивать планируемый дебит ЦС. Заглубление насоса в продуктивной скважине определяется в соответствии с техническими характеристиками насоса при наличии данных о динамическом уровне теплоэнергетических вод для откачки с планируемым дебитом. В случае отсутствия данных о динамическом уровне оптимальное заглубление насоса определяется позже, на стадии строительства, при проведении опытной откачки.

Другим важным параметром является давление, создаваемое нагнетательным насосом. Давление, необходимое для обратной закачки P_n , в общем случае, должно превышать пластовое давление $P_{пл}$ на забое нагнетательной скважины с учетом давления столба закачиваемого флюида в скважине (ρgh , где ρ - плотность флюида, g – ускорение свободного падения, и h – глубина до зоны перфорации скважины), т.е.: $P_n > P_{пл} - \rho gh$. Однако при инициации закачки в призабойной зоне могут находиться остатки бурового раствора, препятствующие нагнетанию. Также в случае заиливания пород призабойной зоны в процессе эксплуатации ЦС может потребоваться проведение гидроразрыва, поэтому нагнетательный насос должен обеспечивать не только «передавливание» пластового давления, но и гидроразрыв. Для расчета давления гидроразрыва $P_{грп}$ существуют как элементарные эмпирические формулы, так и специализированное программное обеспечение (например, ГПП MLFRAC – НПО «Союзнефтегазсервис»). Как правило, насос, создающий давление в 3-4 раза выше пластового, решает и проблему гидроразрыва, но такие насосы потребляют много (сотни килоВатт) электрической мощности, и при постоянной эксплуатации могут

серьезно влиять на эффективность геотермальной станции. Решением проблемы может быть мощный насос с вариатором, обеспечивающим снижение потребления электроэнергии при снижении давления.

Подбор теплообменного оборудования осуществляется исходя из планируемого дебита ЦС и требуемой разницы температур в первичном и потребительском контурах гидротермальной станции. Процесс подбора в настоящее время предельно упрощен, поскольку на рынке имеются пластинчатые наборные теплообменники.

Последний шаг предпроектных исследований – анализ химического состава теплоэнергетических вод с точки зрения возможного влияния на техногенную подсистему гидротермальной ПТС. От химического состава зависит степень опасности химического загрязнения на поверхности при утечках теплоносителя и срок службы работы скважинного, насосного, трубопроводного и теплообменного оборудования гидротермальной станции.

При анализе химического состава необходимо прежде всего учитывать коррозионную агрессивность примесей при исходной температуре теплоносителя (чаще всего - H_2S , CO_2 , NH_4) и возможность их осаждения на стенках оборудования (карбонат кальция, аморфный кремнезем, и др.) после охлаждения в теплообменнике.

Основными катализаторами коррозионных процессов являются кислотность флюида и его температура. При $\text{pH} < 4,3$ скорость коррозии резко возрастает, поэтому для кислых флюидов абсолютно необходимо предусматривать ингибирование компонентами с щелочными свойствами. Однако уменьшение кислотности стимулирует процессы осадкообразования на стенках оборудования, и, поскольку вторым основным фактором, влияющим на коррозию и осадкообразование является температура, различающаяся для восходящего и нисходящего потоков (осадкообразование более характерно в нисходящем охлажденном потоке), в общем случае на забой нагнетательной

скважины закачиваются ингибиторы, понижающие кислотность и нейтрализующие агрессивные компоненты, а после прохождения флюидом теплообменника – повышающие кислотность и способствующие растворению осаждающихся соединений.

Еще одной опасностью как для оборудования ЦС, так и с точки зрения возможного заиливания призабойной зоны нагнетательной скважины является наличие в теплоносителе нерастворимых примесей. В этом случае необходимо предусматривать фильтрацию флюида.

Наличие примесей в теплоносителе может иметь не только негативный эффект. Иногда теплоэнергетические воды содержат редкие металлы и другие полезные компоненты в содержаниях, делающих их извлечение экономически целесообразным (*Сердан, 2008, Иванова, Потапов, 2017*).

Таким образом, гидрохимические исследования теплоэнергетических вод должны включать изучение кислотности, содержания коррозионно-агрессивных и легко осаждающихся соединений, потенциально полезных компонентов, и твердой фазы. По результатам этих исследований определяется необходимость ввода ингибиторов, фильтрации теплоносителя, и целесообразность извлечения ценных химических соединений. Соответствующие пункты также включаются в техническое задание на проектирование.

Особое значение для последующей эксплуатации гидротермальной станции имеет проектный режим эксплуатации, который, с одной стороны, должен удовлетворять запросы потребителя, но с другой – обеспечивать длительную работоспособность гидротермальной природно-техногенной системы. Также конструктив станции, особенно – тепловой, должен учитывать сезонные изменения спроса на энергию, соответственно необходимо предусматривать как минимум два проектных режима: «летний» и «зимний». Для «летнего» режима возможно использование эффекта остаточного дебита (см. Глава 6).

4.2.2. Некоторые особенности эксплуатации гидротермальных природно-техногенных систем

При эксплуатации гидротермальных природно-техногенных систем необходимо контролировать, с одной стороны, возможность возникновения опасных процессов (утечки теплоносителя, коррозия и осадкообразование на стенках оборудования, технические неисправности оборудования, сейсмичность), с другой – изменения характеристик природно-техногенной системы в ходе ее эксплуатации. Частично обеспечение такого контроля также должно быть предусмотрено в техническом задании на проектирование объекта гидротермальной энергетики.

Основными параметрами, которые необходимо регистрировать в процессе эксплуатации гидротермальной ПТС являются: значения расходов, давлений и температур в трубопроводах, перед теплообменниками, и после них. Изменение этих параметров свидетельствует о изменениях ПТС в ходе эксплуатации системы, и, в ряде случаев, может вызывать необходимость проведения профилактических работ, замены компонентов оборудования, или изменения режима работы станции.

Возможность изменения режима работы ПТС должна обеспечиваться насосами с вариаторами. Поскольку в Российской Федерации практически отсутствуют объекты геотермальной энергетики, на которых можно было бы проводить дополнительные исследования по бинарным технологиям получения электроэнергии, извлечению полезных компонентов, исследованию эффекта остаточного дебита, и т.д., желательно в техническом задании на проектирование предусматривать в первичном контуре гидротермальной станции отводы, обеспечивающие параллельное подключение дополнительного экспериментального оборудования.

При компактном исполнении объекта гидротермальной энергетики мониторинг возможных утечек теплоносителя может осуществляться визуально, однако в случае сложной системы скважин и трубопроводов в пределах одного

месторождения необходимо обеспечить возможность мониторинга эксплуатации месторождения в целом, например – с использованием беспилотных летательных аппаратов.

Выводы к главе 4.

При разработке методологии создания циркуляционных систем теплоотбора для объектов гидротермальной энергетики впервые применен подход к циркуляционной системе как к сложной природно-техногенной системе, в которой природная и техногенная подсистемы воздействуют друг на друга. Методология обеспечивает на стадии предпроектных исследований разработку технического задания на проектирование объекта гидротермальной энергетики на основе анализа характеристик природной подсистемы с целью оптимизации взаимодействия природной и техногенной подсистем. В рамках разработки методологии определены основные характеристики природной подсистемы, влияющие на принятие концептуальных и технических решений по объекту гидротермальной энергетики, методы их анализа, и вопросы формирования основных позиций технического задания на проектирование на основе результата такого анализа.

На стадии проектирования предусматривается минимизация геоэкологических рисков, связанных с истощением резервуара, понижением температуры резервуара из-за обратной закачки охлажденного флюида, и с минерализацией термальных вод. Также на этой стадии принимаются проектные решения, обеспечивающие вариативность режима работы ЦС и использование эффекта остаточного дебита ЦС.

На стадии эксплуатации обеспечивается оптимизация режима работы ЦС в зависимости от потребления тепловой энергии с использованием эффекта остаточного дебита ЦС.

Таким образом, *циркуляционная гидротермальная система представляет собой сложную природно-техногенную систему, в которую входят резервуар, собственно теплоэнергетические воды (природная подсистема), продуктивные и нагнетательные скважины, насосное и теплообменное оборудование (техногенная подсистема). Разработанная методология создания циркуляционных систем теплоотбора из месторождений теплоэнергетических вод обеспечивает оптимизацию взаимодействия природной и техногенной подсистем.*

ГЛАВА 5. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ НА ХАНКАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

Методология создания гидротермальных природно-техногенных систем разработана по результатам выполнения "Комплексного проекта по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли" (2013-2015 г.г.). основной исполнитель работ по проекту – Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова, соисполнитель – Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского Российской академии наук.

При разработке концепции опытно-промышленной станции Ханкальское месторождение теплоэнергетических вод было определено как наиболее перспективное для реализации циркуляционной схемы теплоотбора. Основными причинами выбора Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод для выполнения проекта стали:

1. Большой объем исходных данных для предпроектных исследований и проектирования, полученный в результате геологоразведочных работ и эксплуатации месторождения в 1970-1990 годах;
2. Благоприятные геологические и гидрологические условия для создания дублетной циркуляционной системы.

В рамках проекта была создана Ханкальская опытно-промышленная геотермальная тепловая станция, первичный контур которой представляет собой первую в Российской Федерации дублетную гидротермальную циркуляционную систему (*Zaurbekov et al., 2015a,b*). Для реализации циркуляционной схемы было пробурено две скважины: водозаборная вертикальная глубиной 904,5 м и наклонная нагнетательная глубиной 975 м (приложения 2, 3). Устья скважин

расположены на расстоянии 10 м друг от друга, а забои – на расстоянии 442 м (рис. 11). Внешний вид станции представлен на рис. 12.

Пробуренные скважины являются артезианскими с самоизливом в объеме 60-72 м³ в час. Насосное оборудование обеспечивает максимальный дебит ГЦС 200 куб. м в час при 100%-ной обратной закачке охлажденного флюида в резервуар. Водозабор обеспечивается скважинным насосом мощностью 34 кВт, а обратная закачка – насосом мощностью 250 кВт. Флюид представлен практически пресной до солоноватой (минерализация 0,7 г/л в нагнетательной и 1,9 г/л – в водозаборной скважинах) водой с температурой 96°С. В теплообменнике температура теплоносителя снижается до 60°С.

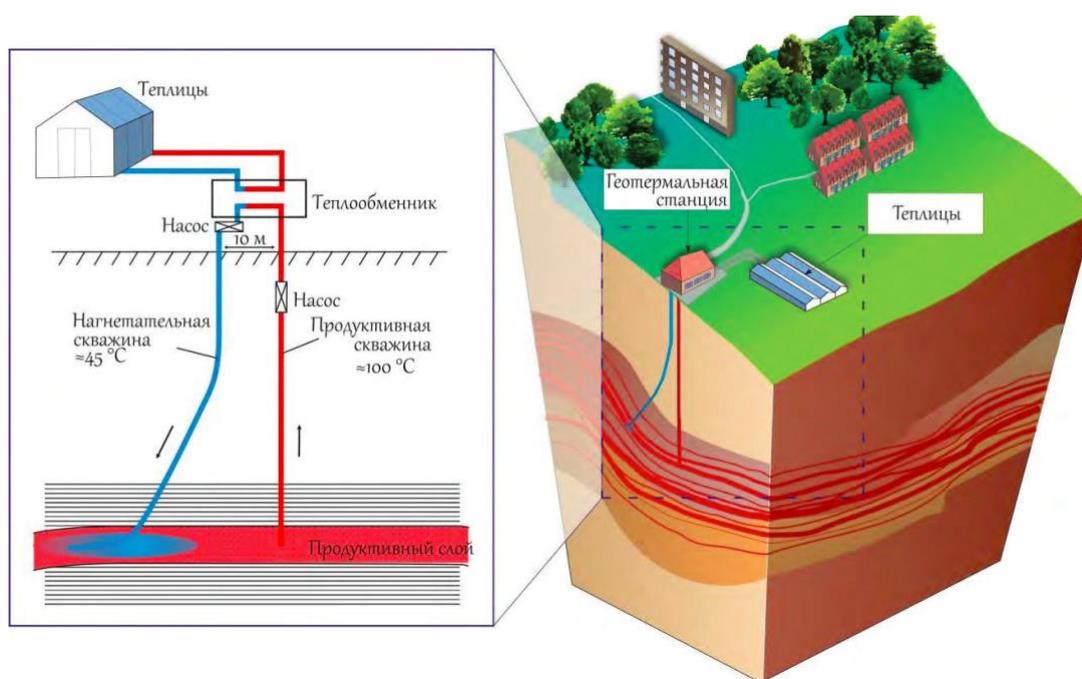


Рис. 11. Типовая гидротермальная циркуляционная система, реализованная на Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции (Фархутдинов и др., 2019).



Рис. 12. Внешний вид Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции

5.1. Краткая характеристика Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод

Гидрогеологические и структурно-тектонические особенности территории Чеченской Республики определяются ее расположением в юго-восточной части Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (рис. 13), на стыке горно-складчатой области большого Кавказа и Предкавказского передового прогиба. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн является гидрогеологической структурой II-го порядка, площадь которого вместе с субмаринной частью составляет 250 тыс. км². В пределах бассейна на территории Ханкальского месторождения выделяются три гидротермических этажа, изолированных друг от друга мощными водонепроницаемыми толщами сарматских и майкопских глин: плиоценовый, миоценовый и мезозойский (Фархутдинов, 2016).



Рис. 13. Схематическая карта Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (по А.М. Фархутдинову, 2016)

Условные обозначения: 1 – государственная граница, 2 – границы гидрогеологических структур, 3 – граница Чеченской Республики, 4 – выходы караган-чокракских отложений на поверхность, 5 – месторождения термальных подземных вод; I – Восточно-Предкавказский артезианский бассейн, II – Кавказская гидрогеологическая складчатая область III – Азово-Кубанский артезианский бассейн, IV – Ергенинский артезианский бассейн, V – Прикаспийский артезианский бассейн.

Основные ресурсы термальных подземных вод Чеченской Республики связаны с миоценовым гидротермическим этажом, представленным серией караган-чокракских продуктивных пластов. Водоносный комплекс развит на большой площади от предгорий до северных границ республики. Всего в пределах района в разрезе среднемиоценовых отложений выделяется 23 песчаных пласта, из которых 10 приурочены к отложениям чокракского возраста, 13 – караганского. Для выбора продуктивного ресурса дублетной ЦС на Ханкальском месторождении рассматривались несколько вариантов. Наиболее благоприятными для реализации циркуляционной схемы теплоотбора являются имевшие максимальный дебит при самоизливе и наилучшие фильтрационные параметры продуктивные пласты IV-VII, XIII, XVI и XXII. Поскольку добыча воды из XXII пласта запрещена Госгортехнадзором для защиты Серноводских источников от истощения, при выборе продуктивного пласта рассматривались только пласты IV-VII, XIII и XVI. Наряду с

гидрогеологическими характеристиками выбор XIII пласта обусловлен наличием сравнительно большого количества данных, позволивших включить его в 3D геологическую модель Ханкальского месторождения, а также положительным опытом обратной закачки вод в пласт. Кроме этого, XIII пласт караганского горизонта является одним из самых продуктивных на территории Ханкальского месторождения термальных подземных вод с довольно выдержанной по площади мощностью (в среднем 47 м) и низкой минерализацией (0,7-1,8 г/л, см. приложения 2, 3).

XIII пласт представлен крупнозернистым, кварцевым песчаником, имеет включения глины, в виде комочков очень незначительной величины встречаются зерна глауконита. Мощность пласта 40-50 м. Пласт хорошо прослеживается на каротажных диаграммах. Коллекторские свойства песчаника характеризуются следующими показателями: коэффициент пористости 24,1% (среднее значение по данным НГДУ «Октябрьнефть»), коэффициент фильтрации по данным определения в Ханкальской долине изменяется от 1,41 до 2,3 м/сут, коэффициент пьезопроводности – $(2,5 - 4,75) \times 10^5$ м²/сут, проницаемость до $2,8 \times 10^{-12}$ м². Водообильность горизонта характеризуется удельными дебитами скважин до 1 л/сек. Воды пласта относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 0,98-1,5 г/л, жесткость вод низкая 1,48-3,7 мг-экв/л. Гидростатические уровни XIII пласта в Ханкальской долине составляют около +210 м. Температура в пласте до 100 и более °С (Чурикова и др., 2014ф).

Емкостно-фильтрационные параметры XIII и других продуктивных пластов изучались в 1968 (Шпак и др., 1968ф) и в 1987 (Крылов и др., 1987ф) годах.

XIII пласт в пределах Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод расположен на глубине 750-900 м благодаря антиклинальной складке, погружающейся в юго-восточном направлении и двум взбросам, формирующим дислокацию типа горст, севернее и южнее которых продуктивные пласты погружаются на большие глубины.

5.2. Определение оптимального пространственного положения скважин

Основными критериями выбора положения скважин ЦС являются минимальная глубина резервуара и достаточная удаленность забоев скважин от геологических разломов. Для обеспечения возможности оценки указанных критериев создавалась трехмерная модель XIII водоносного пласта.

В первую очередь для построения модели было необходимо проведение тщательного сбора и анализа всей имеющейся информации. Эта работа включала в себя:

- Сбор имеющейся фондовой и литературной информации;
- Организацию имеющейся информации в единую базу данных;
- Разработку ГИС-проекта для анализа пространственной информации;
- Построение трехмерной модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод.

Информация, собранная из исходных источников, организуется в единую базу данных с иерархической структурой.

При подготовке исходных данных для анализа имеющаяся информация разделяется на три класса:

1. Геологические отчеты.
2. Графическая информация в виде карт, графиков, схем, необходимых для реализации проекта и расположенная отдельно от геологических отчетов.
3. Прочая текстовая информация.

Перечень использованных при подготовке исходных данных геологических отчетов с регистрационными номерами РОСГЕОЛФОНДа содержит 27 наименований (см. прил. 4):

Информация по всем отчетам представляется в виде графических файлов, таких форматов как “jpg”, “tiff”, “png” и “bmp”.

В классе графической информации организовано следующее разделение:

1. Общая графическая информация, в составе которой содержатся основные геологические разрезы, геологические карты и схемы, являющиеся графическими приложениями к различным геологическим отчетам.

2. Графические приложения, относящиеся к геологическому отчету № 373066. Кондачков Ю.М. и др. «Комплексные исследования и подсчет эксплуатационных запасов термальных вод месторождений Гойты, Гудермес ЧИАССР, Лабинск Краснодарского края (Этап темы Г-02-76)», 1978 г.

3. Графические приложения, относящиеся к геологическому отчету № 405401. Крылов В.Б. «Рекомендации по дальнейшей эксплуатации караганочокракских отложений на термоводозаборах Ханкала и Гойты ЧИАССР», 1983 г.

Класс прочей текстовой информации на подклассы не подразделялся.

Вся информация распределялась по каталогам («папкам»). Создан файл Microsoft Excel, предоставляющий быстрый доступ к информации с помощью гиперссылок.

Файл Microsoft Excel структурирован таким образом, что на главном (первом) листе файла отображаются гиперссылки к информации всех трех первых классов (рис. 14).

Для проведения пространственного анализа имеющейся информации создана геоинформационная система (ГИС) – многофункциональная система хранения, анализа и управления пространственными данными. Структура ГИС включает в себя объекты двух видов: географические (позиционные – имеющие координаты) и атрибутивные (непозиционные – описательные текстовые, табличные и графические материалы). Главная задача создания ГИС заключается в составлении и объединении баз данных с возможностями их географического анализа и наглядной визуализации в виде различных карт, графиков, диаграмм, прямой привязке друг к другу всех атрибутивных и графических данных.

Перечень отчетов по ЧР	
373066	
393697	
396541	
405401	
416913	
424613	
430330	
437572	
441505	
450072	
459644	
460454	
478995	
Отдельный каталог отчетов	
Дополнительная информация	
Общая текстовая информация	
Перечень носителей общедоступной геологической информации	
Обзор	
Реестр скважин	
Температурные показатели Ханкальского месторождения	
Пакет геологической информации по Ханкальскому месторождению	
Фонд скважин	
Графическая информация	
Общая:	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации Карагано-Чокракских отложений на термоводозаборах Ханкала и Гойты:
Тектоническая схема октябрьской площади	Гидродинамическая расчетная схема к 1 варианту ПЦС в IV-VII пласте
Схема размещения скважин задействованных в опытно-миграционных работах	Гидродинамическая расчетная схема к 1 варианту ПЦС в XIII пласте Ханкальского Термоводозабора
Схема размещения геотермальных скважин Гойтинского участка	Гидродинамическая расчетная схема к 1 варианту ПЦС в XXII пласте Чокрака Ханкальского Термоводозабора
Геологический профиль через скважины 253-212	Гидродинамическая расчетная схема к 2 варианту ПЦС в XIII пласте
Геологический профиль через скважины 4Т-14Т	Гидродинамическая расчетная схема к 4 варианту ПЦС в XXII пласте чокрако-ханкальского термоводозабора
Схема привязки скважин	Гидродинамическая расчетная схема к ПЦС в IX-X пластах надвинутого крыла ханкальского термоводозабора
Космоснимок	Гидродинамическая расчетная схема к расчету понижения уровней XIII пласта караганских отложений в скважине 6-Т ханкала
График разработки скважин 5-Т и 14-Т Ханкальского термоводозабора	Гидродинамическая расчетная схема к 2 варианту ПЦС в XXII пласте Чокрака Ханкальского термоводозабора
График разработки скважин XII аласта Ханкальского термоводозабора (2 часть)	Гидродинамическая расчетная схема ПЦС в IX-X пластах поднадвигового крыла ханкальского термоводозабора
График разработки скважин XII пласта Ханкальского термоводозабора (1 часть)	Гидродинамическая расчетная схема ПЦС на гойтинском термоводозаборе
Карта разработки I-XII пластов Ханкальского ТВЗ	Гидродинамическая схема ко второму варианту ПЦС в IV-VII пластах
Карта разработки XIII пластов Ханкальского ТВЗ	График изменения температуры пласта при объемах нагнетания в 10000 и 15000 м3 в сут.
Геологический профиль I-I через скважины 214-207	График отборов жидкости из XIII пласта по октябрьской структуре
Геологический профиль II-II	График прослеживания прохождения индикатора по пластам по площади ТВЗ ханкала после закачки в скважины 31-25
Геологический профиль III-III	График разработки IV-VII пластов термоводозабора ханкала
Геологический профиль IV-IV	График разработки IX-X пластов термоводозабора ханкала
Структурная карта по кровле IV-VII пластов	График разработки XII пласта термоводозабора Гойты (скв. 8-Т)
Структурная карта по кровле XII пласта	График разработки XIII пласта термоводозабора ханкала
Структурная карта по кровле XIII пласта	Изменение характера снижения уровня в наблюдательной скважине 6-Т ханкала в зависимости от величины водоотбора
Фотографии скважин	Логорифмический график гранулометрического состава I пласта площадь Октябрьская
	Логорифмический график гранулометрического состава IV-VII пластов площадь Октябрьская
Отчет по подсчету эксплуатационных запасов термальных вод месторождения Гойты:	Логорифмический график гранулометрического состава X пласта площадь Октябрьская
Карта геозотерм по кровле Караганских отложений	Логорифмический график гранулометрического состава XI пласта площадь Октябрьская
Карта изотерм по кровле Майкопских отложений	Логорифмический график гранулометрического состава XII пласта площадь Октябрьская
Карта общих мощностей IV-VII пластов	Логорифмический график гранулометрического состава XII пласта площадь Октябрьская_2
Карта общих мощностей XIII пласта	Логорифмический график гранулометрического состава XV пласта площадь Октябрьская
продольный разрез по оси октябрьской антиклинали	Логорифмический график гранулометрического состава песчанико II пласта площадь Октябрьская
Структурная карта по кровле 13 пласта	Обзорная схема района работ
структурная карта по кровле XXII пласта	Профильный разрез Октябрьской структуры через скважины 204 и 207
Схематическая геологическая карта восточного предкавказья	Режим поведения уровней XIII пласта в ханкальской долине в ходе проведения эксперимента
Схематическая карта суммарных эффективных мощностей песчаников карагано-чокракского комплекса терско-сунженской области	Тектоническая схема района работ

Рис. 14. Первый лист файла Microsoft Excel, управляющего базой данных.

Создание ГИС-проекта по Ханкальскому месторождению теплоэнергетических вод осуществлялось в несколько этапов:

1. Обработка и анализ данных.

2. Ввод данных.
3. Представление данных.

При разработке геоинформационной системы использовалось программное обеспечение Adobe Photoshop, ГИС Интегро, ArcInfo Workstation, ArcGIS.

Все собранные по отчетам Ханкальского месторождения графические материалы (растры карт и схем) проходили обработку, трансформацию и пространственную привязку. Обработка раstra проводилась в графическом редакторе Adobe Photoshop, где при помощи инструментов программы изображение обрезалось, поворачивалось и в некоторых случаях выполнялось цветовая и яркостная коррекция и изменение контраста. После обработки растр сохранялся в формате TIF (TIFF), тип компрессии LZW (рекомендуемый алгоритм сжатия картографических материалов, позволяющий сжимать данные без потерь).

Для ввода данных по Ханкальскому месторождению было необходимо привести все карты и схемы к одной системе координат, но так как часть растровых изображений строилась в разных пространственных проекциях, они имели разные искажения. Для решения этой проблемы использовалась информационная система ГИС ИНТЕГРО, разработанная в лаборатории геоинформатики ВНИИГеосистем.

ГИС ИНТЕГРО позволяет перестраивать растры при помощи кусочно-аффинного преобразования. Вначале создавались опорные точки триангуляции (способ пропорционирования на основе треугольников), а далее трансформация изображения происходила отдельно в каждом треугольнике. Преобразование по триангуляции позволяет скомпенсировать практически любое искривление. Чем больше создается опорных точек, тем более точно ложатся растры на географические объекты.

Для дальнейшей работы с набором растровых данных осуществлялась пространственная привязка в геоинформационной системе ArcGIS. Для всех материалов была выбрана картографическая система координат Гаусса-Крюгера (Projection: GaussKruger, Pulkovo1942GKZone8N, FalseEasting: 500000, FalseNorthing: 0, CentralMeridian: 45, ScaleFactor: 1).

При этом необходимо отметить, что растровые изображения имеют недостатки: 1) растровые файлы занимают много места в памяти компьютера; 2) изображение на растре – это двумерный массив точек, каждая из которых представлена своим цветом, и оперировать крупными объектами (линиями, контурами, полигонами, и т.д.) на такой картинке невозможно. Для преодоления указанных выше недостатков растрового изображения использовалась векторизация – процесс преобразования растровой модели пространственных данных в векторную модель. Векторное представление – цифровое представление точечных, линейных и полигональных пространственных объектов в виде набора координат X и Y с описанием геометрии объектов и топологических отношений между полигонами, дугами и узлами. Оцифровка данных проводилась в программах ArcInfo Workstation и ArcMap (основное приложение ArcGIS, которое используется для решения различных ГИС-задач, как общего профиля, так и узкоспециализированных). Векторизация происходила по слоям. Каждый слой (тема) содержит однотипные объекты, обладающие тематической общностью и единой системой координат. По типу они делятся на точечные, линейные и полигональные темы. Каждый слой имеет свою атрибутивную таблицу, а каждая строка таблицы содержит информацию об отдельном географическом объекте. Каждый столбец содержит определенный атрибут. С атрибутивными таблицами пространственных данных можно работать как с любой базой данных: выбирать объекты, содержащие атрибут, получать значения поля путем математических вычислений других полей, делать выборки и сложные SQL-запросы, соединять таблицы, имеющие общее поле.

Конечный ГИС-проект (документ карты) был создан в ArcMap. Весь набор географических данных различных типов, хранится в общей папке файловой

системы – базе геоданных. Набор слоев, отображающихся в установленном порядке в данном экстенде карты и в заданной проекции, называется фреймом данных. Таблица содержания слева от окна карты показывает список слоёв, содержащихся во фрейме данных. В ходе работ были созданы два фрейма данных: Ханкальское месторождение и Чеченская республика (перечень и краткое описание слоев, входящих в каждый фрейм, приведены в таблице 6. В документе карты всегда активным является один из фреймов данных, с которым в данный момент идет работа. Активный фрейм данных показывается в таблице содержания жирным шрифтом. В проекте организована гиперссылка с файлами геологических профилей. Для того чтобы открыть профили надо при помощи инструмента гиперссылка (Hyperlink) щелкнуть на линию профиля на карте.

Таблица 6. Перечень слоев в ГИС-проекте Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод

№ п/п	Название слоя	Тип слоя	Описание
Ханкальское месторождение			
1.	Скважины	точечный	Скважины, введенные по координатам
2.	Скважины (растр)	точечный	Скважины, снятые с растров
3.	Профили	линейный	Линии геологических профилей. Гиперссылка на файлы профилей.
4. Структурные карты			
4.1	Изогипсы по кровле IV-VII пласта	линейный	Изогипсы по кровле IV-VII пласта
4.2	Разломы	линейный	Разрывные нарушения с карты по кровле IV-VII пласта

№ п/п	Название слоя	Тип слоя	Описание
4.3	Изогипсы по кровле XIII пласта	линейный	Изогипсы по кровле XIII пласта
4.4	Разломы	линейный	Разрывные нарушения с карты по кровле XIII пласта
4.5	Изогипсы по кровле XXII пласта	линейный	Изогипсы по кровле XXII пласта
4.6	Разломы	линейный	Разрывные нарушения с карты по кровле XXII пласта
5. Карты общих мощностей			
5.1	Изолинии мощностей IV-VII пластов карагана	линейный	Изолинии равных мощностей
5.2	Изолинии мощностей XIII пластов карагана	линейный	Изолинии равных мощностей
6. Тектоническая схема			
6.1	Разломы	линейный	Основные тектонические нарушения
6.2	Изогипсы по кровле XIII пласта карагана	линейный	Изогипсы по кровле XIII пласта карагана
7.	Участки	полигональный	Границы Гойгинского и Ханкальского участков
8.	Структурная карта по кровле XXII пласта	растр	Структурная карта по кровле XXII пласта
9.	Тектоническая схема	растр	Тектоническая схема. Октябрьская площадь
10.	Космоснимок	растр	Космический снимок
11.	Топография	растр	Топографическая карта
Чеченская республика			
1. Топография			

№ п/п	Название слоя	Тип слоя	Описание
1.1	Скважины	точечный	Топографический слой
1.2	Колодцы	точечный	Топографический слой
1.3	Родники	точечный	Топографический слой
1.4	Разрезы	линейный	Линии геологического и гидрологического разрезов. Гиперссылка на файлы разрезов.
1.5	Автодороги	линейный	Топографический слой
1.6	Железные дороги	линейный	Топографический слой
1.7	Реки	линейный	Топографический слой
1.8	Изолинии рельефа	линейный	Топографический слой
1.9	Города	полигональный	Топографический слой
1.10	Реки	полигональный	Топографический слой
1.11	Граница республики	полигональный	Топографический слой
2. Растровые карты			
2.1	Геологическая карта	растр	
2.2	Гидрогеологическая карта	растр	
2.3	Карта антропогенного воздействия	растр	
2.4	Карта фактического материала	растр	
2.5	Карта современного состояния подземных вод	растр	

На основе ГИС-проекта переинтерпретированы геолого-геофизическая и гидрогеологическая информация по Ханкальскому месторождению теплоэнергетических вод. Необходимость такой переинтерпретации связана с целым рядом факторов, основным из которых является утрата многих результатов работ и первичных данных по месторождению в ходе военных действий.

Основной целью переинтерпретации данных является подготовка необходимых данных для создания электронного макета ЦС, так и для проектирования ЦС и ГСЦС в целом. В данном разделе рассматриваются вопросы создания трехмерной модели резервуара для XIII пласта Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод. Трехмерная модель обеспечивает оптимизацию проектных решений по созданию ЦС.

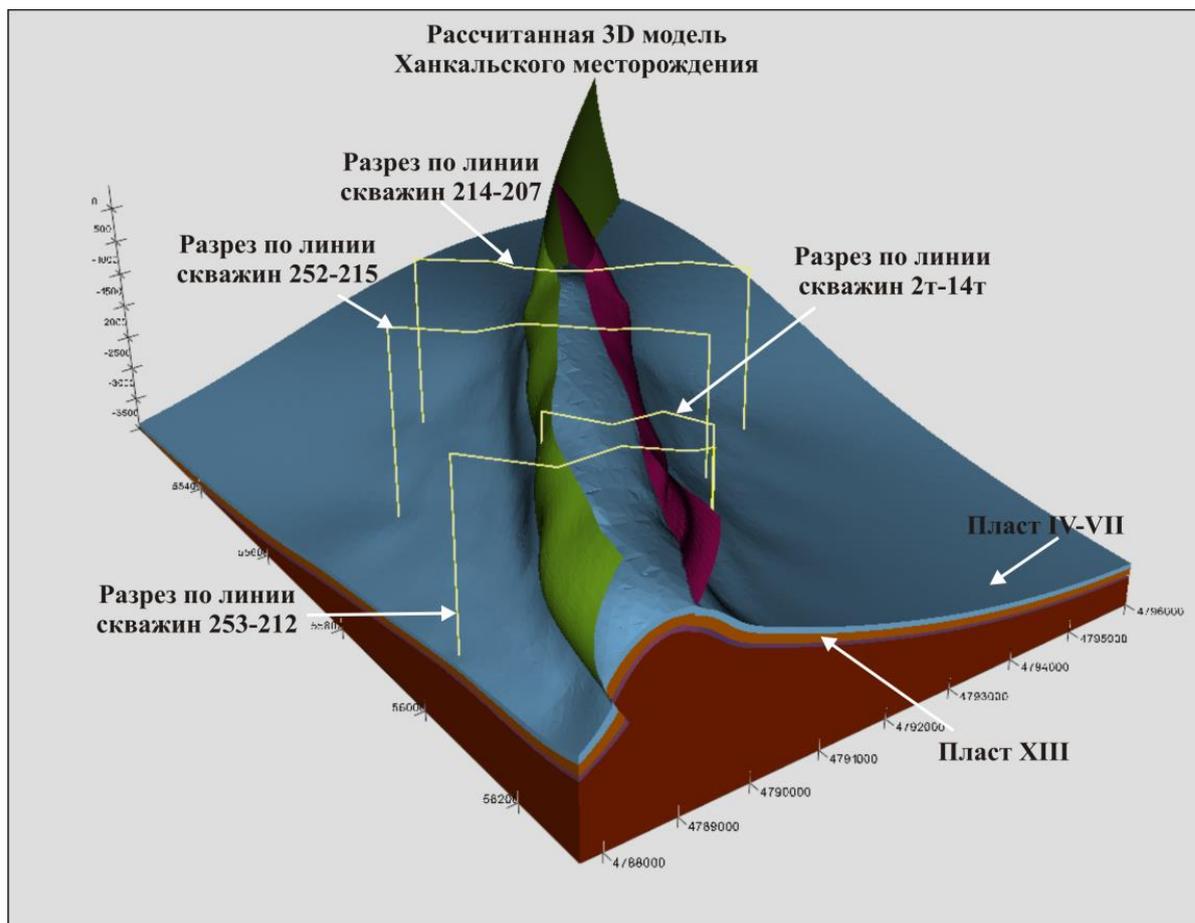


Рис. 15. Привязка интерпретационных геологических разрезов Ханкальского месторождения

Интерпретационные геологические разрезы Ханкальского месторождения, использованные при построении трехмерной модели, являются схематическими, поскольку скважины, по которым они построены, располагаются не на одной прямой. Координаты скважин были утрачены, поэтому привязка скважин производилась в ходе полевых работ по системе глобального позиционирования (GPS) в процессе инвентаризации скважин. Соответственно, трехмерная модель пласта XIII строилась по интерпретационным разрезам, но с учетом конкретной координатной привязки скважин (рис. 15).

Для дальнейшего проведения трехмерного моделирования проводился анализ существующих программных решений. Объемное геологическое моделирование в течение достаточно долгого времени использовалось (с применением разных технологий) как в рамках фундаментальных научных исследований (моделирование внутреннего строения Земли и земной коры), так и для решения прикладных задач (моделирование резервуаров и рудных тел). При этом, естественно, разным задачам соответствуют разные масштабы исходных данных, используемых при моделировании, и методические подходы к объемному моделированию.

Классическим примером геологического трехмерного моделирования за рубежом может считаться опыт Британской геологической службы (BGS), которая в 2000-2005 гг. осуществила проект DGSM (Digital Geoscience Spatial Model – Цифровая пространственная модель в геологических науках), в рамках которого была создана система взаимосвязанных баз данных, программных приложений, стандартов и процедур, позволяющая описывать, архивировать и использовать результаты многомерного моделирования (*Smith, ed., 2005*).

Другим перспективным продуктом для трехмерного геологического моделирования является программный комплекс 3D Geomodeller (совместная разработка Французской геологической службы – BRGM и австралийской компании Intrepid Geophysics). 3D GeoModeller (*Kresse, Danko, Eds., 2012*) представляет собой программный пакет, обеспечивающий трехмерное

моделирование геологической среды и изначально включающий в себя логику геологического моделирования на основе первичных полевых наблюдений и общих представлений о геологическом строении района работ. Так, на начальной стадии создания трехмерной геологической модели в проект вводятся данные о возрастных взаимоотношениях комплексов пород и разрывной тектоники.

Для научных целей часто используются возможности трехмерного моделирования, заложенные в ArcGIS, однако в данном программном обеспечении не предусмотрены многие особенности геологического моделирования, и, если при решении задач регионального масштаба это не критично, то прикладные задачи требуют более адаптированного к геологическим задачам инструмента.

Трехмерное моделирование быстро развивается в нефтегазовой и в горнорудных отраслях. При этом программные комплексы, обеспечивающие 3D моделирование (например, Micromine, или программные продукты Schlumberger), достаточно дороги, и в большей степени приспособлены для решения инженерных, а не геологических задач.

Проведенный анализ существующего программного обеспечения для 3D моделирования показал, что оптимальным продуктом для решения задач, поставленных по Ханкальскому месторождению теплоэнергетических вод, является пакет 3D Geomodeller. Для построения трехмерной модели использовались статистически обработанная структурная карта кровли XIII пласта (Фархутдинов и др., 2015) и 4 геологических интерпретационных разреза с привязкой по скважинам.

После проведения привязки скважин построение трехмерной модели в среде 3D Geomodeller (рис. 16) включало в себя:

- Создание стратиграфической колонки для водоносных и водоупорных пластов;

- Нанесение на горизонтальную поверхность, соответствующую уровню моря, структурной картой кровли XIII пласта с географической привязкой и двух разломов;
- Оцифровку структурной карты по изолиниям с шагом 100 м с использованием программ ArcMap, EXCEL и Surfer;
- Нанесение на «нулевую» горизонтальную поверхность линий геологических профилей и ввод данных по геологическим разрезам;
- Добавление в модель информации о продуктивном пласте IV-VII;
- Добавление карты общих мощностей пластов № IV-VII и № XIII;
- Автоматический расчет трехмерной геологической модели.

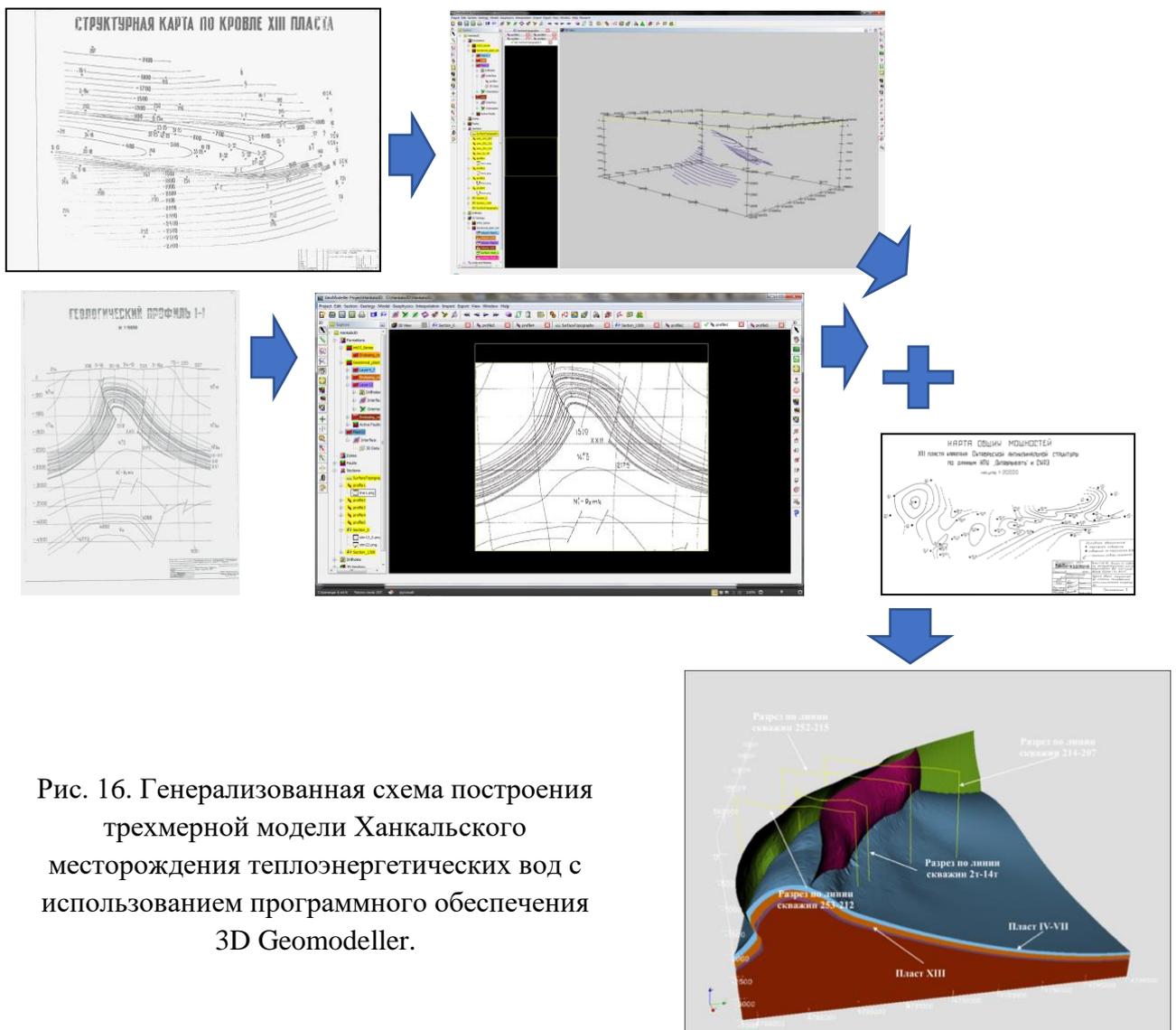


Рис. 16. Генерализованная схема построения трехмерной модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод с использованием программного обеспечения 3D Geomodeller.

Основной задачей построения трехмерной геологической модели резервуара теплоэнергетических вод (пласта XIII) является обоснование расположения забоев водозаборной и нагнетательной скважин ЦС. Также морфологически сложная форма пласта и наличие двух разломов, ограничивающих осевую часть антиклинальной складки, учитывались при проведении термодинамического моделирования, и разработанная геологическая модель была использована для задания геометрических характеристик резервуара и других граничных условий.

Участок моделирования имеет размеры и координаты, представленные в таблице 7.

Таблица 7. Координаты 3D модели Ханкальского месторождения.

Xmin	552000	ΔX	11200
Xmax	563200		
Y min	4787700	ΔY	8300
Ymax	4796000		
Zmin	-3500	ΔZ	3850
Zmax	350		

Для определения возможных вариантов точек водозабора и нагнетания в пласте XIII по геологической модели строились интерпретационные профили, положение которых показано на рис. 17.

Основные характеристики антиклинальной структуры:

Пласт XIII входит в антиклинальную структуру, осевая часть которой ограничена двумя разрывными нарушениями (северный и южный разломы, далее, соответственно – СР и ЮР). Простираение данной структуры – северо-западное, азимут простираения изменяется от 275° на юге до 295° – на севере.

Крылья складки имеют почти одинаковые углы падения, равные примерно 20-30 градусам.

Южный разлом имеет азимут падения равный примерно 45 градусам в направлении СВ и угол падения от вертикали изменяется от 35 до 45 градусов.

Северный разлом падает под углом 20-30 градусов с азимутом падения около 235°.

Система двух разломов образует горст, в пределах которого свод складки приподнят относительно её крыльев. Вертикальное смещение не постоянно, и в среднем составляет 100 м. Расположение разломов в плане на поверхности нанесено на схему расположения интерпретационных профилей (рис. 16)

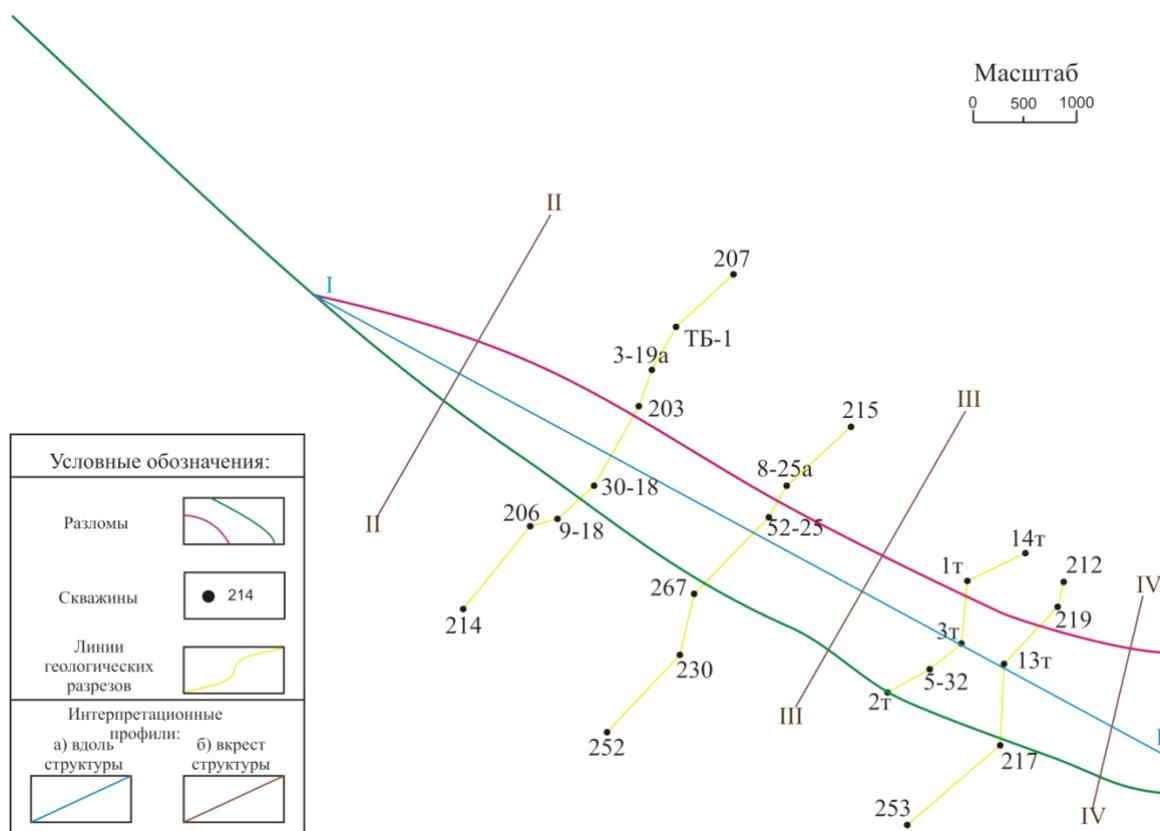


Рис. 17. Схема расположения интерпретационных профилей

На интерпретационном профиле I-I (рис. 18), расположенном вдоль простирания оси антиклинальной структуры видно, что глубина залегания кровли пласта XIII изменяется от менее 800 м в северо-западной части структуры до 900-950 м в ее центре, а на юго-востоке резко увеличивается до более 1000 м.

Для анализа возможности размещения скважин в области минимальных глубин построен геологический разрез по интерпретационному профилю II-II (рис. 19).

На данном профиле видно, что северный и южный разломы в этой области на глубине залегания пласта XIII сближаются на расстояние менее 500 м, что создает риски для эксплуатации ЦС, поскольку влияние разломов на гидродинамические характеристики пласта неизвестно.

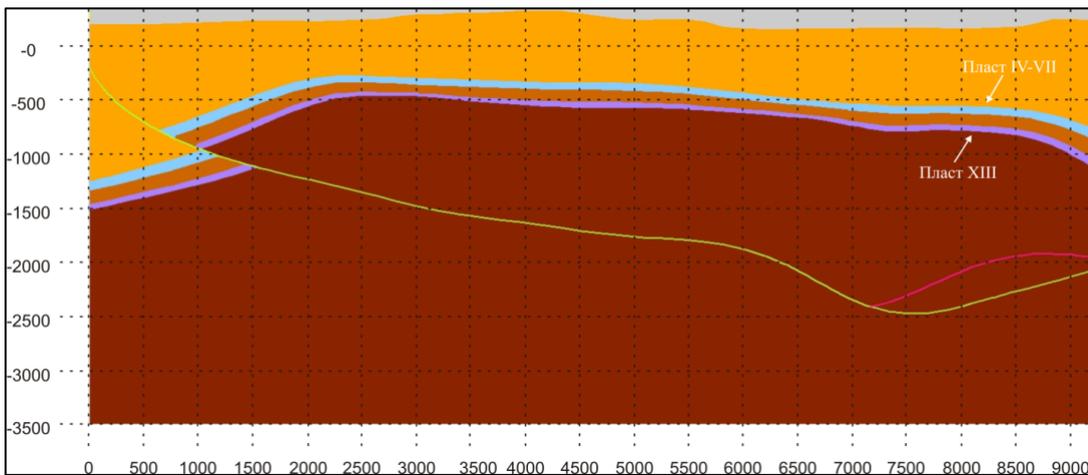


Рис. 18. Интерпретационный профиль I-I

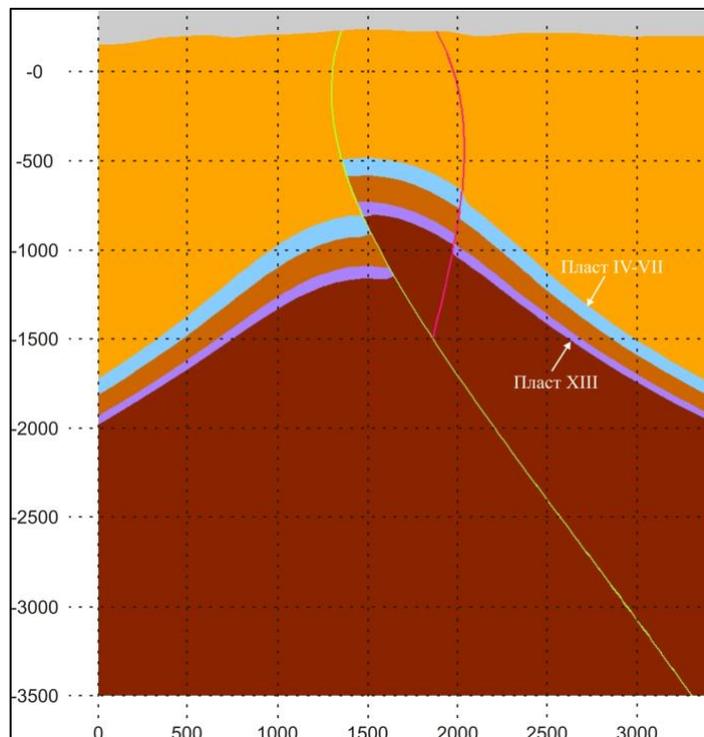


Рис. 19. Интерпретационный профиль II-II

Наиболее перспективным с точки зрения расположения скважин ЦС был определен интерпретационный разрез III-III (рис. 20), расположенный между геологическими профилями 252-215 и 2Т-14Т (рис. 17). Глубина до подошвы пласта XIII на этом участке не превышает 900 м, а расстояние между северным и южным разломами на глубине XIII пласта составляет около 1200 м. В данном случае, при расположении скважин ЦС в центральной части антиклинальной структуры, практически гарантируется отсутствие влияния разломов на работу ЦС.

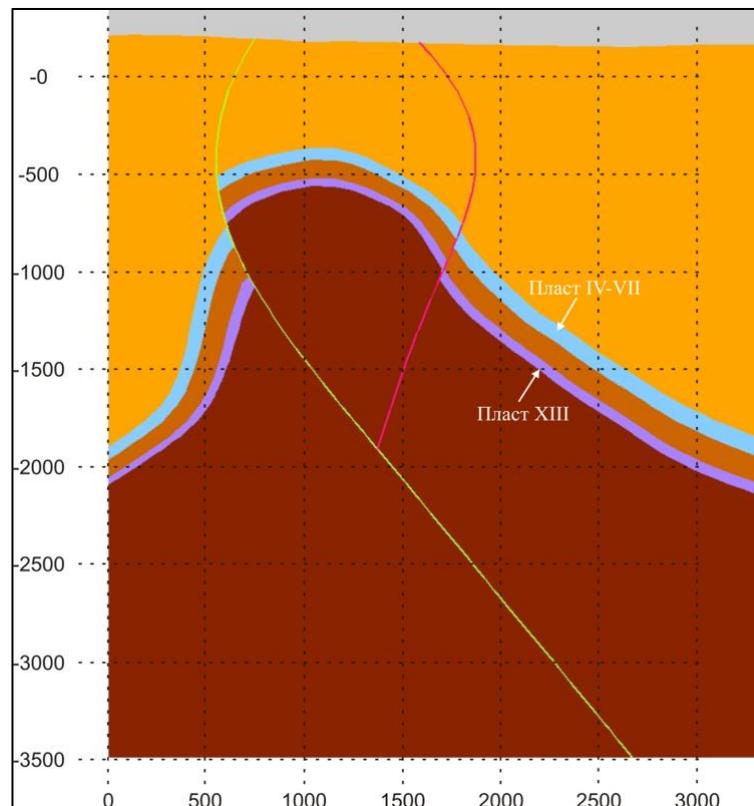


Рис. 20. Интерпретационный профиль III-III

В юго-восточном окончании антиклинальной структуры расстояние между северным и южным разломами на поверхности является максимальным (более 1300 м, рис. 16), однако на интерпретационном разрезе IV-IV (рис. 21) видно, что с глубиной это расстояние уменьшается, а подошва пласта XIII даже в осевой части структуры располагается на глубине, превышающей 1000 м.

Таким образом, наиболее благоприятным для расположения скважин ЦС местом является участок осевой зоны антиклинальной структуры между геологическими профилями 252-215 и 2Т-14Т. Соответственно, в техническом задании на проектирование расположение устьев скважин ЦС было предусмотрено в непосредственной близости от оси структуры, определяемой минимальной глубиной подошвы пласта XIII (рис. 22).

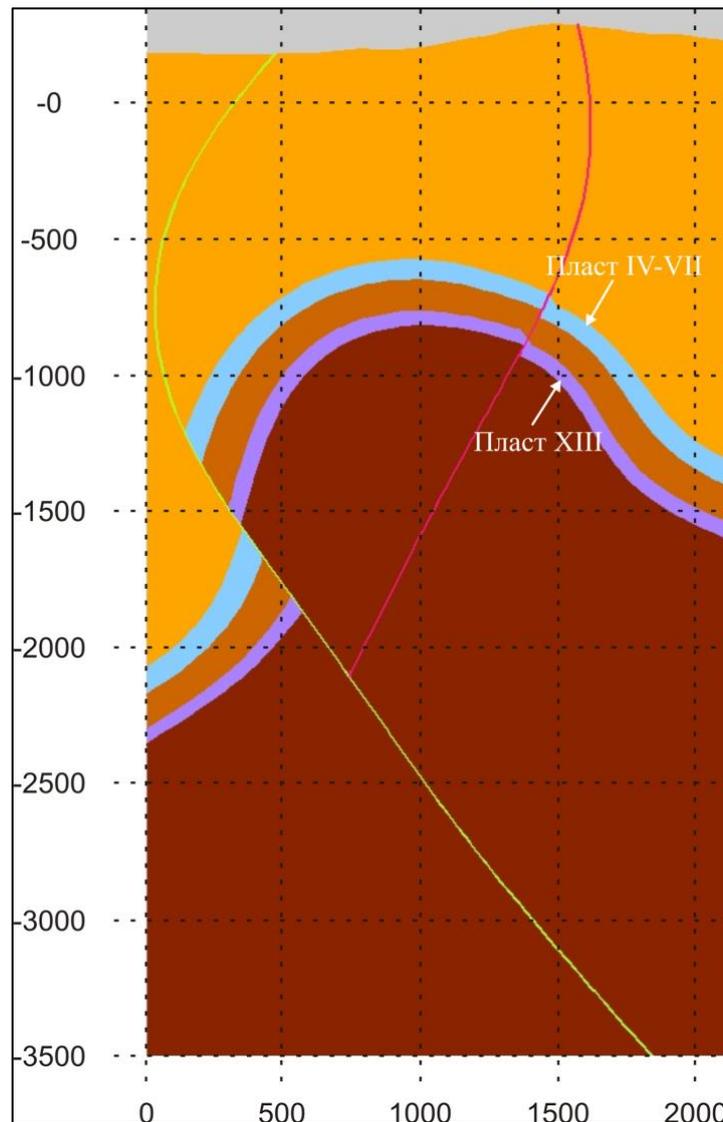


Рис. 21. Интерпретационный профиль IV-IV

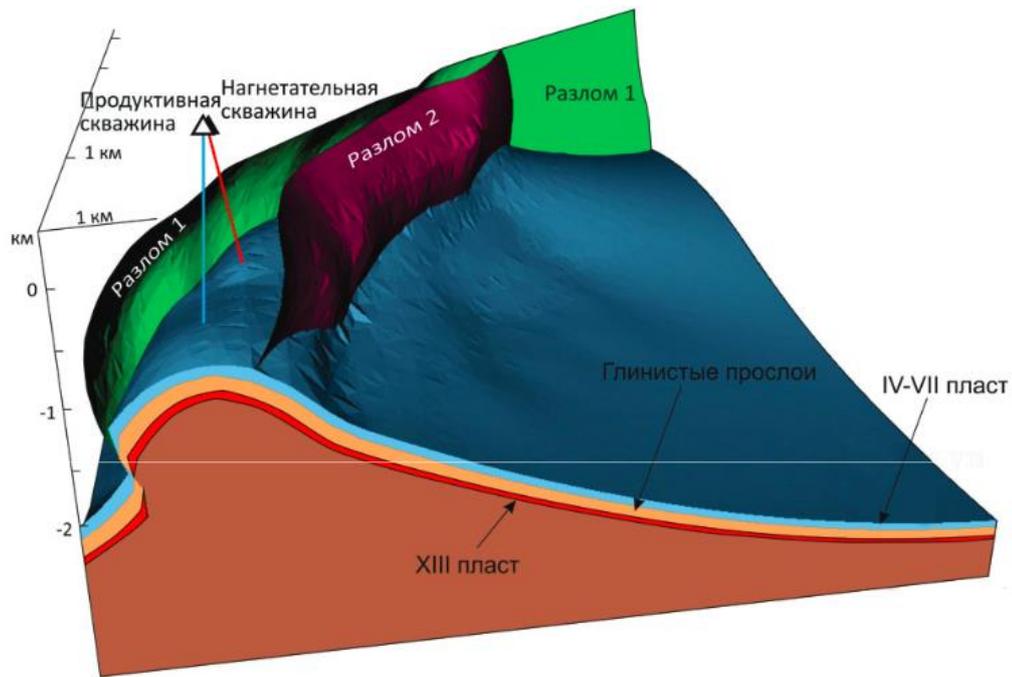


Рис. 22. Расположение продуктивной (водозаборной) и нагнетательной скважин на трехмерной модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод

5.3. Прогноз температурной деградации резервуара в процессе эксплуатации ЦС

На настоящий момент различные компании, работающие в области геотермальной энергетики (CFG, BRGM – Франция, GeoThermex, США), разрабатывают и используют собственное программное обеспечение для моделирования резервуаров теплоэнергетических вод (*Thiéry, 2010*), однако, как правило, такое программное обеспечение либо создается для моделирования конкретных резервуаров, либо использует адаптированные к задачам геотермии программные комплексы нефтегазовой отрасли (*O'Sullivan et al., 2000*). Интересным программным комплексом является комплекс TOUGH2 (*Pruess, 1991*), разработанный Карстеном Прюссом в отделении наук о Земле Национальной лаборатории Беркли (США), но этот комплекс также

ориентирован на решение широкого круга задач, связанного с многофазными жидкостями в поровых резервуарах, и, хотя и приемлем по стоимости, является сложным в обращении.

Часть программного обеспечения была создана для решения научных задач, в т.ч. – не всегда корректно поставленных. Так, в Горнорудной школе Парижа (Ecole de mine de Paris) Патриком Гобле решалась задача определения момента начала снижения температуры резервуара (программа Metis) в районе водозаборной скважины в результате воздействия нагнетаемой отработанной (охлажденной) воды в резервуар (*Goblet, 1980*). Не говоря уже о том, что рассчитанное с помощью этой программы время падения температуры для резервуара Доггер (Dogger) в Парижском бассейне не подтвердилось практикой, корректнее было бы ставить задачу оптимизации режима ЦС и расстояния между скважинами с целью обеспечения стационарного температурного режима системы.

Систематической ошибкой при создании программного обеспечения для температурного моделирования резервуаров является отсутствие возможности учета нагрева резервуара нижележащими породами. Кроме этого, существующие программы не учитывают геометрию и геологическое строение резервуаров, что для Ханкальского месторождения является совершенно необходимым, поскольку сложность его строения в целом, и пласта XIII – в частности, требует учета как элементов разрывной тектоники, так и осложненной морфологии резервуара. По этим причинам при создании электронного макета ЦС для Ханкальской опытно-промышленной станции было разработано собственное программное обеспечение GEOTHERM, обеспечивающее прогнозирование температурной деградации резервуара в условиях Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод (*Черкасов и др., 2013ф, Ваганова и др., 2014*). Следует отметить, что температурное моделирование Ханкальского месторождения производилось тремя разными способами: на предпроектной стадии и по результатам испытаний ЦС – с использованием собственного программного обеспечения GEOTHERM и

программного обеспечения Metis (*Goblet, 1980*), а для сравнения деградации резервуара при принудительной и самопроизвольной закачке (см. раздел 3.2) использовалось аналитическое решение (*Gringarten et Sauty, 1975*).

При постановке задачи по разработке алгоритма численных расчетов для дальнейшего создания электронного макета Ханкальского месторождения учитывался как позитивный, так и негативный опыт математического моделирования резервуаров.

Основной алгоритм программы для численного моделирования температурной деградации резервуара имеет следующий вид (рис. 23).

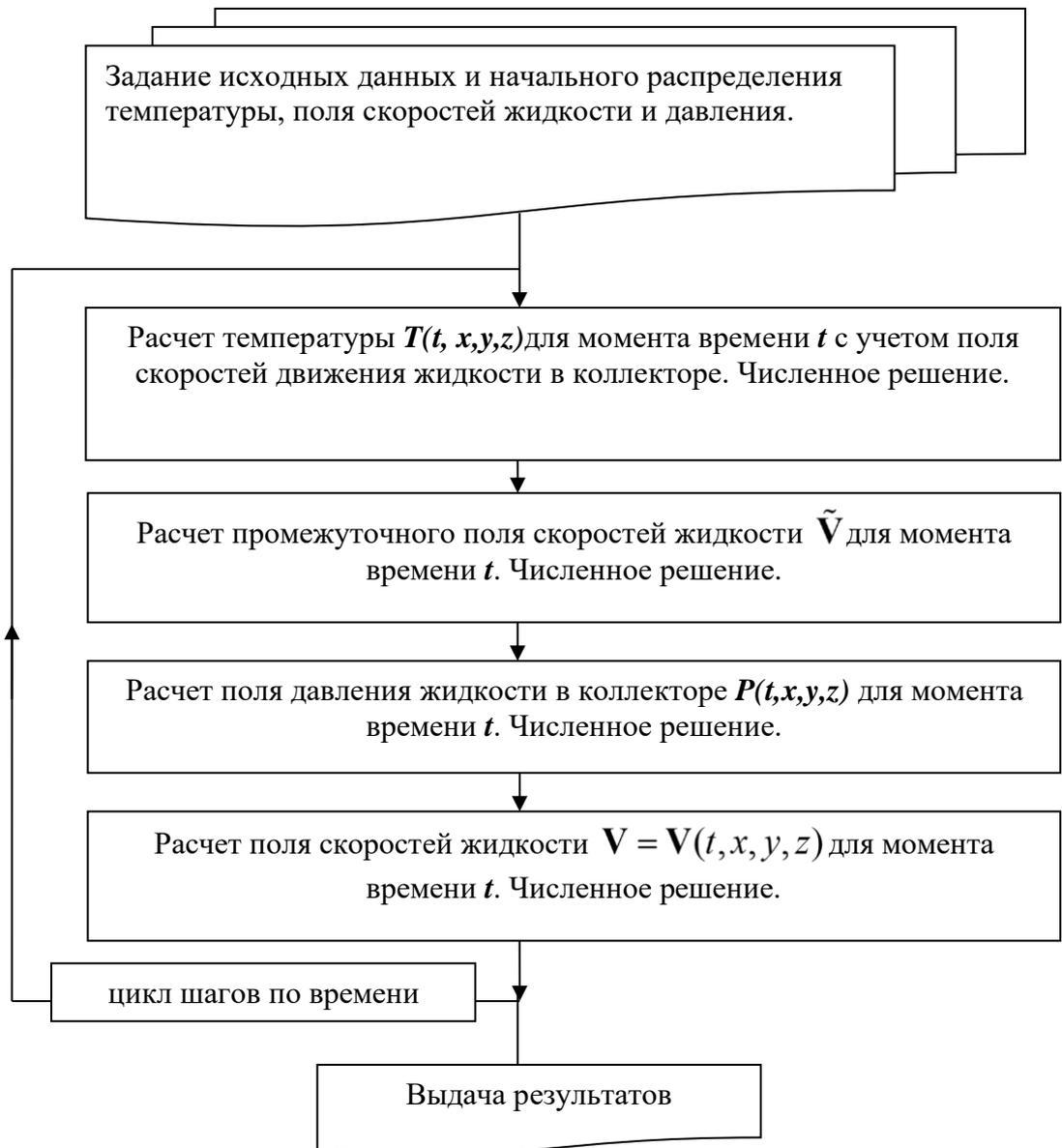


Рис. 23. Общая схема алгоритма расчета

В алгоритме присутствует расчет полей давлений и скоростей движения жидкости в резервуаре, обусловленных разницей давлений, возникающей при откачке теплоносителя через продуктивную, и закачке – через нагнетательную скважину.

При построении математической модели для пакета GEOTHERM учитывалось, что перенос тепла в ЦС осуществляется двумя способами: конвективным и диффузионным. Для описания конвективного теплопереноса используется уравнение движения жидкости в пористом грунте.

Таким образом, внутри резервуара наряду с диффузионным теплообменом рассматривается и конвективный теплообмен, т.е. в расчет принимается и изменение температуры, обусловленное движением жидкости.

На рис. 24 схематично представлена циркуляционная система, состоящая из резервуара теплоэнергетических вод Ω_0 и двух скважин: **1** – нагнетательная скважина, **2** – водозаборная скважина.

На рис. 24 используются следующие обозначения:

Ω_1 – верхний водонепроницаемый слой;

Ω_2 – нижний водонепроницаемый слой;

Ω_0 – область резервуара с водой; $\Omega = \Omega_0 \cup \Omega_1 \cup \Omega_2$;

$S_1(x, y, z), S_2(x, y, z)$ – водонепроницаемые поверхности, между которыми заключен резервуар (кровля и подошва);

$G_1 (G_2)$ – дебит нагнетательной (водозаборной) скважины;

$G_{10} (G_{20})$ – начальный дебит нагнетательной (водозаборной) скважины;

$H_1 (H_2)$ – глубина нагнетательной (водозаборной) скважины;

$h_1 (h_2)$ – высота перфорированной части нагнетательной (водозаборной) скважины;

$r_1 (r_2)$ – радиус нагнетательной (добывающей) скважины;

a – расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами;

Расчетная область – параллелепипед Π , ограниченный плоскостями $x=X_1, x=X_2, y=Y_1, y=Y_2, z=Z_1, z=Z_2$;

G_1, G_2 – тепловые потоки на верхней ($z=Z_1$) и нижней ($z=Z_2$) поверхностях, соответственно, характерные для данной местности;

$T(t, x, y, z)$ – распределение температуры в расчетной области $\Pi = \Omega_1 \cup \Omega_2 \cup \Omega_3 \cup \Omega_4$;

$\lambda_i = \frac{\kappa_i}{\rho_i c_i}, i=0, \dots, 4$, - коэффициент температуропроводности в слое Ω_i , будем

предполагать, что соответствующие характеристики одинаковы для областей Ω_1 и Ω_3 , а также для Ω_2 и Ω_4 ;

κ_i – коэффициент теплопроводности пород в слое Ω_i ;

ρ_i – плотность пород в слое Ω_i ;

c_i – удельная теплоемкость пород в слое Ω_i ;

k – коэффициент фильтрации в области Ω_0 ;

σ – объемная пористость грунта в Ω_0 ;

$P_1 (P_2)$ – пластовое давление на забое нагнетательной (добывающей) скважины при работающих насосах;

$P_{10} (P_{20})$ – начальное давление в нагнетательной (добывающей) скважине;

T_1 – температура воды, закачиваемой в нагнетательную скважину 1;

$T_2(t)$ – температура воды, добываемой из скважины 2;

P_{atm} – атмосферное давление на поверхности грунта;

ρ – плотность воды.

Расчетная область представляет собой параллелепипед размера 6000 м x 6000 м x 50 м (рис. 25). Выбор таких больших размеров расчетной области связан с уменьшением влияния граничных условий на ее границах, т.е. на границах расчетной области принято $dT/dx=dT/dy=dT/dz=0$. Предполагается, что вся расчетная область расположена в пределах резервуара теплоэнергетических вод. Размер расчетной сетки: $201 \times 201 \times 51 = 2060451$ узел.

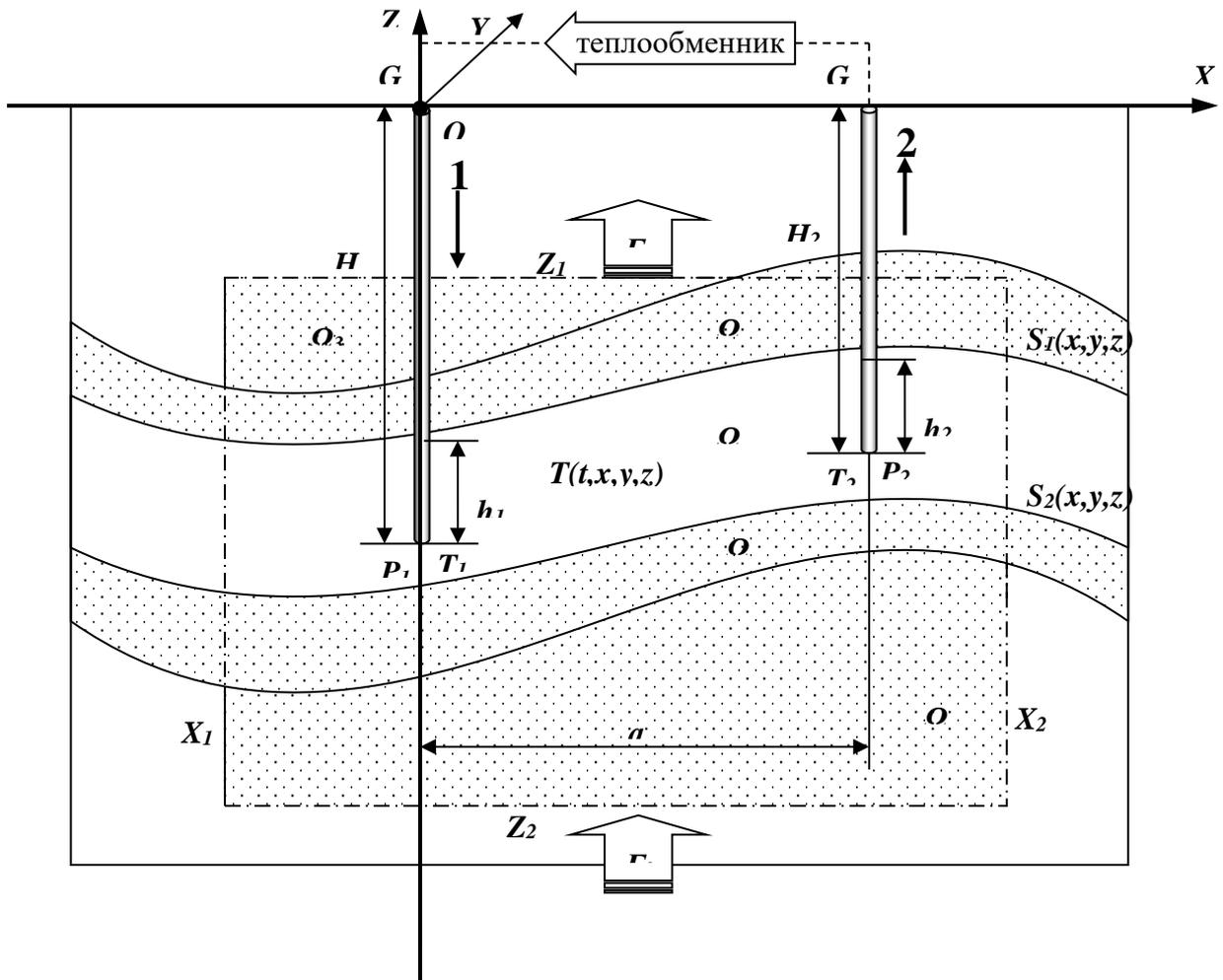


Рис. 24. Исходные данные для моделирования температурной деградации резервуара на схеме области с резервуаром, нагнетательной и добывающей скважинами

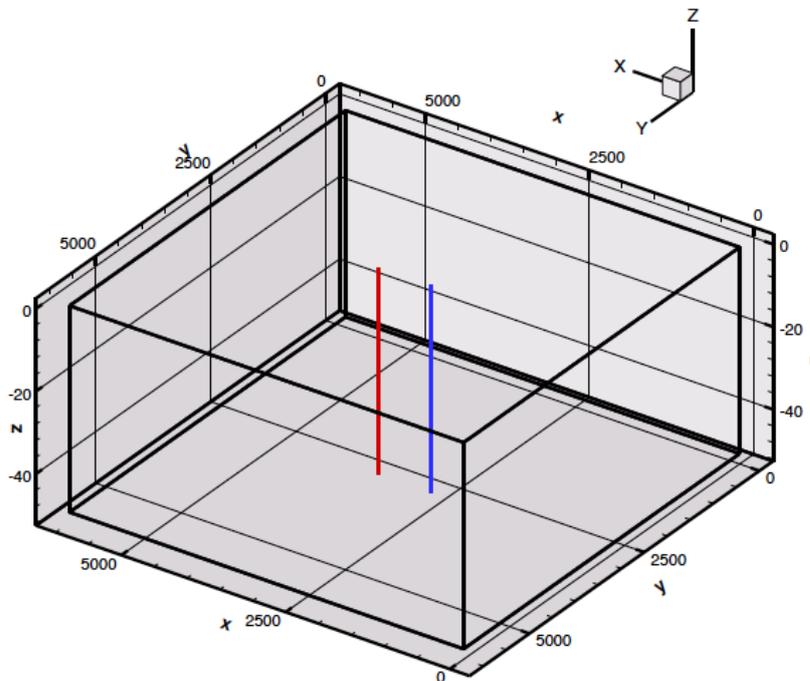


Рис. 25. Область расчета температуры резервуара

Для расчета принималось расстояние между скважинами 800 м, начальная температура в водозаборной скважине 95°C, температура нагнетаемой воды – 55°C. Теплофизические параметры расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8. Теплофизические параметры расчета температуры резервуара при эксплуатации ЦС

	Грунт (песчаник)	Жидкость (вода)
Теплопроводность (Вт/мК)	2,00	-
Плотность (кг/м ³)	-	1000
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	-	4,18 x 10 ³
Объемная теплоемкость Дж/(м ³ К)	2,15 x 10 ⁶	-
Скорость фильтрации (м/с)	1,7 x 10 ⁻⁵	
Пористость	0,241	-

При проведении расчетов все теплофизические параметры оставались неизменными, рассматривались 5 вариантов комбинаций давлений в скважинах (таблица 9).

Таблица 9. Варианты исходных давлений для расчетов температуры резервуара

№	Давление в нагнетательной скважине, Па	Давление в водозаборной скважине, Па	Перепад давлений, Па
1	200000	170000	370000
2	230000	190000	420000
3	250000	170000	420000
4	250000	210000	460000
5	275000	195000	470000

На рисунках 26-30 приведен пример результатов расчета полей давлений, скоростей и температур для 5 и 30 лет эксплуатации ЦС по варианту 5.

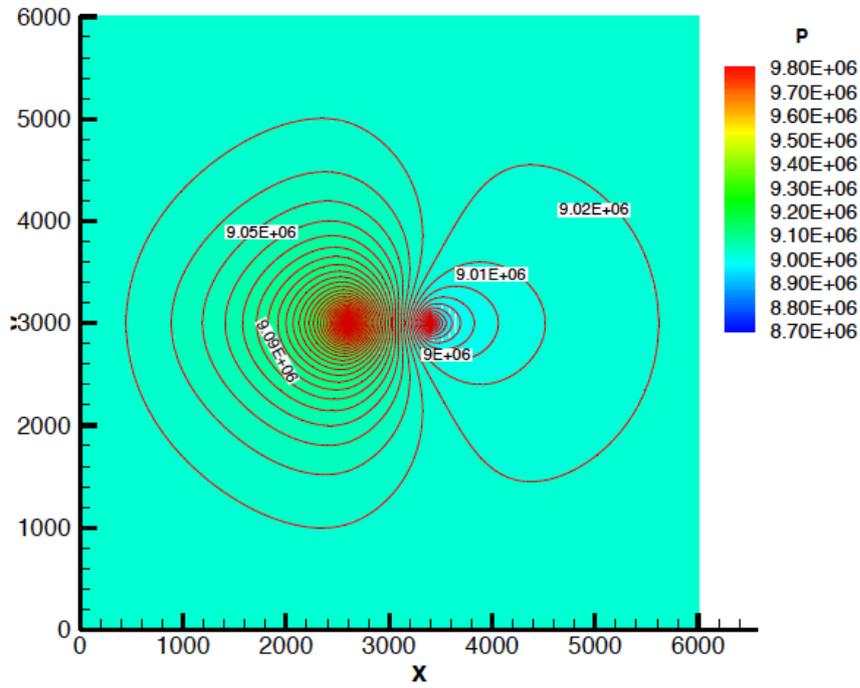


Рис. 26. Поле давлений (P). Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, давление – в Паскалях

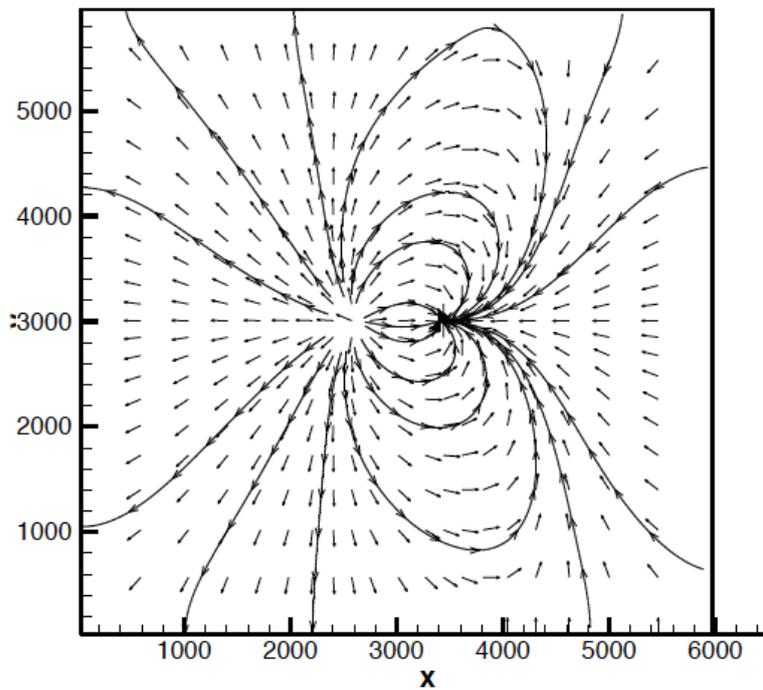


Рис. 27. Поле скоростей с линиями потока (векторы выровнены по модулю, вариант расчета 5). Расстояния по x и y – в метрах.

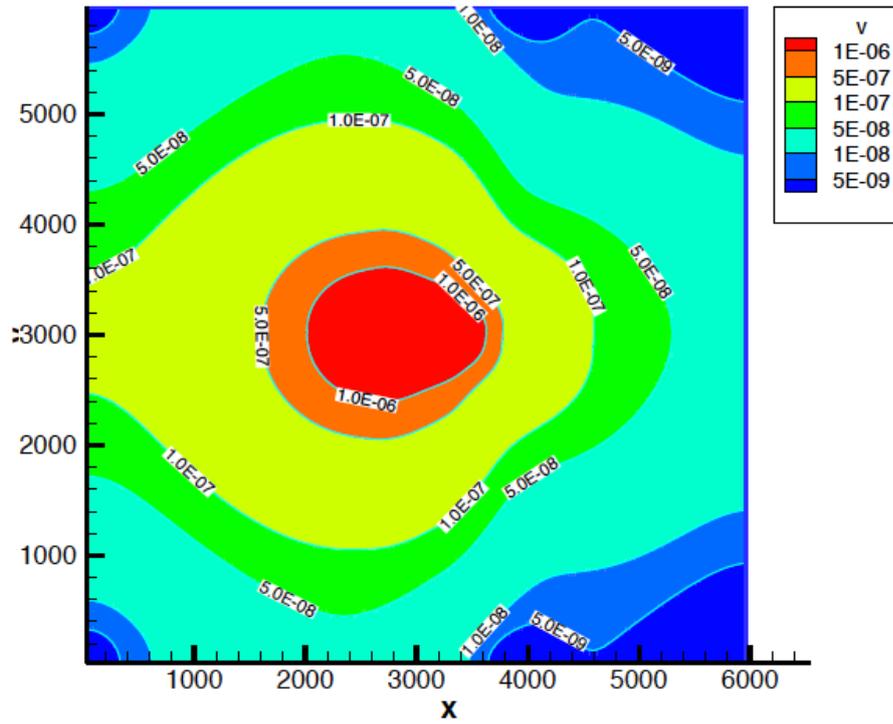


Рис. 28. Поле значений модуля вектора скорости. Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, значения модуля вектора скорости – в метрах в секунду.

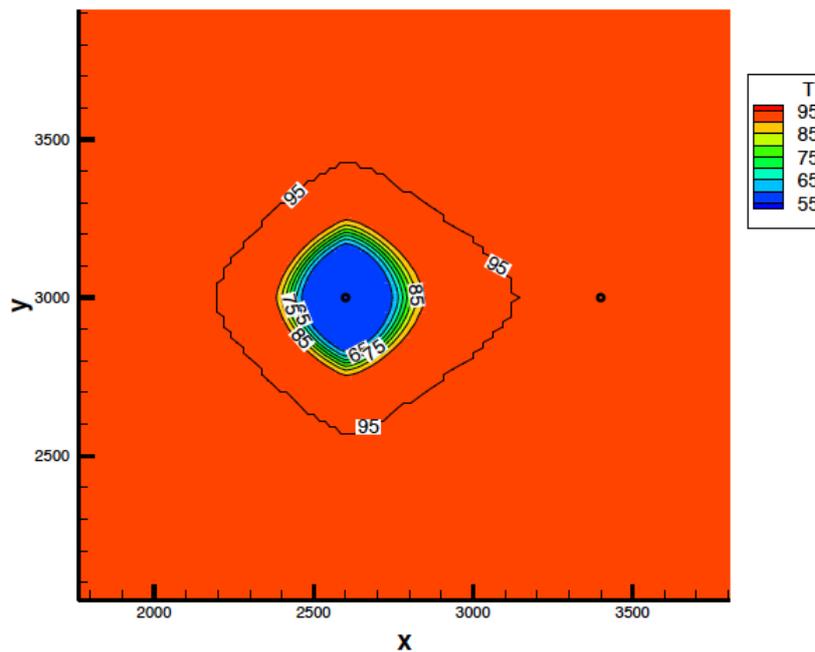


Рис. 29. Поле температур (T) через 5 лет эксплуатации ЦС. Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, значения температур – в градусах Цельсия.

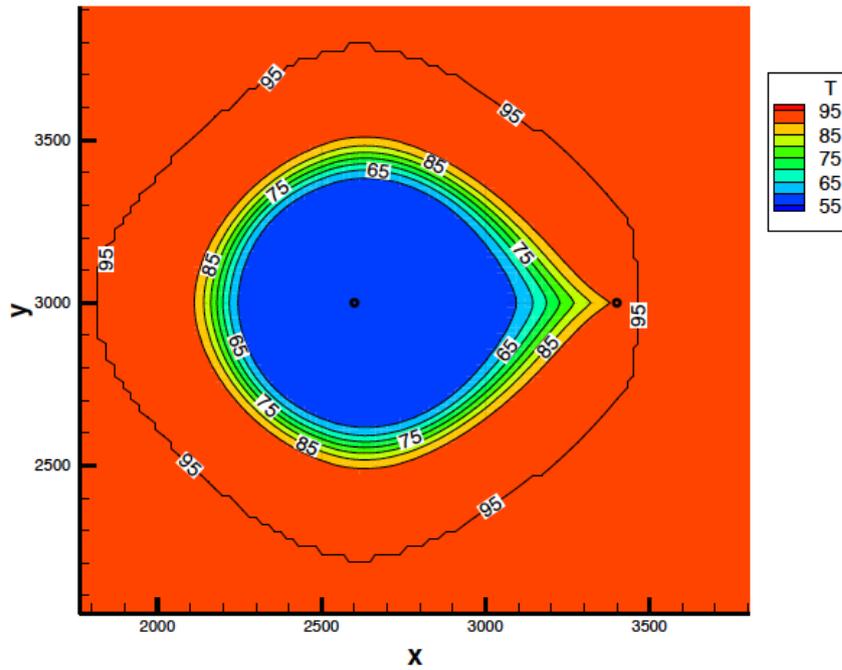


Рис. 30. Поле температур (Т) через 30 лет эксплуатации ЦС. Вариант расчета 5, расстояния по х и у – в метрах, значения температур – в градусах Цельсия.

Полностью результаты расчетов температуры резервуара приведены для 5-ти вариантов в виде карт температур на уровне забоев скважин в приложении 6 для 5, 10, 15, 20, 25, и 30 лет эксплуатации ЦС. В виде графиков те же результаты представлены на рис. 31.

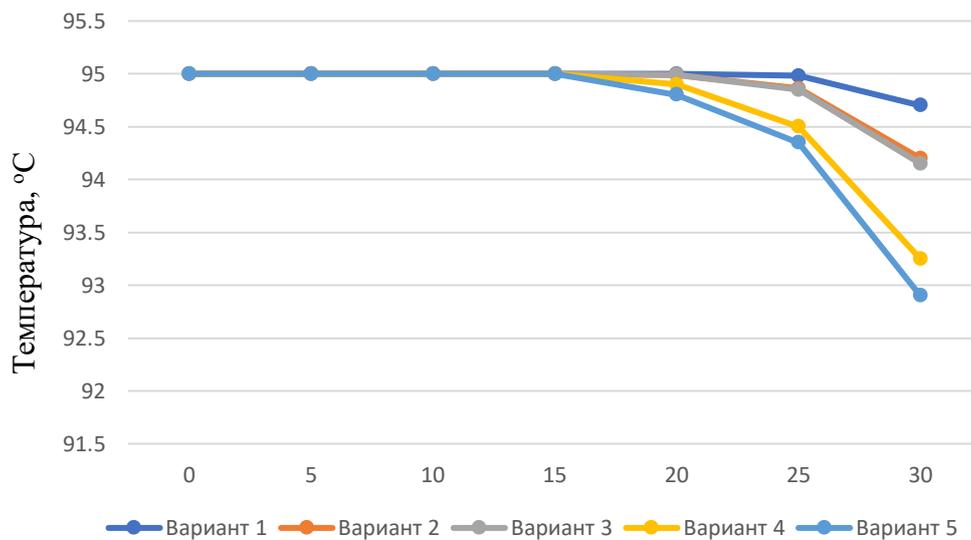


Рис. 31. Температурная деградация резервуара для разных режимов при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 800 м. Режимы эксплуатации ЦС см. табл.

Поскольку фактическое расстояние между забоями водозаборной и нагнетательной скважин по результатам бурения составило 442 м, на рис. 32 показаны результаты расчетов для этого расстояния.

Результаты расчетов температурной деградации резервуара в результате обратной закачки отработанного (охлажденного) флюида использовались для формирования технического задания на проектирование ЦС (Ваганова, Филимонов, 2014, Минцаев и др., 2013ф), однако выполнить требования ТЗ в отношении расстояния между забоями скважин не удалось по техническим причинам.

Следует отметить, что разница в значениях температуры на забое водозаборной скважины для разносов 800 м и 442 м является более чем существенной (рис. 33). В практическом приложении это означает, что для увеличения срока службы станции необходимо уделить особое внимание оптимизации режима работы ЦС (см. раздел 6.3).

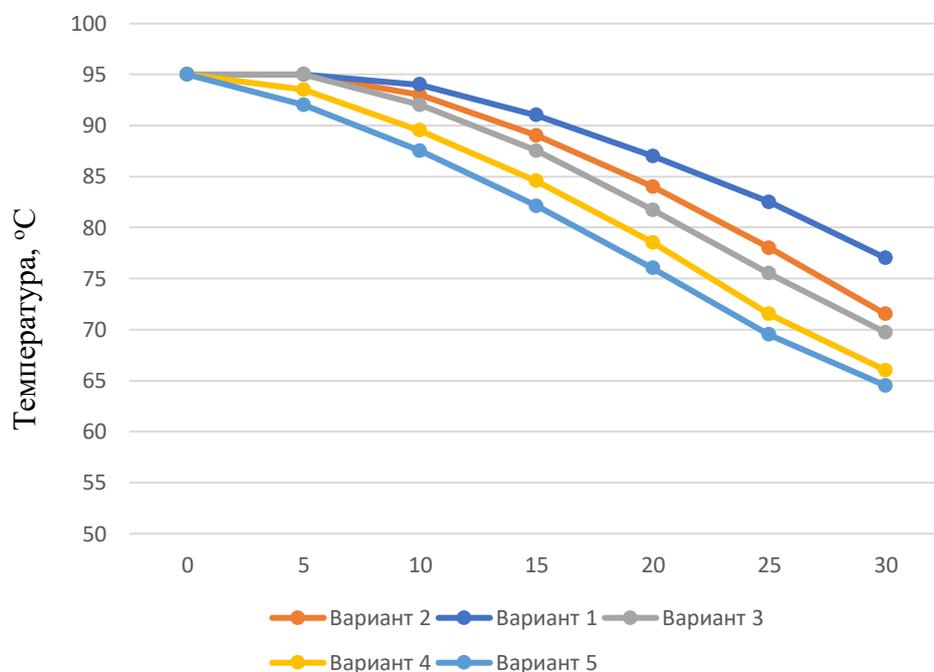


Рис. 32. Температурная деградация резервуара для разных режимов при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 442 м. Режимы эксплуатации ЦС см. табл.

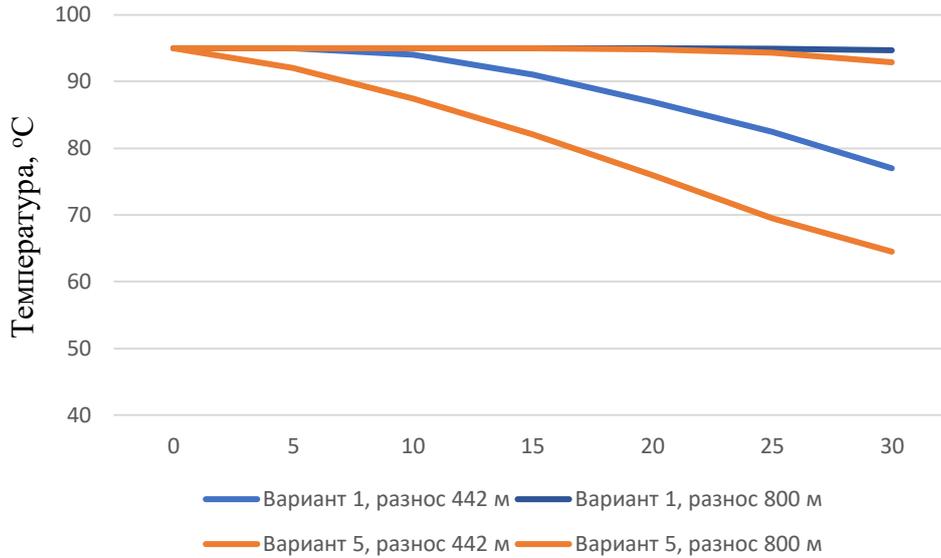


Рис. 33. Сравнение температурной деградации резервуара для режимов 1 и 5 при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 442 м и 800 м. Режимы эксплуатации ЦС см. табл. 9.

5.4. Химические исследования теплоэнергетических вод Ханкальского месторождения

Детальные геохимические исследования подземных вод Ханкальского месторождения проведены в ходе выполнения НИР по теме «Геохимические исследования и разработка практических рекомендаций по геотермальным месторождениям Северного Кавказа для снижения агрессии при строительстве геотермальных станций» (Чурикова и др., 2014ф). Во время проведения полевых работ исследованы 12 скважин Ханкальского месторождения. Произведены их описания, отбор проб воды и отложений солей с поверхностей скважин. На месте отбора пробы проведены замеры температуры воды, определены значения рН, запах, цвет и мутность воды.

Пробы воды отобраны и доставлены для дальнейшего изучения в лабораторию НИЦКП «Нанотехнологии и наноматериалы» при ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова с соблюдением всех необходимых требований. Объем пробы термальной воды с каждого источника составлял 5,0 л.

Характеристики проб и результаты химического анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10. Результаты химических анализов геотермальных вод со скважин Ханкальского месторождения

№№ п/п	Номер скважины	Дата отбора	Пласт	измерен- ть	Катионы			Сумма	Анионы			Сумма	H ₂ SiO ₃	Минерализация	Сухой остаток	Жесткость	pH	t °C
					Na, K	Ca	Mg		Cl	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	10-28	30.05.13		мг/л мг-экв %экв	872 37,9 93,9	43,29 2,16 5,3	3,84 0,32 0,8	919,06 40,39 100	574 16,19 40	547 11,4 28,22	780,8 12,8 31,78	1901,8 40,39 100	89,3	2909	2519	2,48	7,5	71
2	1Т	30.05.13	XIII	мг/л мг-экв %экв	248,4 10,8 91,8	17,64 0,88 7,48	0,96 0,08 0,72	267 11,76 100	32,2 0,91 7,74	185 3,85 32,74	427 7 59,52	664,2 11,76 100	100,8	1032	618,5	0,96	7,5	90
3	33-28	30.05.13	XIII	мг/л мг-экв %экв	271,17 11,79 84,52	36,87 1,84 13,19	3,84 0,32 2,29	311,88 13,95 100	54,4 1,53 10,97	251 5,23 37,49	438,8 7,19 51,54	744,2 13,95 100	97,6	1154	934,6	2,18	8	71
4	Рядом с 14Т	30.05.13		мг/л мг-экв %экв	245,18 10,66 93,67	9,62 0,48 4,22	2,88 0,24 2,11	257,68 11,38 100	27,2 0,767 6,74	202 4,21 37	390 6,4 56,26	619,2 11,38 100	101,6	978	783	0,72	7,5	90
5	27-32	30.05.13	XIII	мг/л мг-экв %экв	455,63 19,81 91,16	38,48 1,92 8,84	отс.	494,11 21,73 100	148 4,17 19,19	469 9,77 44,96	475,4 7,79 35,85	1092,4 21,73 100	97,6	1684	1446	1,92	8	80
6	22Т	30.05.13	XXII	мг/л мг-экв %экв	690,92 30,04 98,3	6,41 0,32 1,05	2,4 0,2 0,65	704 30,56 100	314 8,86 29	160 3,3 10,8	1121,6 18,4 60,2	1596 30,56 100	90	2390	1829	0,52	8	98
7	3Т	30.05.13	IV-VII VIII-IX	мг/л мг-экв %экв	686,55 29,85 97,77	9,62 0,48 1,57	2,4 0,2 0,66	698,57 30,53 100	364 10,27 33,64	41,2 0,86 2,8	1183,4 19,4 63,56	1588,6 30,53 100	123,6	2411	1819	0,68	7,5	71
8	14Т	30.05.13	IX-X	мг/л мг-экв %экв	366 15,91 94,3	14,43 0,72 4,27	2,88 0,24 1,43	383,3 16,87 100	61,9 1,75 10,37	284 5,92 35,09	561 9,2 54,54	906,9 16,87 100	97,6	1004	724	0,96	8	80
9	16Т	30.05.13	XXII	мг/л мг-экв %экв	654,81 28,47 98,2	9,62 0,48 1,65	0,48 0,04 0,15	664,9 28,99 100	326 9,2 31,7	259 5,39 18,6	878,4 14,4 49,7	1463,4 28,99 100	110	2238	1799	0,52	7,5	70
10	8-32	30.05.13	IV-VII	мг/л мг-экв %экв	338,33 14,71 91,8	24,05 1,2 7,48	1,44 0,12 0,72	363,82 16,03 100	156 4,4 27,45	164,6 3,43 21,4	500,2 8,2 51,15	820,8 16,03 100	60,0	1245	995	1,32	7,5	78
11	5-31	03.06.13	XIII	мг/л мг-экв %экв	168,82 7,34 79	32,064 1,6 17,2	4,32 0,36 3,8	205,2 9,3 100	32,2 0,91 9,8	115 2,39 25,7	336 6 64,5	483,2 9,3 100	101,6	790	622	1,96	7,5	82
12	Рядом с 22Т	03.06.13		мг/л мг-экв %экв	385,94 16,78 91	27,25 1,36 7,38	3,36 0,28 1,62	416,55 18,42 100	96,5 2,72 14,77	416 8,7 47,23	427 7 38	939,5 18,42 100	110	1466	1252	1,64	8	91

Все измерения проведены в соответствии с разработанной программой и методикой геохимических исследований Ханкальского месторождения, «Методическими рекомендациями по определению химического состава подземных и поверхностных вод при инженерно-геологических изысканиях».

Результаты определения компонентов в воде выражали в миллиграммах на 1 л (мг/л), в миллиграмм-эквивалентах каждого иона в 1л воды (мг-экв/л) и

процент-эквивалентах (%-экв). Анализ физических свойств воды показал, что исследуемые источники воды представляют собой прозрачные, бесцветные жидкости, пресноватые на вкус, без образования осадка при стоянии. Пробы 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12 не имеют запаха. Пробы 1, 6, 7 имеют слабый нефтяной запах. По температурному признаку относятся к группе высокотермальных источников. Температура воды для разных источников колеблется от 70 до 98 °С. Значение рН воды для проб 1, 2, 4, 5, 7, 9, 10, 11 равно 7,5, для проб 3, 5, 6, 8, 12 равно 8.

Для получения общей характеристики химического состава воды был произведен сокращенный химический анализ с определением ионов HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{--} , Na^{++}K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , кремниевой кислоты и сухого остатка.

Определение содержания карбонат и гидрокарбонат ионов, жесткости воды, ионов кальция, натрия, кремниевой кислоты и сухого остатка проведены в течение 24 часов после отбора пробы. Остальные измерения были проведены в последующие дни.

Концентрация кремнезема в исследуемых водах была определена весовым и колориметрическим методами. Для определения щелочности и концентрации карбонатов и гидрокарбонатов использован титриметрический метод определения с визуальным фиксированием конечной точки титрования.

Содержание сульфатов и хлоридов — весовым методом.

Жесткость природных вод и содержание катионов кальция определили комплексонометрическим методом с помощью трилона Б. Содержание магния — расчетным методом.

Содержание натрия в воде было определено ионометрическим методом, а также общее содержание катионов натрия и магния - расчетным методом. Определение сухого остатка проведено выпариванием с содой.

Для исследования поверхности и химического состава твердых отложений солей был использован дисперсионно-энергетический спектрометр

(ДЭС) растрового электронного микроскопа Quanta 3D 200i с интегрированной системой микроанализа Genesis Apex 2 EDS от EDAX. Обработка спектров проведена при помощи программного обеспечения EDAX TEAM.

Отложения солей были собраны с поверхности скважин. Для приготовления образца соли высушивали при температуре 110 °С в течение 3-х часов, затем тщательно перетирали в фарфоровой ступке. Отбор пробы образца производили методом квартования, следующим образом: полученный порошок рассыпали ровным слоем, делили накрест на 4 части (квартовали), из них две противоположные удаляли, а две оставшиеся вновь перемешивали и снова делили на 4 части; так поступали, пока количество порошка не уменьшилось до необходимого для анализа.

На рисунках 34-40 представлены результаты исследований в виде электронно-микроскопических снимков поверхности отложений и таблицы со значениями атомных и массовых долей элементного состава.

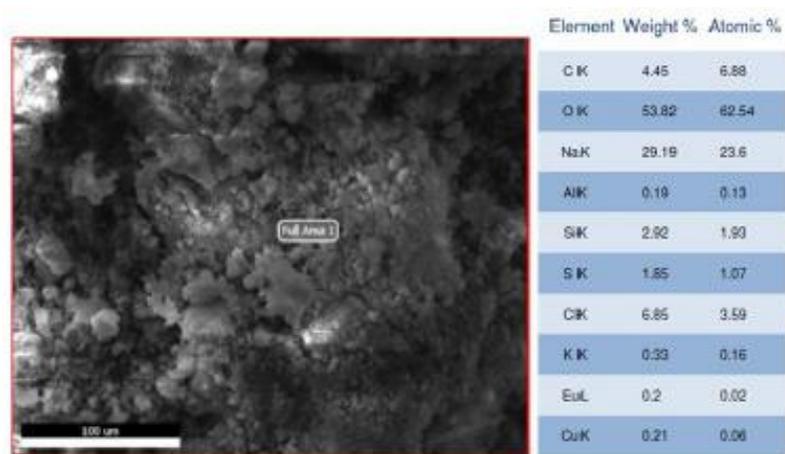


Рис. 34. Снимок поверхности отложений электронным микроскопом и таблицы со значениями атомных и массовых долей элементного состава. Скважина 5-31, пласт XIII

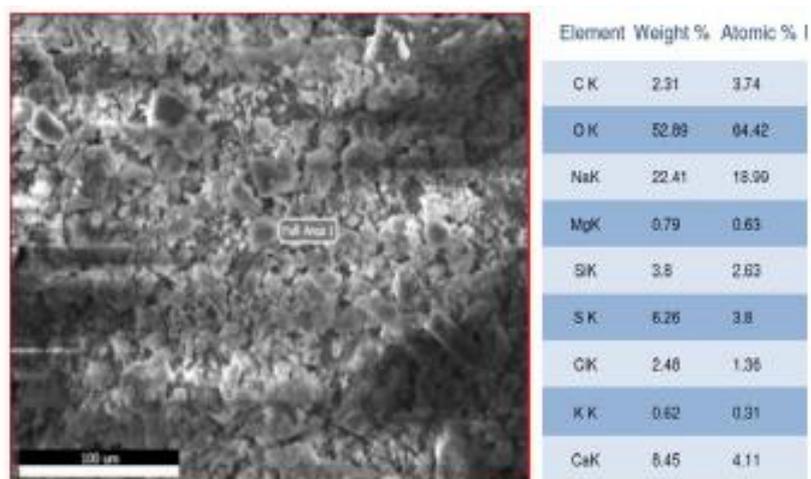


Рис. 35. То же, что рис. 34. Скважина 27-32, пласт XIII

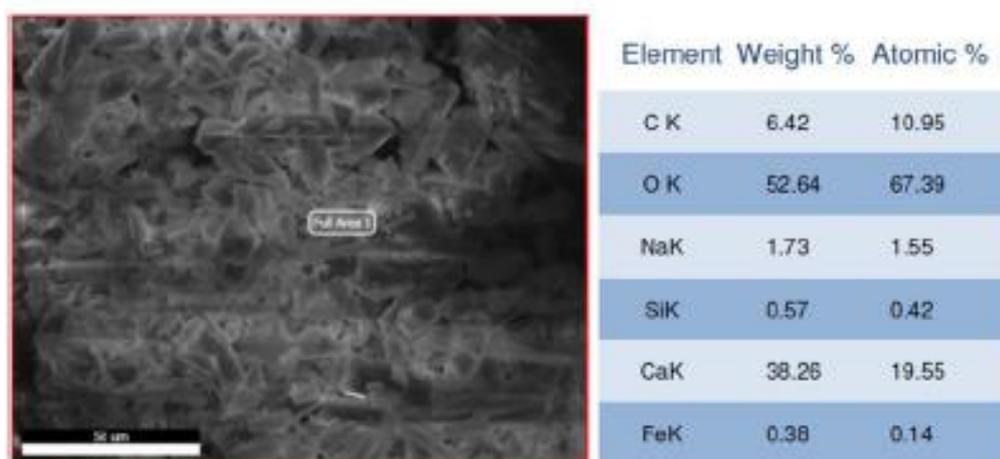


Рис. 36. То же, что рис. 34. Скважина 1Т, пласт XIII

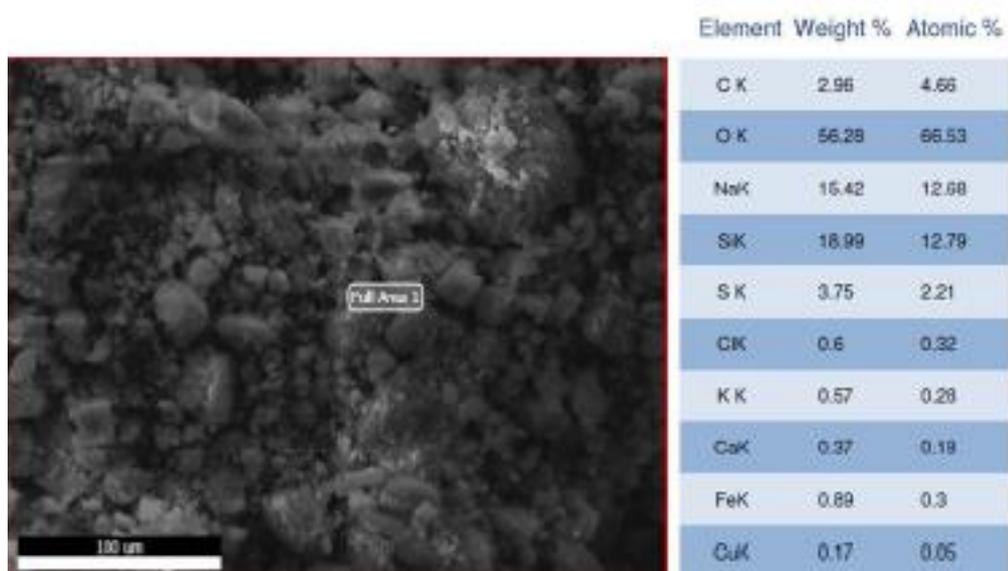


Рис. 37. То же, что рис. 34. Скважина 16Т

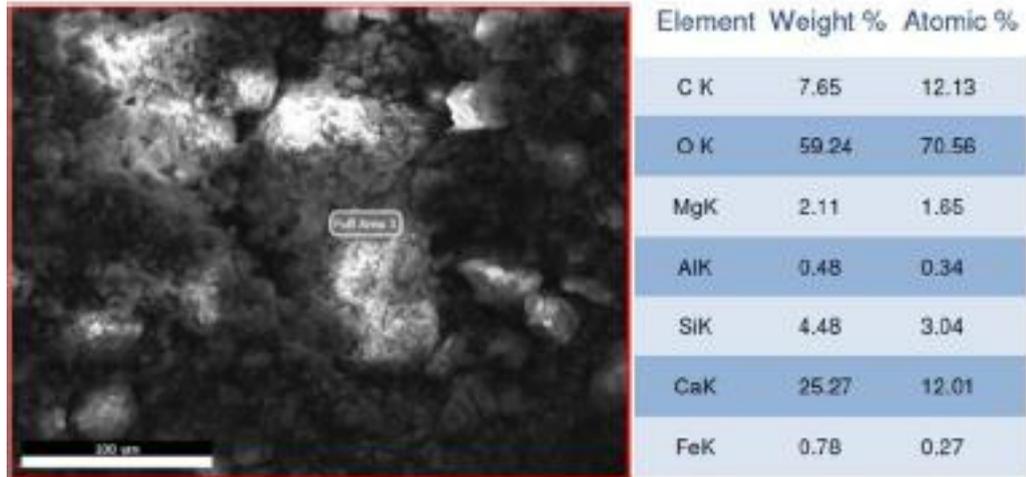


Рис. 38. То же, что рис. 34. Скважина 33-28, пласт XIII

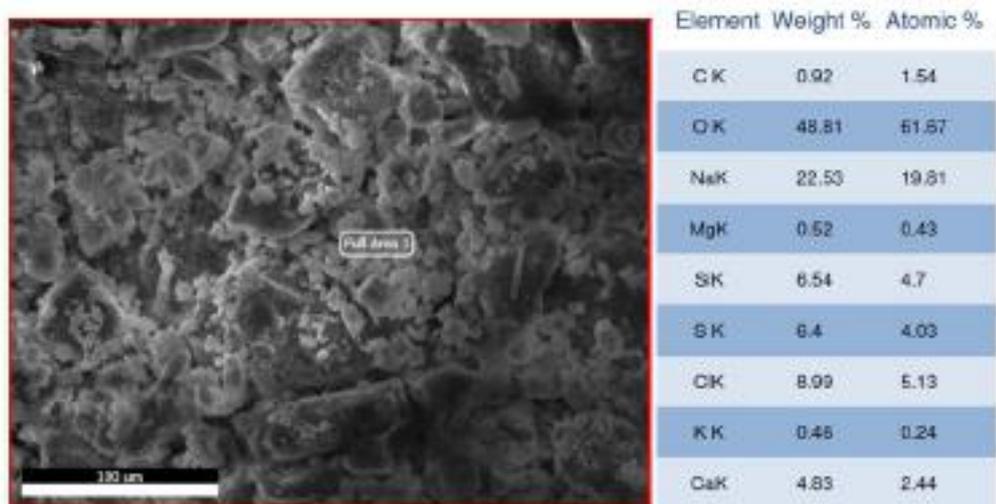


Рис. 39. То же, что рис. 34. Скважина 33-28, пласт XIII



Рис. 40. То же, что рис. 34. Скважина 22 Т

Как показали проведенные исследования, минерализация вод различных скважин находится в диапазоне 0,8 – 2,9. Значение минерализации зависит от химического состава воды. Наиболее характерными для исследованных вод являются воды с минерализацией 0,8 – 1,1 г/л сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава. Пробы 2, 4 имеют сульфатно-гидрокарбонатный натриевый состав. Пробы 3, 8 имеют хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный натриевый состав. Пробы 5, 12 имеют хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатный натриевый состав. Пробы 6, 9, 10 имеют сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатный натриевый состав. Пробы 7, 11 имеют хлоридно-гидрокарбонатный натриевый состав. Проба 1 имеет сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридный натриевый состав.

Содержание кремниевой кислоты 60 – 120 мг/л, позволяет отнести данные воды к кремнистым (критерий отнесения вод к «кремнистым» 50 мг/л). В целом химический состав и физико-химические свойства вод характеризуются наличием близких групп компонентов.

Таким образом, воды XIII пласта Ханкальского месторождения пресные сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава. Минерализация меняется от 0,7 г/л до 2,9 г/л, хотя наиболее характерными для XIII пласта являются воды с минерализацией 0,81-1,20 г/л, рН вод составляет от 7,5 до 8,0. Жесткость вод низкая – 0,52-2,48 мг-экв/л. По температурному признаку воды относятся к группе среднетемпературных, по некоторым классификациям – высокотемпературных источников, температура в пласте до 100 °С и более, что обеспечивает их использование для получения как тепла, так и электроэнергии на основе бинарных технологий. Воды XIII пласта представляют собой прозрачные, бесцветные жидкости, пресноватые на вкус, без образования осадка при стоянии.

Термальные воды Ханкальского месторождения характеризуются повышенными концентрациями метакремниевой кислоты в диапазоне от 60 мг/л до 123 мг/л и классифицируются как кремнистые высокотермальные воды.

Характеристики термальных вод Ханкальского месторождения позволяют использовать их в бальнеологических целях (см. приложение 2).

В целом теплоэнергетические воды XIII пласта характеризуются $pH = 7,5-8$, минерализацией $0,81-1,2$ г/л, сухим остатком менее 1 г/л, что позволяет отнести их к пресным водам, и использовать в качестве теплоносителя гидротермальной природно-техногенной системы без принятия специальных мер противодействия коррозии и осаждению минералов на стенках оборудования.

Выводы к главе 5

Фактически методология создания гидротермальных природно-техногенных систем разрабатывалась в процессе работ по созданию Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции. Концептуальное решение по системе теплоотбора («дублетная» схема с полной обратной закачкой), выбор Ханкальского месторождения в целом, и XIII пласта караганочокракских отложений – в частности, для реализации проекта сделаны на основе изучения литературных и фондовых материалов.

Для определения пространственного положения скважин произведено трехмерное моделирование резервуара, представленного XIII пластом, и определено расстояние 800 м между забоями скважин в резервуаре, как обеспечивающее отсутствие температурной деградации резервуара в течение 30 лет эксплуатации при постоянном дебите 220 куб.м/час и температуре закачиваемого теплоносителя $55^{\circ}C$. По техническим причинам забой скважин удалось развести в резервуаре только на 442 м, и математическое моделирование, проведенное для этого расстояния, показало, что при том же дебите и той же температуре закачки через 30 лет эксплуатации температура на забое продуктивной скважины может снизиться до $65^{\circ}C$, что говорит о необходимости оптимизации режима работы ЦС.

В то же время, по опыту эксплуатации ГТС в течение 5 лет известно, что спрос на тепловую энергию существует в полном объеме только в период с

октября по апрель, что позволяет снижать интенсивность эксплуатации ЦС и, соответственно, продлевать ее срок жизни (см. раздел 6.3).

Кроме этого, в процессе испытаний ЦС обнаружен эффект остаточного дебита, заключающийся в продолжении циркуляции теплоносителя после выключения насосного оборудования. Научное обоснование эффекта и возможность его использования для оптимизации режима работы ЦС рассматриваются в главе 6.

В отношении минерализации теплоэнергетических вод как литературные данные, так и специально проведенные гидрогеохимические исследования показали отсутствие необходимости проведения специальных мероприятий для предупреждения негативного воздействия теплоносителя на оборудование геотермальной станции.

По результатам, описанным в данной главе сформулировано следующее защищаемое положение:

На Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод резервуар, представленный XIII пластом миоценового гидротермического этажа, характеризуется высокой температурой теплоэнергетических вод при их низкой минерализации, что позволяет не предпринимать специальных мер, связанных с негативным влиянием минерализации на техногенную подсистему ЦС. Температурные характеристики теплоэнергетических вод и водообильность XIII пласта обеспечивают как производство тепловой энергии, так и возможность производства электроэнергии с использованием бинарных технологий.

ГЛАВА 6. ХАНКАЛЬСКАЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СТАНЦИЯ КАК УНИКАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОСТАТОЧНОГО ДЕБИТА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Ханкальская опытно-промышленная геотермальная станция – первая в России станция «дублетного» типа со 100%-ной обратной закачкой, оснащенная контрольно-измерительным оборудованием и системой управления, обеспечивающими работу станции в разных режимах с автоматической регистрацией параметров (*Черкасов и др., 2018*). Станция построена в 2015 г. в рамках «Комплексного проекта по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли».

Для создания опытно-промышленной станции место заложения скважин выбиралось на основе анализа геологической модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод (см. раздел 5.2). Пробурены две скважины: водозаборная – вертикальная, глубиной 904,5 м (приложение 3) и нагнетательная – наклонная, глубиной 975 м (приложение 4). Обе скважины вскрывают резервуар теплоэнергетических вод, расположенный в отложениях караган-чокракского яруса миоцена.

При проектировании скважин кроме геологического строения и гидрогеологических характеристик месторождения использовались результаты прогноза изменения температурного режима резервуара в результате эксплуатации ГЦС, осуществленного с помощью методов математического моделирования (*Фархутдинов и др., 2019*).

В ходе испытаний циркуляционной системы Ханкальской опытно-промышленной станции обнаружен эффект остаточного дебита, заключающийся в продолжении циркуляции теплоносителя после выключения насосного оборудования.

В настоящей главе, кроме конструктивных особенностей Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции рассматривается научное обоснование эффекта остаточного дебита и возможность как его дальнейшего исследования, так и использования для коэволюции природной и техногенной подсистем с целью оптимизации режима эксплуатации резервуара теплоэнергетических вод.

6.1. Конструктивные особенности Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции

Опытно-промышленная станция оснащена контрольно-измерительным оборудованием и программируемым контроллером, позволяющим в автоматическом режиме регистрировать практически любые параметры ГЦС и реагировать на отклонения от нормального режима работы. Насосы станции оснащены частотными конвертерами, обеспечивающими управление дебитом ЦС.

Автоматизация ЦС выполнена на основе свободно программируемого контроллера SIMATIC фирмы Siemens с фиксацией причины аварии или неисправности оборудования.

Графическое сообщение с расшифровкой конкретного вида аварии или отказа оборудования выводится на экран дисплея находящегося на двери щита автоматики теплового пункта и на экран оператора, находящегося в помещении диспетчера.

Со щита автоматики теплового пункта производится управление электрооборудованием теплового пункта. Щит автоматики теплового пункта связан с диспетчерским пультом, куда выводятся сигналы об аварии или неисправности оборудования, текущие параметры систем. При отказе цепей управления насосами предусматривается переход на ручное (аварийное) управление.

Тепловой пункт работает в двух режимах – наладочном и автоматическом. Управление производится с панели оператора, расположенной на лицевой стороне щита автоматики теплового пункта. Для контроля за работой теплового пункта используется диспетчерский пульт, расположенный в помещении диспетчерской.

При наладочном режиме обеспечивается включение (отключение) любого устройства из списка выходных сигналов контроллера. В автоматическом режиме работает все оборудование, за исключением выведенного из эксплуатации по команде оператора. Работа теплового пункта возможна в аварийном режиме (полный отказ модулей контроллера), для этого на щите автоматики теплового пункта установлены соответствующие органы управления.

При обнаружении отказа или неисправности оборудования теплового пункта программное обеспечение обеспечивает передачу соответствующих сигналов на диспетчерский пульт. Перечень сигналов на диспетчерский пульт, графическое представление информации должно быть согласовано с Заказчиком на стадии разработки рабочей документации.

Технические решения:

В состав оборудования теплового пункта входят следующие щиты:

- щит силовой теплового пункта. В части автоматизации в состав его входят реле контроля фаз, вспомогательные контакты контакторов, переключатели. При пропадании/несоответствии питания норме происходит блокировка контактора КМ1-1 или КМ1-2 соответственно, объединение секций при помощи контактора КМ1-3. Данная аварийная ситуация анализируется общекотельным контроллером.
- щит автоматики теплового пункта. Служит для управления электрооборудованием теплового пункта. В состав его входят: общекотельный свободно-программируемый контроллер с модулями

расширения, блоки питания цепей управления, автоматические выключатели питания цепей управления, переключатели, элементы индикации, сенсорная панель индикации и управления, сотовый GSM/GPRS/EGDE/UMTS/HSPA-роутер.

- автоматизированное рабочее место оператора, расположенное в диспетчерском пункте, реализован на базе персонального компьютера с операционной системой Windows с применением программного продукта SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) Wonderware InTouch с использованием OPC-сервера KEP ServerEX или на аналогичном программном продукте типа TRACE MODE компании Adastrа. Выбор конкретной SCADA системы и ее конфигурации предполагается на стадии разработки рабочей документации. Автоматизированное рабочее место оператора служит для приема информации о работе станции, при аварийной ситуации по команде оператора передает сигнал на отключение оборудования.

Перечень сигналов, индицируемых на щите автоматики теплового пункта совпадает с перечнем сигналов, передающихся на диспетчерский пункт. Дополнительно по меню наладчика выводятся все входные аналоговые сигналы (показания датчиков давления, температуры, уровня).

Станция оборудована датчиками, передающими на диспетчерский пульт 82 параметра, включая значения расходов, давлений и температур в трубопроводах, перед теплообменниками, и после них. Также на станции предусмотрена возможность реализации бинарной схемы для производства электроэнергии. Для установки теплообменника бинарной схемы имеются отводы, позволяющие включить такой теплообменник параллельно действующему.

Такие возможности позволяют проводить широкий спектр экспериментов по производству электроэнергии, по гидродинамической стимуляции резервуара и по оптимизации режима работы циркуляционной системы, в том числе – с

использованием эффекта остаточного дебита. Для использования эффекта в геотермальной энергетике необходимы его детальные исследования, в рамках которых необходимо, в первую очередь, обратить внимание на такие факторы, как сопротивление элементов циркуляционной системы движению флюида, режимы работы насосного оборудования до выключения, степень понижения температуры флюида в теплообменнике, возможные изменения приемистости нагнетательной скважины в зависимости от режима работы.

6.2. Эффект остаточного дебита циркуляционной системы теплоотбора и его научное обоснование

Эффект остаточного дебита геотермальной циркуляционной системы заключается в продолжении циркуляции флюида после выключения насосного оборудования. Этот феномен упоминается в литературе (*Goldbrunner et al., 1999, Tanase, 2015*), но сам эффект не анализируется.

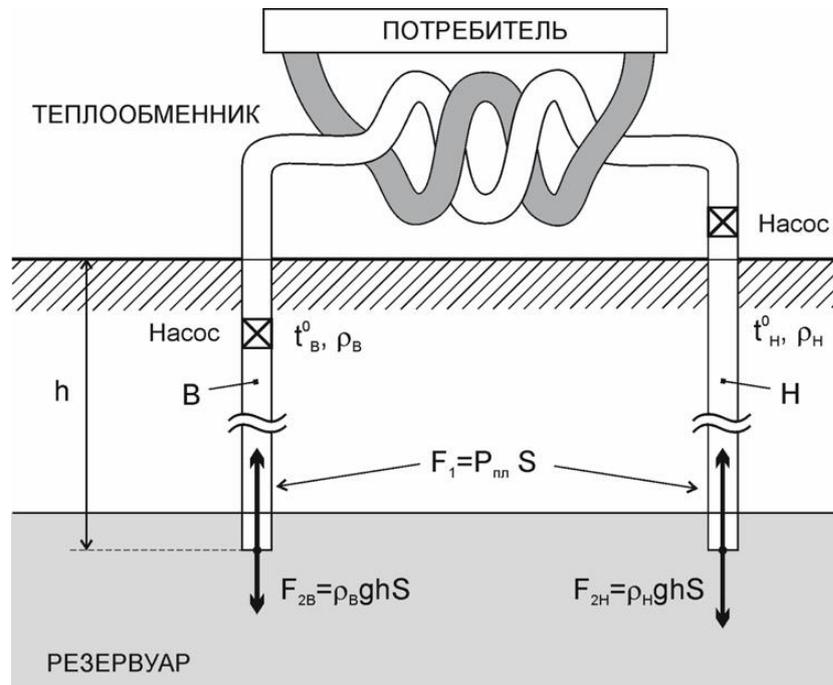


Рис. 41. Эффект остаточного дебита циркуляционной системы теплоотбора. В – водозаборная, Н – нагнетательная скважины. Остальные обозначения см. в тексте.

В ходе испытаний циркуляционной системы после отключения насосов наблюдался дебит на уровне 25 куб.м/час. Программа испытаний не включала в

себя исследования остаточного дебита ГЦС, но предусматривала перерыв в работе насосного оборудования продолжительностью 2 часа, в течение которых дебит не понижался.

При работе ГЦС в штатном режиме циркуляция флюида обеспечивается двумя насосами, один из которых расположен в водозаборной скважине, а второй, нагнетательный, – на поверхности (рис. 41). В единичной скважине при неработающих насосах на флюид на забое скважины действуют две основные силы: сила

$$F_1 = P_{\text{пл}} S, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, а S – площадь горизонтального сечения (диаметр) скважины, и сила

$$F_2 = \rho g h S, \quad (2)$$

где ρ – плотность флюида, g – ускорение свободного падения, и h – высота столба флюида в скважине, $\rho g h$ – давление на забое. При этом первая сила направлена вверх, а вторая – вниз по скважине. При $F_1 > F_2$, и при условии, что h в (2) равно расстоянию от устья до забоя скважины, происходит самоизлив флюида на поверхность, и скважина является артезианской.

В системе из двух скважин насосы «запускают» циркуляционную систему и поддерживают требуемый режим работы. При этом флюид в теплообменнике охлаждается и в нагнетательной скважине температура флюида становится ниже, чем в водозаборной. При выключении насосов, постоянном пластовом давлении в резервуаре, и при одинаковой глубине скважин система из двух скважин, герметично соединенных первичным контуром теплообменника, находилась бы в гидростатическом равновесии, если бы не разница в температуре, создающая разницу в плотности флюида. Температура флюида в водозаборной скважине соответствует температуре на забое $t^0_{\text{в}}$, а плотность флюида составляет $\rho_{\text{в}}$. После теплообменника, где флюид охлаждается до

температуры t_n^0 , в нагнетательной скважине плотность флюида составляет ρ_n . Разница гидростатических давлений на забоях водозаборной ($\rho_v gh$) и нагнетательной ($\rho_n gh$) скважин является причиной перетока флюида из резервуара через водозаборную скважину, теплообменник, и нагнетательную скважину обратно в резервуар, продолжающегося с некоторой скоростью потока v и при остановке насосов. Назовем этот феномен эффектом остаточного дебита циркуляционной системы. Следует подчеркнуть, что эффект остаточного дебита, строго говоря, не представляет собой циркуляцию в полном смысле этого слова, поскольку в самом резервуаре мы имеем точку водозабора и точку нагнетания флюида, которые не обязательно гидродинамически связаны. Фактически резервуар при рассмотрении эффекта остаточного дебита играет роль источника горячего флюида, перетекающего от забоя водозаборной к забою нагнетательной скважины за счет разницы гидростатических давлений на забоях скважин. При этом чем больше тепла снимается с теплоносителя в теплообменнике, т.е. чем больше разница температур в водозаборной и нагнетательной скважинах, тем больше разница давлений, и, соответственно, дебит системы при неработающих насосах.

Теоретически из формулы (2) видно, что разница давлений может зависеть не только от плотности (температуры) флюида, но и от высоты столба флюида (глубины скважины). Т.е., если форма резервуара разрешает конфигурацию циркуляционной системы, в которой забой нагнетательной скважины расположен глубже, чем забой водозаборной, в системе со скважинами разной глубины также возможен самопроизвольный переток флюида.

Наблюдаемый эффект может использоваться для повышения эффективности геотермальных тепловых и электростанций, на которых производится обратная закачка флюида. Режим работы циркуляционной системы может быть комбинированным, с включением и выключением насосного оборудования по графику, соответствующему потребительской нагрузке на геотермальную станцию.

Следует отметить, что эффект остаточного дебита может наблюдаться только в «замкнутых» ГЦС без выхода теплоносителя первичного контура на поверхность, поскольку в противном случае в разрыве циркуляционной системы на скважины будет действовать атмосферное давление, и обе скважины будут функционировать как артезианские.

6.3. Повышение эффективности циркуляционных систем теплоотбора

Рассмотрим различные аспекты работы ГЦС с учетом эффекта остаточного дебита. При обратной закачке охлажденного флюида в зоне забоя нагнетательной скважины понижается температура резервуара, и постепенно область снижения температуры распространяется по резервуару, а в определенный момент достигает забоя продуктивной скважины. Для Ханкальской опытно-промышленной станции прогноз изменения температуры резервуара в зависимости от режимов работы ЦС осуществлен с использованием компьютерных программ *Metis* (*Goblet, 1980, Farkhutdinov et al., 2015, Фархутдинов и др., 2019*), и *GeoTherm* (*Ваганова и др., 2014, раздел 2.2.2*), моделирующих поток подземных вод и тепломассоперенос в пористых или трещинных водоносных горизонтах.

Для моделирования изменения температуры на забое водозаборной скважины при принудительной и самопроизвольной циркуляции в данной работе использовалось аналитическое решение. Перед моделированием определялась геометрия, параметры системы, а также начальные и граничные условия с использованием распределения температуры и структурной карты XIII пласта, полученных после геостатистической оценки (*Farkhutdinov et al., 2015*). Кроме того, привлекались фондовые данные, в том числе результаты испытаний скважин, некоторые теплофизические параметры, а также средние значения теплопроводности и теплоемкости различных типов пород из литературных источников (*Marsily G., 1981*) (табл. 11).

Таблица 11. Начальные параметры моделирования температуры на забое водозаборной скважины при принудительной и самопроизвольной циркуляции

Глубина залегания, м		Мощность, м	Геологический разрез	Теплопроводность, Вт/(м·°С)		Объемная теплоемкость, МДж/м ³ /°С		Проницаемость, м ²	Коэффициент упругой емкости, м ⁻¹
от	до								
0	35	35	Четвертичные отложения	2,1	1,5 3	2,1	2,2 3	-	-
35	70 0	665	Сарматские отложения	1,4		2,2			
70 0	84 3	143	Караганские отложения (до XIII пласта)	2		2,4			
84 3	89 0	47	Караганчокракские отложения (XIII продуктивный пласт)	2,3	2,3	2,4 86	2,4 86	6.77e ⁻¹³	5e ⁻⁶
89 0	12 90	400	Караганчокракские отложения (после XIII пласта)	1,8	1,5	2,4	2,2 8	-	-
12 90	25 00	1210	Майкопские отложения	1,4		2,2 5			

Граничные условия (рис. 42):

- нагнетание воды 200 м³/ч 7 месяцев в году (отопительный период) с постоянным потоком тепла 10051 МВт (отвечает температуре обратной закачки 45 °С);
- тепловой поток от основания модели равный 82 мВт/м² (по М.К. Курбанову, 2001).
- постоянный напор на границах сетки для создания регионального потока подземных вод либо непроницаемые границы на основных двух разломах.

Аналитический расчет снижения температуры на забое продуктивной скважины производился с использованием формулы (3) (*Gringarten et Sauty, 1975*).

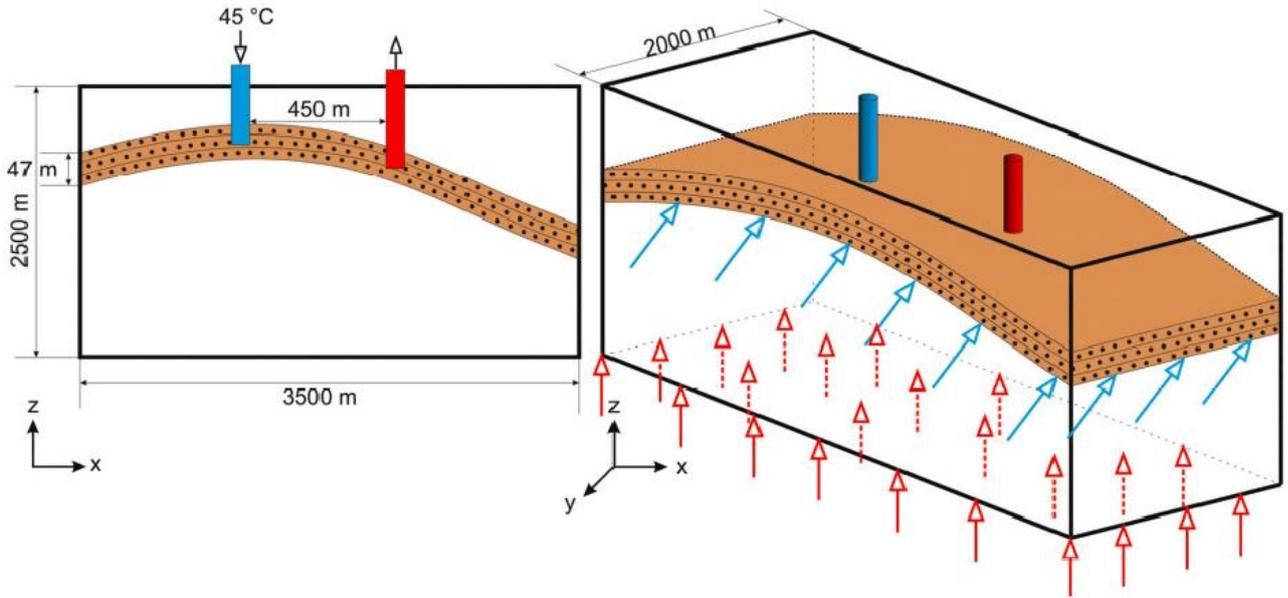


Рис. 42. Граничные условия моделирования температурного режима ЦС при принудительной и самопроизвольной циркуляции. Красные и синие стрелки указывают направление теплового потока и естественного движения подземных вод, соответственно

$$\frac{T_0 - T_w(t)}{T_0 - T_i} = \int \operatorname{erfc} \left\{ \frac{d(S_{\max} / D^2)}{d(\psi / Q)} \cdot \left[\lambda(t_D - \frac{d(S_{\max} / D^2)}{d(\psi / Q)}) \right]^{-1/2} \right\} d\left(\frac{\psi}{Q}\right) = T_{wD} [f(\psi), \lambda, t_D] \quad (3)$$

где $\lambda = (\rho_w C_w \rho_A C_A / K_R \rho_R C_R)(Qh/D^2)$, $\rho_w C_w$ – объемная теплоемкость воды, $\rho_A C_A$ – объемная теплоемкость резервуара, K_R – теплопроводность непроницаемых слоев, $\rho_R C_R$ – объемная теплоемкость непроницаемых слоев, ψ – поток флюида между нагнетательной и продуктивной скважинами, h – мощность продуктивно-го пласта, Q – дебит нагнетательной/продуктивной скважин, D – расстояние между продуктивной и нагнетательной скважинами, $t_D = (\rho_w C_w / \rho_A C_A)(Qt / D^2 h)$, T_0 – начальная температура резервуара и перекрывающих/подстилающих слоев, T_i – температура нагнетаемой воды, S_{\max} – общая площадь потока между нагнетательной и продуктивной скважинами, T_{wD} – безразмерный температурный коэффициент, .

Параметры моделирования:

- Мощность продуктивного пласта 47 м (h)
- Начальная температура резервуара 96 °C (T_0)

- Температура нагнетаемой воды 45 °С (T_i)
- Теплоемкость резервуара 0.594 Кал/см³/°С ($\rho_A C_A$)
- Теплоемкость непроницаемых пород 0.535 Кал/см³/°С ($\rho_R C_R$)
- Теплопроводность 0.0055 Кал/сек/см/°С (K_R)
- Расстояние между забоями скважин 450 м (D)
- Дебит (Q)
 - a) 117 м³/час
 - b) 25 м³/час

Моделирование выполнялось для обычных условий работы Ханкальской геотермальной станции (дебит продуктивной и нагнетательной скважин 200 м³/час, работа станции в отопительный период 7 месяцев в году, что равно постоянному дебиту 117 м³/час) и для условий использования эффекта остаточного дебита, который равен 25 м³/час.

Результат моделирования показывает (рис. 43), что если при принудительном дебите ГЦС через 15 лет эксплуатации температура флюида в зоне забоя продуктивной скважины понижается на 15°С, то при использовании эффекта остаточного дебита незначительное снижение температуры начинает наблюдаться только через 30 лет эксплуатации.

Тепловая мощность станции составляет до 10 МВт и до 1,3 МВт для принудительной и самопроизвольной циркуляции, соответственно. При этом для принудительной циркуляции необходима работа нагнетательного насоса мощностью 250 Вт, что эквивалентно примерно 3 МВт тепловой мощности, если производить электроэнергию с использованием бинарной установки на флюиде Ханкальской станции. Также необходимо учитывать, что при принудительной циркуляции за 15 лет тепловая мощность Ханкальской станции понизится на 16-18%.

Таким образом, эффективная тепловая мощность (за вычетом мощности, расходуемой на принудительную циркуляцию) изменяется от 7 до

1,3 МВт в зависимости от режима работы ГЦС, и управление режимом может осуществляться в соответствии с потребностью в тепловой энергии.

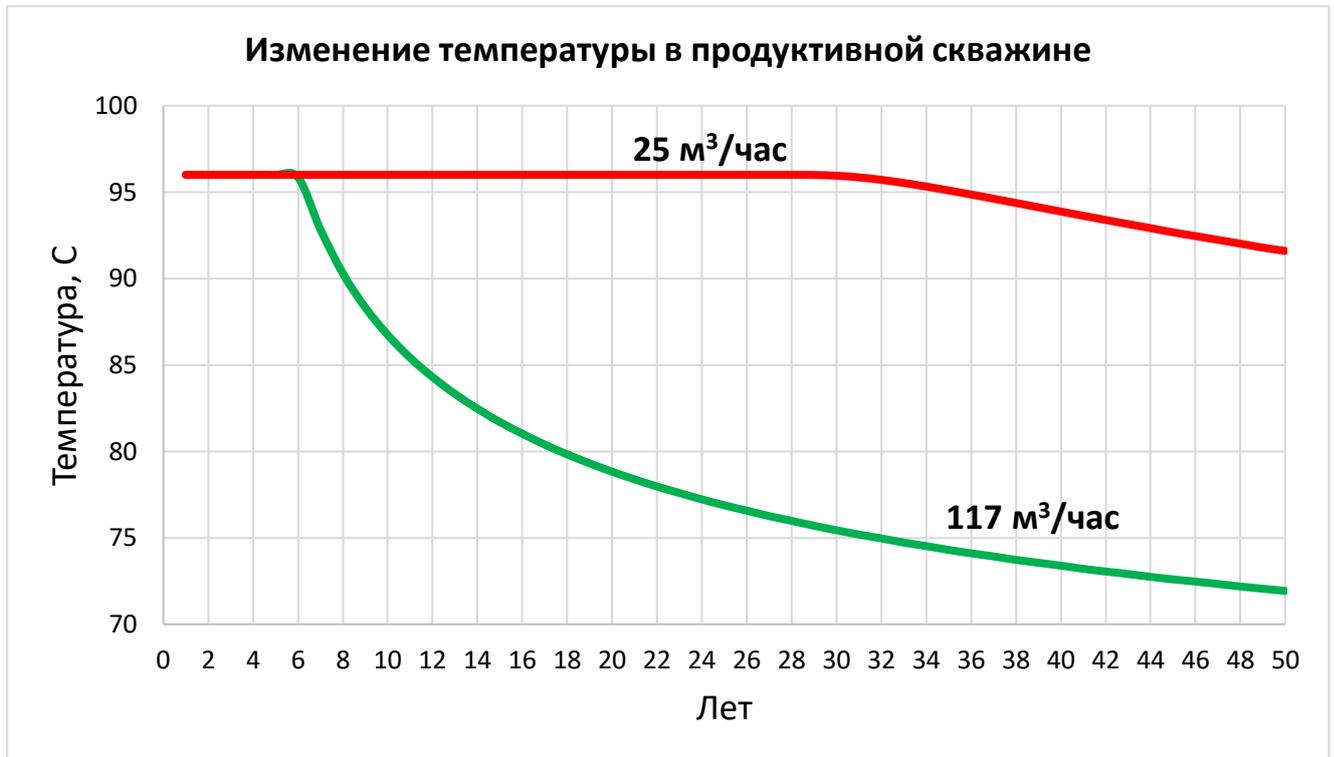


Рис. 43. Изменение температуры на забое продуктивной скважины для принудительной (зеленая линия) и самопроизвольной (красная линия) циркуляции

6.4. Перспективы использования Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции в качестве уникальной научной установки

С точки зрения организации исследований, связанных с эксплуатацией ЦС в целом, и резервуара подземных вод – в частности, Ханкальская опытно-промышленная геотермальная станция предоставляет уникальные, по крайней мере – для Российской Федерации, возможности, а именно:

- 1) Наличие функционирующей ЦС дублетного типа;
- 2) Возможность управления дебитом ЦС в диапазоне от 0 до 220 м³/с (частотно управляемые насосы);
- 3) Автоматическая регистрация расходов, температур и давлений в трубопроводах на устьях водозаборной и нагнетательной скважин;

- 4) Управление дебитом и регистрация физических параметров в потребительском (вторичном) контуре;
- 5) Практически полное отсутствие потребительского спроса на горячую воду в период с мая по сентябрь, что дает возможность проведения в этот период экспериментальных исследований на станции;
- 6) Возможность проведения экспериментов по реализации бинарной схемы производства электроэнергии, обеспеченная наличием выводов для организации параллельного потока флюида в первичном контуре.

Эти факторы обеспечивают возможность использование Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции в качестве уникальной экспериментальной научной установки (или в качестве «геотермального полигона», см. приложение 1) для исследования вопросов, связанных с повышением эффективности эксплуатации ЦС за счет оптимизации режима работы станции и стимуляции резервуара теплоэнергетических вод, с получением электроэнергии посредством использованием бинарных систем при эксплуатации среднетемпературных гидротермальных ресурсов, а также – с улучшением геоэкологических характеристик природно-техногенных геотермальных систем в целом на основе использования современных и разработки новых технологий утилизации тепла Земли.

Проведение различных экспериментов на станции возможно в период с мая по сентябрь, когда экспериментальные работы не будут влиять на поставки тепла (горячей воды) потребителям. При этом при выключенном потреблении необходимо задействовать вторичный контур для охлаждения флюида, циркулирующего в первичном контуре. При проведении испытаний ЦС в 2015 г. эта задача решалась путем заведения трубопровода между водозаборной скважиной и нагнетательным насосом в русло близлежащего дренажного канала (приложение 7, рис. 44), но для ряда задач, в частности – для исследований эффекта остаточного дебита, система «водозаборная скважина – теплообменник – нагнетательная скважина» должна быть задействована полностью, поскольку

одним из исследуемых параметров будет являться сопротивление отдельных элементов системы потоку флюида, поэтому охлаждение флюида в первичном

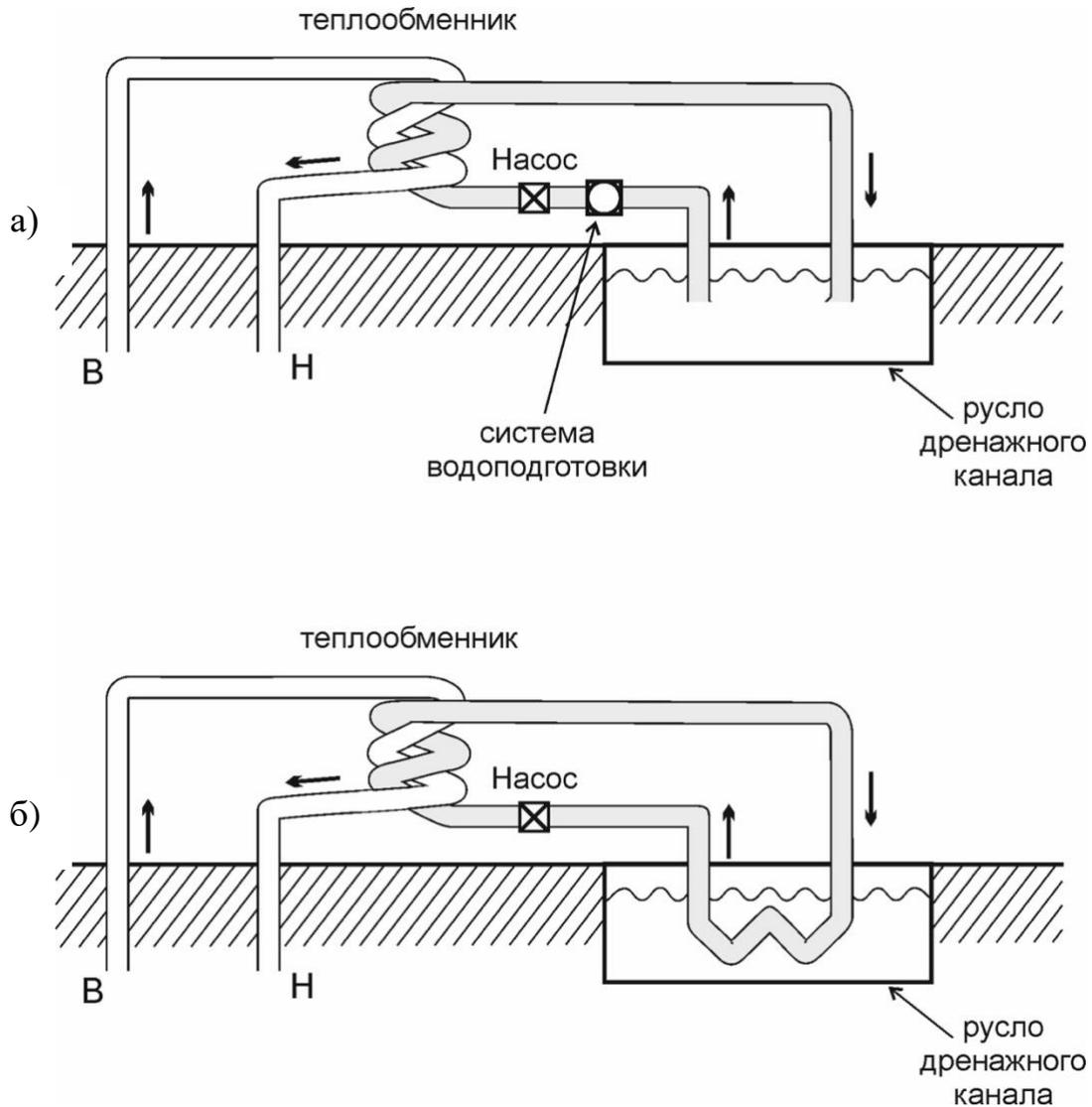


Рис. 44. Использование дренажного канала в качестве имитатора нагрузки геотермальной станции. В – водозаборная, Н – нагнетательная скважины

контуре необходимо производить в теплообменнике, т.е. во вторичный контур станции должен подаваться значительный объем холодной воды. Дренажный канал, расположенный в 100 м от скважин Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции (рис. 45) в данном случае может использоваться как источник холодной воды, подаваемой во вторичный контур теплообменника (рис. 44а), либо, как и в процессе испытаний, в качестве имитатора нагрузки (рис.

446). Для имитации нагрузки при испытаниях ЦС в русло канала (рис. 46) укладывалось 1500 м пожарного рукава шестью отрезками по 250 м каждый.

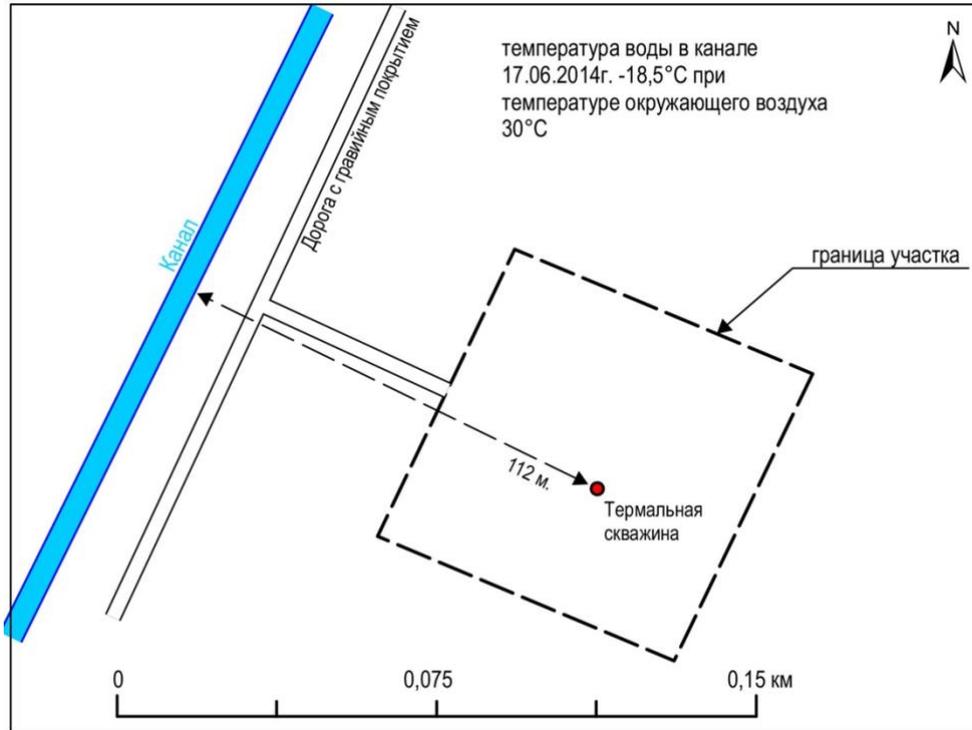


Рис. 45. Схема расположения дренажного канала относительно станции

Расчетные параметры имитатора нагрузки при использовании трех параллельных пожарных рукавов диаметром 50 мм, расходе воды $200 \text{ м}^3/\text{час}$, и температуре закачиваемой в скважину воды 60 градусов Цельсия: длина каждого рукава – 1500 м, скорость течения термальной воды по рукаву – 8,6 м/с.

Непосредственная подача холодной воды из дренажного канала во вторичный контур теплообменника является более эффективной по сравнению с использованием канала в качестве имитатора нагрузки, однако при этом необходима организация водоподготовки, обеспечивающей отсутствие влияния химического состава воды и содержащихся в ней твердых частиц на внутренние поверхности теплообменного оборудования.



Рис. 46. Русло дренажного канала

Предлагается программа исследований эффекта остаточного дебита циркуляционной системы (приложение 8), рассматриваются возможные результаты исследования и их потенциальное значение для повышения эффективности “дублетных” систем теплоотбора. Основной целью исследований является обоснование возможности использования эффекта остаточного дебита циркуляционной системы в гидротермальных ЦС и разработка рекомендаций по оптимизации ЦС.

Эффект остаточного дебита ранее детально не исследовался, и может зависеть от следующих факторов:

- 1) Разница температур в водозаборной и нагнетательной скважине;
- 2) Сопротивление элементов ЦС потоку флюида;
- 3) Режим работы ЦС до выключения насосного оборудования, влияющий на приемистость резервуара.

Также при использовании эффекта остаточного дебита возможно его усиление за счет работы насоса в водозаборной скважине, увеличивающего разницу давлений на забоях водозаборной и нагнетательной скважин.

Для изучения влияния этих факторов предлагается программа и методика исследований эффекта остаточного дебита на Ханкальской опытно-промышленной станции (приложение 8). Предусматривается проведение следующих экспериментов:

- 1) Изучение зависимости эффекта остаточного дебита от разницы температур в водозаборной и нагнетательной скважине. При этом температура в нагнетательной скважине изменяется путем изменения нагрузки во вторичном (потребительском) контуре за счет увеличения расхода холодной воды во вторичном контуре теплообменника. В процессе исследований производится регистрация дебита ЦС, температуры на устьях водозаборной и нагнетательной скважин, и давления в ЦС. Планируемый результат исследований – кривая зависимости величины остаточного дебита от температуры закачиваемого флюида.
- 1) Оценка влияния сопротивления элементов ЦС потоку флюида. Сопротивление потоку может приводить к затуханию эффекта остаточного дебита со временем. После выключения насосного оборудования проводятся непрерывные измерения дебита ЦС при постепенном перекрытии потока в первичном контуре ГСЦС. Ожидаемый результат – кривая зависимости остаточного дебита ЦС от степени перекрытия потока (сопротивления) и расчет критического значения сопротивления, останавливающего поток.
- 2) Оценка режима работы погружного водозаборного насоса при использовании эффекта остаточного дебита. Проводится измерение остаточного дебита при разных режимах работы погружного водозаборного насоса после выключения нагнетательного насоса. Ожидаемые результаты: Кривая зависимости дебита ЦС от давления, создаваемого водозаборным погружным насосом при выключенном нагнетательном насосе.

Выводы к главе 3

Конструктивные характеристики Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции обеспечивают возможность проведения целого ряда экспериментов с целью изучения эффекта остаточного дебита и оптимизации режима эксплуатации ЦС.

Эффект остаточного дебита ЦС заключается в перетоке теплоносителя от забоя продуктивной к забою нагнетательной скважины в результате разницы давлений, возникающей из-за разницы плотностей горячего и охлажденного флюида при герметичности системы «продуктивная скважина – теплообменник – нагнетательная скважина».

Проведение экспериментов, требующих герметичности ЦС при низкой температуре теплоносителя в нагнетательной скважине, возможно с использованием протекающего в 100 м от станции дренажного канала либо посредством опускания в дренажный канал «радиатора», обеспечивающего охлаждение флюида во вторичном (потребительском) контуре станции, либо подачей холодной воды во вторичный контур теплообменника непосредственно из канала (при проведении соответствующей водоподготовки).

Также перспективным направлением исследований на Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции является разработка и внедрение технологии получения электроэнергии с использованием бинарной схемы.

В целом, в природно-техногенных гидротермальных системах присутствует эффект остаточного дебита, заключающийся в перетоке теплоносителя от забоя продуктивной к забою нагнетательной скважины после выключения насосного оборудования вследствие разницы давлений, возникающей из-за разницы плотностей горячего и охлажденного флюида при герметичности техногенной подсистемы. Ханкальская опытно-промышленная геотермальная тепловая станция представляет собой уникальную научную установку, обеспечивающую проведение широкого круга

исследований эффекта остаточного дебита циркуляционных систем. Эксплуатация гидротермальных природно-техногенных систем на основе циркуляционной схемы теплоотбора с эффектом остаточного дебита повышает эффективность использования тепла Земли для энергетики, тепло- и хладоснабжения, теплично-парникового хозяйства и промышленных процессов.

ГЛАВА 7. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

Одним из ключевых моментов безопасной эксплуатации месторождений теплоэнергетических вод, с точки зрения геоэкологии, является реализация мониторинга эксплуатации геотермальных природно-техногенных систем, которые могут быть распределены по площади до нескольких квадратных километров, как в случае Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод. Для мониторинга таких площадей в последнее десятилетия активно используются возможности беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Современные БПЛА оснащены глобальными системами позиционирования (GPS) и цифровыми камерами, и могут использоваться как автономно, так и в многоуровневой системе дистанционного анализа (*Грядунов и др., 2012*).

Геоэкологический мониторинг эксплуатации Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод был реализован с использованием БПЛА и инфракрасной камеры. Для проведения инфракрасной съемки использовался беспилотный летательный аппарат Геоскан 201, разработанный для съемки площадных и линейно-протяженных объектов (рис. 47). В воздухе БПЛА может находиться в течение 3 часов, что при скорости полета 80 км/час позволяет отрабатывать большие по площади территории. Запуск БПЛА осуществляется с помощью катапульты, посадка – на парашюте. Комплекс работает полностью автоматически, при этом наземная станция управления даёт возможность контролировать все этапы полёта.

Беспилотный летательный аппарат способен нести до 1 кг полезной нагрузки, в ходе эксперимента полезной нагрузкой были тепловизор Thermophrame-M и камера видимого диапазона, съёмка которыми производилась синхронно.



Рис. 47. Беспилотный летательный аппарат Геоскан-201

Маршрут рассчитывался автоматически, исходя из параметров матрицы и оптики тепловизора (фокусное расстояние 25 мм, разрешение 640x480). Съёмки проводились в соответствии с алгоритмами программы GeoScan Planner, являющейся частью наземной станции управления БПЛА, исходя из необходимости 70% перекрытия между соседними кадрами. Сшивка снимков осуществлялась с применением программы Agisoft PhotoScan по алгоритму накидного монтажа. Параметры ориентации изображений для накидного монтажа были получены в процессе сшивки кадров видимого диапазона (фотокамеры).

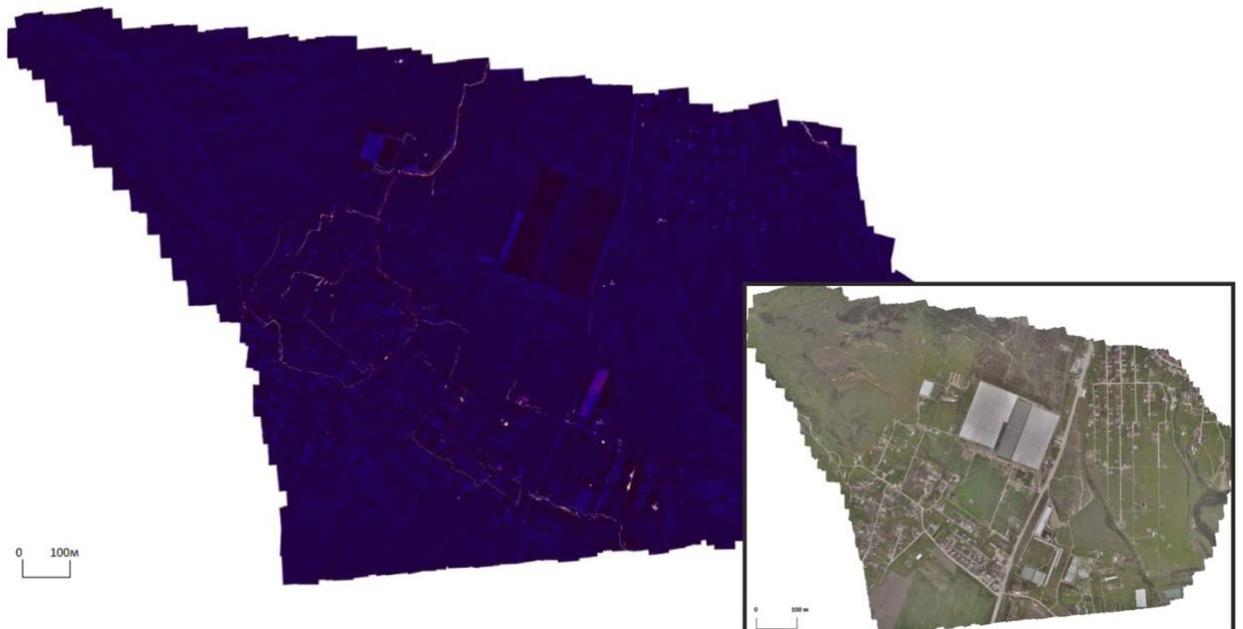


Рис. 48. Тепло- и фотосъемка Ханкальского месторождения и прилегающей территории

На рисунке 48 представлены географически привязанные карты территории исследования, полученные в результате фото- и теплосъемки с помощью БПЛА.

Общая площадь участка съемки составила 3.71 км². Для охвата всей территории было произведено 2 полета общей продолжительностью 3 часа 20 минут, обработка полученных данных проводилась в течение 2 рабочих дней.

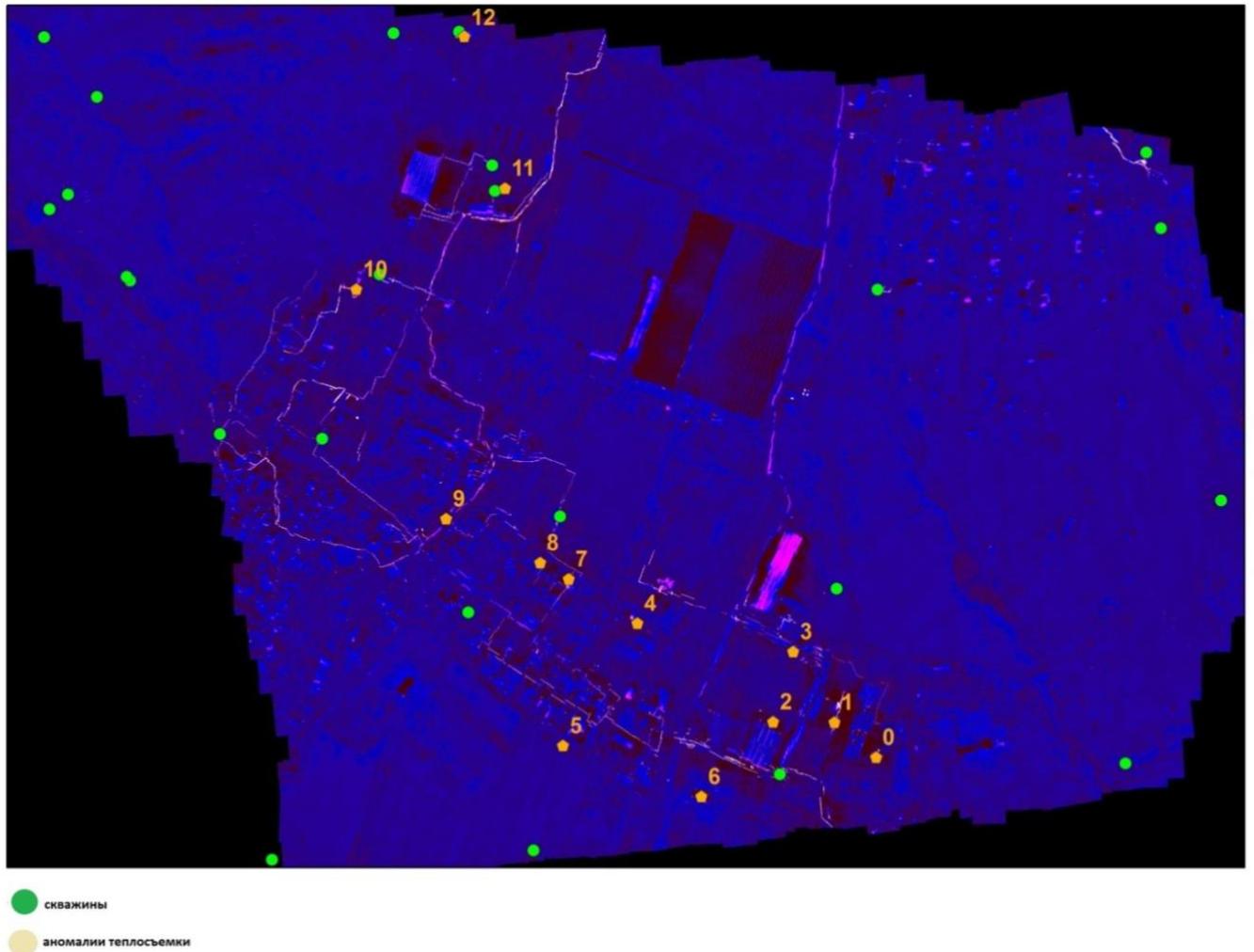


Рис. 49. Аномалии теплосъемки п. Гикало

В результате проведенных работ на территории Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод выявлено 13 тепловых аномалий (рис. 49). Наземная проверка аномалий проведена 15.04.2016 в п. Гикало Чеченской Республики. Координаты определялись с помощью GPS навигатора Garmin GPSMAP 64ST. Съемка на местности велась на мобильный телефон (iPhone 5).

1) Аномалия №0 (рис. 50), связана со сливом горячей воды из системы отопления теплицы, имеет температуру 50-65 (условные температурные единицы) и сложную форму, отражающую рельеф поверхности.

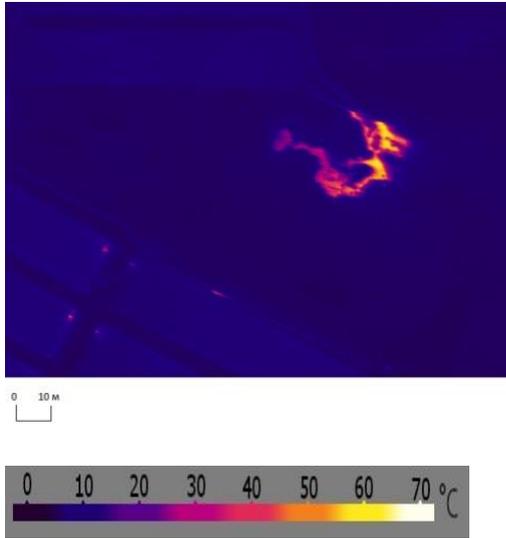


Рис. 50. Аномалия №0 тепловой съемки

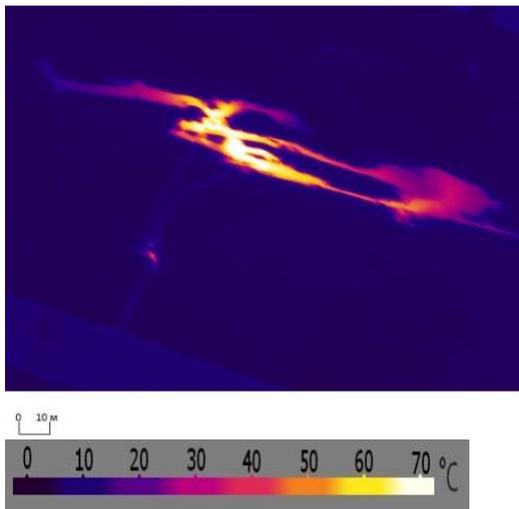


Рис. 51. Аномалия №1 тепловой съемки

2) Аномалия №1 (рис. 51) связана со сливом горячей воды из системы отопления теплицы, имеет температуру 50-65 (условные температурные единицы) и форму, осложненную рельефом местности.

3) Аномалия №2 (рис. 52) связана сливом горячей воды из системы отопления теплицы в изометричную в плане яму, имеет температуру 50-55 (условные температурные единицы) и изометричную форму.

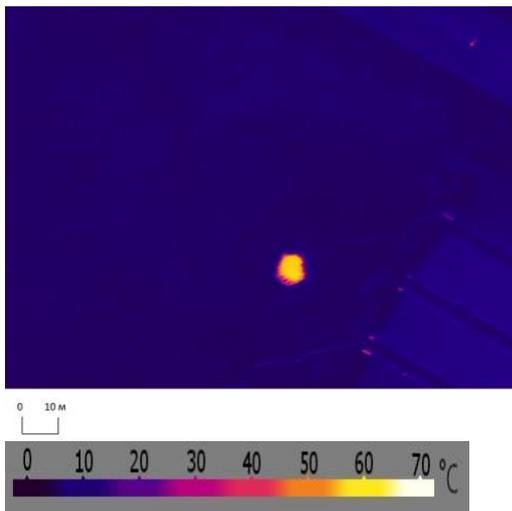


Рис. 52. Аномалия №2 тепловой съемки

4) Аномалия №3 (рис. 53) связана сливом горячей воды из системы отопления теплицы в изометричный по форме водоем, имеет температуру 25-35 (условные температурные единицы) и изометричную форму 60x50 пикселей.

5) Аномалия №4 (рис. 54) связана сливом горячей воды из системы отопления теплицы, имеет температуру 25-35 (условные температурные единицы) и изометричную, осложненную влиянием рельефа, форму.

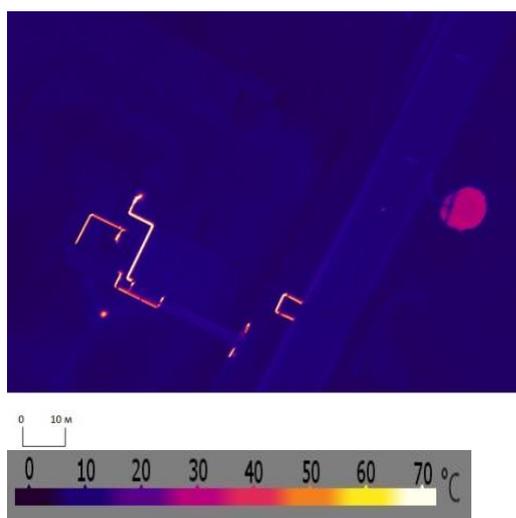


Рис. 53. Аномалия №3 тепловой съемки

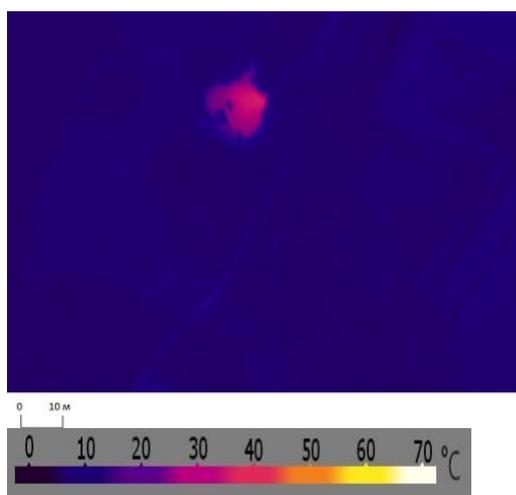


Рис. 54. Аномалия №4 тепловой съемки

б) Аномалия №5 (рис. 55) связана с разжиганием костра, имеет температуру 65-70 (условные температурные единицы) и изометричную форму. На фото рис. 55 видны следы костра.

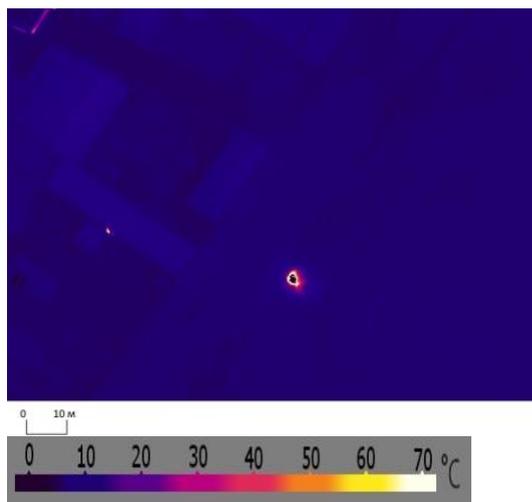


Рис. 55. Аномалия №5 тепловой съемки

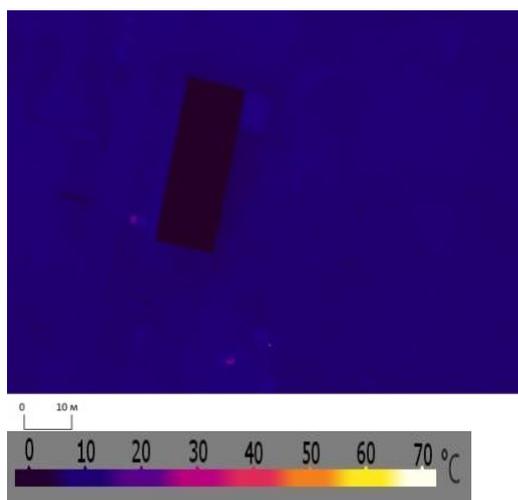


Рис. 56. Аномалия №6 тепловой съемки

7) Аномалия №6 (рис. 56) связана с колодцем для слива горячей воды из системы отопления дома, имеет температуру 20-25 (условные температурные единицы) и изометричную форму.

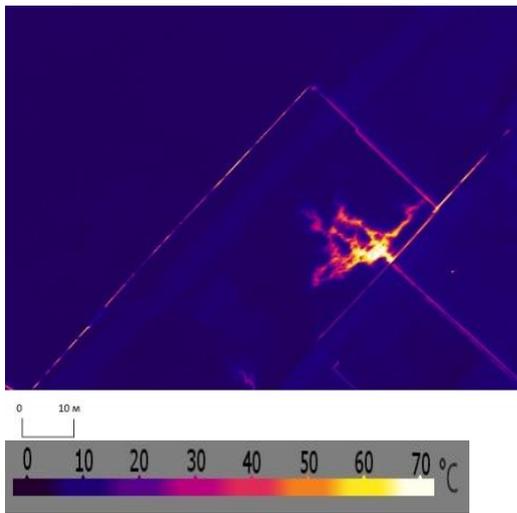


Рис. 57. Аномалия №7 тепловой съемки

8) Аномалия №7 (рис. 57) связана со сливом горячей воды из системы отопления дома, имеет температуру 60-70 (условные температурные единицы) и сложную форму.

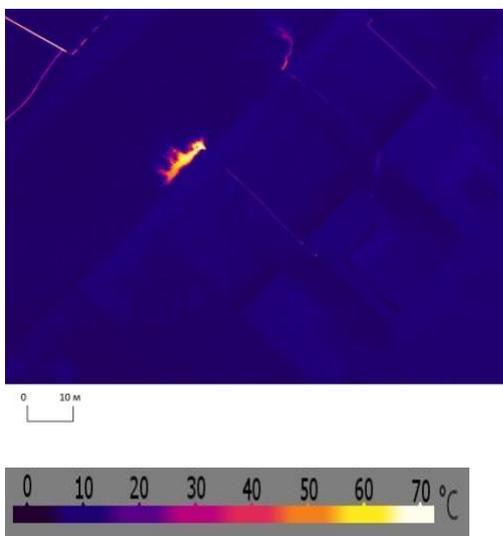


Рис. 58. Аномалия №8 тепловой съемки

9) Аномалия №8 (рис. 58) связана со сливом горячей воды из системы отопления дома, имеет температуру 30-40 (условные температурные единицы) и сложную форму.



Рис. 59. Аномалия №9 тепловой съемки

10) Аномалия №9 (рис. 59) связана со сливом горячей воды из системы отопления дома, в канаву, имеет температуру 30-45 (условные температурные единицы) и осложненную линейную форму.



Рис. 60. Аномалия №10 тепловой съемки

11) Аномалия №10 (рис. 60) связана с разливом воды из трубопровода, имеет температуру 60-70 (условные температурные единицы) и сложную форму.

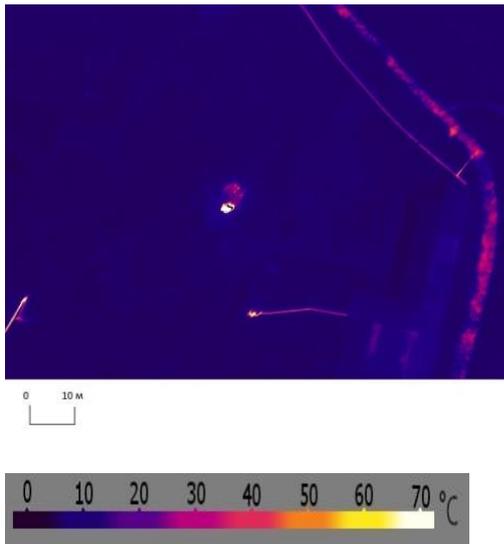


Рис. 61. Аномалия №11 тепловой съемки

12) Аномалия №11 (рис. 61) имеет изометричную форму, достаточно высокую относительную температуру. На местности видны следы костра.

13) Аномалия №12 (рис. 62) связана с разливом горячей воды из скважины, имеет температуру 40-55 (условные температурные единицы) и сложную форму.

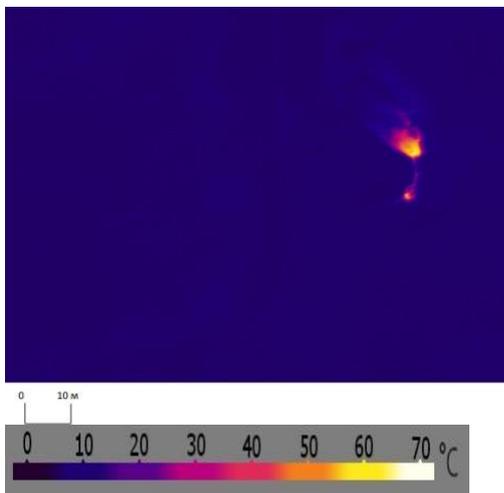


Рис. 62. Аномалия №12 тепловой съемки

По итогам обработки результатов теплосъемки Ханкальского месторождения термальных подземных вод и прилегающей территории было выделено 13 тепловых аномалий. Анализ формы и температуры выявленных

аномалий позволил предположить их источники: костер, скважины, системы отопления и др. (таблица 12).

Таблица 12. Температурные аномалии исследуемой области

Источник аномалии	Температура (условные температурные единицы)	Форма аномалии
Костер	60-70	Изометричная
Система отопления (теплица)	50-65	Сложная, изометричная
Скважина	40-55	Изометричная
Разлив теплоносителя из трубопроводов системы отопления или на устье скважины	45-55	Сложная, коррелирует с рельефом
Слив отработанного теплоносителя на рельеф	50-60	Сложная, коррелирует с рельефом
Колодец для слива из системы отопления (дом)	20-25	Изометричная форма

Результаты наземной проверки подтвердили все ранее предположенные источники аномалий по анализу тепловой съемки. При сливе горячей воды на поверхность форма аномалии коррелировала с рельефом местности, при этом температурные характеристики тепловых аномалий не обеспечивают надежную разбраковку аномалий, поскольку температура источников понижается со временем (Черкасов и др., 2020).

Отдельно рассматривалась возможность определения режимов работы геотермальной станции по результатам инфракрасной съемки. Для этого один

полет проведен при работе станции без обратной закачки флюида (производится слив отработанного флюида не рельеф), а второй – при работе станции в штатном режиме. Результаты мониторинга демонстрируют применимость метода для дистанционного контроля режима работы станции и картирования как разливов отработанного теплоносителя из первичного, так и утечек из вторичного (потребительского) контуров.

Изометричные «точечные» аномалии высокой интенсивности, как правило, связаны с кострами, менее интенсивные – со скважинами, или с кострищами. Линейные аномалии и аномалии изометричной формы средних размеров (от первых метров в поперечнике) отражают организованный слив теплоносителя в канавы и небольшие искусственные водоемы. Аномалии сложной формы, коррелирующие с рельефом местности вызваны, как правило, неплановыми разливами теплоносителя.

Температурные характеристики выявляемых аномалий слабо информативны, поскольку при отсутствии нагревания (прекращение разлива теплоносителя, перерыв в сливе теплоносителя, потухший костер) температура источника аномалии понижается.

Выводы к главе 7.

Мониторинг эксплуатации природно-техногенных геотермальных систем производится с целью минимизации геоэкологических рисков, связанных с разливами теплоносителя, вызванными как аварийными ситуациями, так и нарушениями технологии теплоотбора. В тех случаях, когда эксплуатация месторождения теплоэнергетических вод, или искусственного резервуара петротермальной системы производится единичными дублетами скважин, мониторинг оборудования первичного контура геотермальной станции может производиться персоналом станции визуальным способом. Однако достаточно часто встречается использование геотермальных ресурсов большим количеством скважин, что требует и сложной системы трубопроводного оборудования, как,

например, на том же Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод. Именно для таких случаев возможность проведения дистанционного мониторинга является актуальной.

На Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод использование инфракрасной аэросъемки с беспилотного летательного аппарата продемонстрировало возможность регистрации и разбраковки температурных аномалий, связанных с организованным и внеплановым (аварийным) сливом теплоносителя на рельеф.

Таким образом, *мониторинг геотермальных природно-техногенных систем с использованием беспилотной инфракрасной аэросъемки является эффективным средством контроля эксплуатации месторождений теплоэнергетических вод, обеспечивающим выявление территорий разлива термальных вод на земную поверхность на основе анализа морфологических характеристик тепловых аномалий.*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методологические основы создания природно-техногенных системам геотермальной энергетики обеспечивают:

- 1) Минимизацию геологических рисков при создании и эксплуатации объектов геотермальной энергетики;
- 2) Рациональное использование геотермальных ресурсов;
- 3) Оптимизацию взаимодействия (коэволюции) природной и техногенной подсистем;
- 4) Мониторинг эксплуатации природно-техногенных геотермальных систем.

При всем колоссальном разнообразии классификаций геотермальных ресурсов, с точки зрения их использования для получения энергии ресурсы подразделяются на три класса:

- 1) Ресурсы для получения электроэнергии
 - а) за счет энергии природного пара (в большинстве классификаций соответствуют высокотемпературным гидротермальным ресурсам),
 - б) за счет тепла сухих пород (петротермальные ресурсы);
- 2) Ресурсы, использование которых возможно для получения электроэнергии с использованием бинарных технологий (среднетемпературные гидротермальные ресурсы); и
- 3) Ресурсы для производства тепловой энергии (низкотемпературные гидротермальные ресурсы).

С точки зрения недропользования в российской классификации разведанные гидротермальные ресурсы представлены месторождениями теплоэнергетических вод. Для петротермальных ресурсов нормативная база полностью отсутствует.

Для использования геотермальных ресурсов создаются геотермальные природно-техногенные системы, в т.ч. – гидротермальные системы, для которых

источником энергии являются природные термальные воды, пароводяные смеси, или пар естественных резервуаров, и петротермальные, для которых ресурсом является тепло сухих пород. В настоящий момент, если не говорить о технологиях тепловых насосов, которые исключены из рассмотрения в данной работе, известны три основных типа геотермальных природно-техногенных систем, а именно:

- гидротермальные системы без обратной закачки;
- гидротермальные системы с обратной закачкой;
- петротермальные системы (EGS).

В Российской Федерации имеется опыт создания природно-техногенных систем 1-го и 2-го типов, системы 3-го типа используются за рубежом в экспериментальном и опытно-промышленном вариантах.

В целом геотермальные ресурсы представляют собой наиболее экологически чистый неиссякаемый источник энергии, не зависящий от климатических факторов. Тем не менее, для разных типов геотермальных природно-техногенных систем характерны различные геоэкологические риски, которые необходимо учитывать при проектировании, создании, и эксплуатации геотермальных станций.

Основными рисками являются для гидротермальных систем – риски, связанные с минерализацией теплоэнергетических вод, а для петротермальных – риски наведенной сейсмичности. При этом риски для гидротермальных систем минимизируются и практически полностью исключаются при исправном оборудовании станций за счет обратной закачки (исключаются разливы теплоносителя на поверхности) и ввода ингибиторов, нейтрализующих компоненты теплоносителя, негативно влияющие на оборудование геотермальных станций. Для петротермальных систем минимизация рисков наведенной сейсмичности осуществляется при помощи математического

моделирования и последующего подбора наиболее безопасного режима эксплуатации, полное исключение этих рисков невозможно.

Данный анализ демонстрирует преимущества гидротермальных природно-техногенных систем с обратной закачкой флюида как перед гидротермальными системами без обратной закачки, так и перед петротермальными системами.

Обратная закачка, в общем случае, может осуществляться через сеть нагнетательных скважин, но наиболее распространенной в мире является т.н. «дублетная» циркуляционная схема с одной водозаборной (продуктивной) и одной нагнетательной скважиной. В Российской Федерации такая схема впервые реализована с участием автора на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод в 2015 г.

Рациональное использование геотермальных ресурсов включает в себя как комплекс природоохранных мер, направленных на минимизацию геоэкологических рисков, так и вопросы эффективности геотермальных (далее – гидротермальных, как частный случай) природно-техногенных систем.

Разработанная методология создания гидротермальной природно-техногенной системы включает в себя решение следующих задач:

- 1) на стадии создания концепции – выбор месторождения теплоэнергетических вод, определение принципиальной схемы теплоотбора, а также - вида и объема производимой энергии с учетом локального спроса;
- 2) на предпроектной стадии – изучение геологических, гидрогеологических, и гидрогеохимических характеристик резервуара теплоэнергетических вод, создание трехмерной геологической модели резервуара и математическое моделирование гидродинамических и термодинамических процессов при его эксплуатации. Результаты предпроектной стадии обеспечивают разработку технического задания на проектирование в части

пространственного положения скважин с учетом возможной деградации резервуара в процессе эксплуатации, и необходимости проведения специальных мероприятий, противодействующих негативному воздействию минерализации теплоэнергетических вод на элементы гидротермальной природно-техногенной системы и на окружающую среду;

- 3) на стадии проектирования и строительства – выполнение требований, сформулированных в концепции и техническом задании на проектирование, принятие и исполнение проектных решений, обеспечивающих экологическую безопасность и вариативность режима работы ЦС;
- 4) на стадии эксплуатации – оптимизация режима работы ЦС в зависимости от потребления тепловой энергии, в т.ч. – с использованием эффекта остаточного дебита ЦС, и мониторинг эксплуатации месторождения теплоэнергетических вод.

Эффект остаточного дебита ЦС заключается в продолжении циркуляции флюида после выключения водозаборного и нагнетательного насосов и объясняется разницей гидростатических давлений на забоях водозаборной и нагнетательной скважин за счет разницы в плотности флюида, вызванной понижением температуры теплоносителя при прохождении через теплообменник. По сути дела, эффект остаточного дебита представляет собой переток через систему «водозаборная скважина-теплообменник-нагнетательная скважина» из одной точки резервуара в другую из-за разницы давлений в герметичной техногенной подсистеме.

Дебит ЦС за счет эффекта остаточного дебита, наблюдаемого на Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции, составляет всего 12,5% от номинального (25 куб. м в час вместо 200 куб. м в час при интенсивном режиме работы насосного оборудования). Однако с учетом того, что потребительская нагрузка на станцию в течение года неравномерна, эффект

может использоваться при ее снижении. Кроме этого, неизученность эффекта остаточного дебита ЦС оставляет открытой возможность его увеличения, что требует постановки дополнительных экспериментальных исследовательских работ и разработки теории и технологий использования эффекта в хозяйственной деятельности.

Для проведения таких исследований, также, как и режимных исследований ЦС с целью оптимизации коэволюции природной и техногенной подсистем, Ханкальская опытно-промышленная геотермальная станция предоставляет практически неограниченные возможности. Технические характеристики станции позволяют варьировать режим работы ЦС и автоматически регистрировать все необходимые параметры. При этом факт наблюдения эффекта остаточного дебита при испытаниях ЦС уже доказывает, что сопротивление элементов ЦС потоку меньше граничного, при котором эффект не возникает. Предлагаемая программа исследований эффекта включает в себя следующие основные исследования:

- теоретическое исследование энергетического баланса природно-техногенных гидротермальных систем;
- экспериментальное изучение зависимости эффекта остаточного дебита от разницы температур в водозаборной и нагнетательной скважине
- оценка влияния сопротивления элементов ЦС потоку флюида, и
- оценка эффективности работы погружного водозаборного насоса при использовании эффекта остаточного дебита.

Также необходимо заметить, что при строительстве Ханкальской опытно-промышленной станции предусмотрены отводы первичного контура, позволяющие в параллельном теплообменнику потоке проводить эксперименты по производству электроэнергии с использованием бинарных схем и по извлечению полезных компонентов из теплоносителя.

Все вышеизложенное позволяет считать Ханкальскую опытно-промышленную геотермальную станцию уникальной научной установкой для проведения широкого круга экспериментов по оптимизации эксплуатации ЦС.

Разработка и реализация на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод метода интерпретации дистанционного мониторинга эксплуатации месторождения с использованием беспилотной инфракрасной аэросъемки решает вопросы минимизации геоэкологических рисков, связанных с возможными разливами теплоносителя как при неисправности скважинного и трубопроводного оборудования, так и при нарушении технологии теплоотбора (преднамеренный слив отработанного теплоносителя на рельеф).

Результаты исследований, направленных на повышение эффективности и экологической безопасности гидротермальной природно-техногенной системы, не только обеспечивают рациональное использование гидротермальных ресурсов, но и создают задел для разработки технологий петротермальной энергетики, поскольку физические процессы, лежащие в основе гидротермальных природно-техногенных систем во многом аналогичны используемым в петротермальных системах.

Результаты теоретических и практических исследований в рамках разработки методологии создания и эксплуатации природно-техногенных систем геотермальной энергетики представляют собой комплекс задач, а также – способов и методов их решений, определенных для предпроектной, проектной стадий, стадий строительства и эксплуатации.

ВЫВОДЫ

1. Геотермальные ресурсы представляют собой неисчерпаемый запас экологически чистой энергии, причем большая часть этого запаса представлена петротермальными ресурсами, локализованных на достаточно больших (более 3,5 км) глубинах. Использование петротермальных ресурсов сопряжено с геоэкологическими рисками, связанными с наведенной сейсмичностью, возникающей при создании, стимуляции, и эксплуатации искусственного петротермального резервуара. По этим причинам на настоящий момент практически все действующие за рубежом петротермальные проекты являются опытно-промышленными, а в Российской Федерации не было даже попыток использования петротермальных ресурсов. Соответственно, отсутствуют как опыт создания петротермальных объектов, так и кадровый потенциал, необходимые для реализации петротермальных проектов.
2. Достаточно часто объекты геотермальной энергетики рассматриваются в большей степени с инженерной точки зрения, но первичным источником энергии для таких объектов являются системы теплоотбора, представляющие собой сложные геотермальные природно-техногенные системы. В общем случае такие системы состоят из природного или искусственного резервуара подземных вод, системы водозаборных и нагнетательных скважин, и комплекса насосного и теплообменного оборудования, расположенного на поверхности и/или в скважинах. В геотермальных, и, в частности, – в гидротермальных природно-техногенных системах природная и техногенная подсистемы взаимодействуют друг с другом, и основы эффективности этого взаимодействия закладываются на самых ранних стадиях развития геотермальных проектов. При этом решаются как задачи

эффективности геотермальных природно-техногенных систем, так и вопросы геоэкологических рисков, связанных с созданием и эксплуатацией объектов геотермальной энергетики.

3. Наиболее значимыми геоэкологическими рисками при развитии геотермальных природно-техногенных систем являются:

- Химическое загрязнение на поверхности, вызванное разливом минерализованных термальных вод;
- Коррозия оборудования и осаждение минералов;
- Истощение резервуара или понижение температуры теплоносителя;
- Наведенная сейсмичность в результате воздействия на глубинные горные породы при создании и эксплуатации искусственного резервуара (для петротермальных природно-техногенных систем).

Анализ геоэкологических рисков геотермальной энергетики позволяет утверждать следующее:

- Геотермальная энергетика является наиболее «чистой», с точки зрения геоэкологии, отраслью энергетики, не зависящей от климатических факторов;
 - При существующих технологиях геотермальной энергетики развитие гидротермальных природно-техногенных систем с обратной закачкой (ЦС) представляются более безопасным и эффективным по сравнению с петротермальными системами.
4. Эффективность гидротермальных природно-техногенных систем зависит как от характеристик резервуара теплоэнергетических вод, так и от реализации схемы теплоотбора. В последнем случае особенно существенной является гармонизация взаимодействия природных и техногенных подсистем. Такую гармонизацию обеспечивает предлагаемая методология, представляющая собой

комплекс целей, задач, методов их решения, и инструментария для разных стадий создания и эксплуатации объектов геотермальной энергетики. Методология реализована при создании Ханкальской опытно-промышленной гидротермальной станции.

5. При испытаниях циркуляционной системы Ханкальской станции наблюдался эффект остаточного дебита циркуляционной системы, заключающийся в продолжении циркуляции после выключения насосного оборудования. Использование этого эффекта может играть немаловажную роль в повышении эффективности гидротермальных, а, возможно, и петротермальных природно-техногенных систем.
6. Ханкальская опытно-промышленная геотермальная станция может использоваться для дальнейших исследований эффекта остаточного дебита, а также – для изучения других аспектов природно-техногенных систем геотермальной энергетики.
7. Реализованный на Ханкальском месторождении теплоэнергетических вод метод дистанционного мониторинга эксплуатации месторождения с использованием беспилотной инфракрасной съемки показал свою применимость для обнаружения как преднамеренных, так и аварийных сбросов теплоносителя на рельеф. Интерпретация результатов съемки для решения этой задачи основана на сопоставлении морфологии аномалий с морфологией рельефа местности.

Стратегически, при современном уровне развития технологий бурения и при имеющемся состоянии геотермальной энергетики в Российской Федерации целесообразно использовать предлагаемую методологию для развития гидротермальной энергетики как в направлении практических реализаций, так и, в первую очередь, – в направлении теоретических и экспериментальных исследований коэволюции природных и техногенных гидротермальных подсистем, включая исследования эффекта остаточного дебита ЦС, разработку

бинарных технологий получения электроэнергии, технологий моделирования и стимуляции резервуара (в т.ч. – с использованием опыта нефтегазовой отрасли), извлечения полезных компонентов из теплоэнергетических вод, и др. Работа в этих направлениях позволит сформировать и кадровый потенциал отрасли, и технологический задел, вместе создающие основу для развития как гидротермальной, так и петротермальной энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аветисянц, А.А. Опыт строительства циркуляционной системы на Ханкальском геотермальном месторождении / А.А. Аветисянц, В.Б. Крылов // Физические процессы при разработке геотермальных месторождений. – JL: ЛГИ, 1983. – С. 85 – 88.
2. Алишаев, М.Г. Оценки показателей циркуляционной системы добычи геотермальной энергии в случае маломощного пласта / М.Г. Алишаев // Известия РАН. Энергетика. – 2019. – № 1. – С. 140 – 158.
DOI: 10.1134/S0002331019010047
3. Алхасов, А.Б. Возобновляемые источники энергии / А.Б. Алхасов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 270 с.
4. Алхасов, А.Б. Возобновляемая энергетика / А.Б. Алхасов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 256 с.
5. Мутновский геотермальный энергетический комплекс на Камчатке / О.В. Бритвин, О.А. Поваров, Е.Ф. Клочков и др. // Теплоэнергетика. – 2001. – № 2. – С. 4 – 10.
6. Бутузов, В.А. Геотермальные электростанции России / В.А. Бутузов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2020. – № 3. – С. 72-77.
7. Бутузов, В.А. Геотермальное теплоснабжение: Российские научные и инженерные школы / В.А. Бутузов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2018. – № 11. – С. 52–61.
8. Ваганова, Н.А. Оптимальное проектирование геотермальных циклических систем / Н.А. Ваганова, М.Ю. Филимонов // Всероссийская конференция Экология. Экономика. Информатика. Сборник статей. Т. 1. Системный анализ и моделирование экономических и экологических систем. – Ростов-на-Дону: Издательство ЮФУ, 2014. – С. 387 – 392.

9. Программа для термодинамического моделирования резервуара теплоэнергетических вод "GEOTHERM" / Н.А Ваганова, М.Ю. Филимонов., С.В Черкасов., М.Ш. Минцаев // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2014616264 от 10.02.2014 г.
10. Веселко, А.Ю. Экологические аспекты геотермальной энергетики / А.Ю. Веселко // Геология, география и глобальная энергия. – 2018. – № 4 (71) . – С. 9 – 12.
11. Гнатусь, Н.А. Петротермальная энергетика России. Основные тенденции в использовании невозобновляемых природных энергетических ресурсов / Н.А. Гнатусь // Технологии мира. – 2012. – № -7 (45) . – С. 19 – 23.
12. Гнатусь, Н.А. Тепло «сухих» горных пород» – неисчерпаемый возобновляемый источник энергии / Н.А. Гнатусь, М.Д. Хуторской // Литология и полезные ископаемые. – 2010. – № 6. – С. 1 – 9.
13. Горелов, А.Г. Опыт трехмерного моделирования геологических объектов в масштабе 1:1 000 000 / А.Г. Горелов, С.В. Черкасов // Региональная геология и металлогения. – 2007. – № 33. – С. 55 – 56.
14. Дураева, Е. Возобновляемая энергия в России: от возможности к реальности / Е. Дураева // Международное энергетическое агентство. – 2004. – 120 с.
15. Иванова, Е.П. Извлечение ценных химических соединений из гидротермальных растворов / Е.П. Иванова, В.В. Потапов // Инновации в жизнь. – 2017. – № 4 (23). – С. 32 – 45.
16. Кочиева, З.А. Состояние и перспективы использования возобновляемых источников энергии в республике Северная Осетия-Алания / З.А. Кочиева // Возобновляемые источники энергии. Материалы пятой всероссийской научной молодежной школы. Москва, 25-26 октября 2006 года. – С. 47 – 50.
17. Курбанов, М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа / М.К. Курбанов. – М.: Наука, 2001. – 260 с.

18. Лабейш, В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / В.Г. Лабейш. – СПб.: СЗТУ. – 2003. – 79 с.
19. Ларин, Г.В. Использование отечественных программных систем для построения геологических моделей / Г.В. Ларин // Сборник научных трудов «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.». – 2010. – С. 156–160.
20. Министерство топлива и энергетики. Роль возобновляемых источников энергии в энергетической стратегии России / А. Яновский, П. Безруких (ред.) // Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России, материалы конгресса, Москва, 31 мая - 4 июня 1999 г.
21. О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики. Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889.
22. Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р
23. Поваров, О.А. Тепло Земли. Эффективное энергообеспечение удаленных районов и ЖКХ России / О.А. Поваров // Возобновляемая энергия. Ежеквартальный информационный бюллетень. – декабрь 2003. – С. 2 – 3.
24. Геотермальная промышленность и технологии в России / О.А. Поваров, Ю.Л. Лукашенко, Г.В. Томаров, С.Д. Циммерман // Тяжелое машиностроение. – 2001. – № 1. – С. 14 – 19.
25. Поваров, О.А. Состояние и перспективы развития геотермальной энергетики России / О.А. Поваров, Г.В. Томаров, Н.Л. Кошкин // Теплоэнергетика. – 1994. – № 2. – С. 15-22.
26. Поваров, О.А. Исследования и опыт внедрения технологии защиты от коррозии металла паровых турбоустановок / О.А. Поваров, Г.В. Томаров, В.Н. Семенов // Теплоэнергетика. – 2002. – № 12. – С. 22 – 28.

27. Поведение примесей при сепарации влаги и фазовых превращениях в технологическом контуре электростанций / О.А. Поваров, Г.В. Томаров, А.А. Шипков, К.О. Поваров // Известия академии наук. – 2004. – № 1.
28. Потапов, В.В. Концентрация различных форм воды в кремнеземе, осажденном из гидротермального раствора / В.В. Потапов, Л.Т. Журавлев // Вулканология и сейсмология. – 2007. – № 5. – С. 29 – 38.
29. Получение водных золь кремнезёма мембранным концентрированием гидротермальных растворов / В.В. Потапов, Г.Р. Аллахвердов, А.А. Сердан и др. // Химическая технология. – 2008. – т. 9. – № 6. – С. 246 – 252.
30. Образование упорядоченных надмолекулярных структур кремнезема в гидротермальном растворе / В.В. Потапов, Д.В. Камашев, В.А. Горбач, М.А. Близнюков // Вулканология и сейсмология. – 2006б. – № 6. – С. 12 – 21.
31. Извлечение коллоидного кремнезема из гидротермальных растворов мембранными методами / В.В. Потапов, В.Н. Зеленков, В.А. Горбач и др. – М.: РАЕН. – 2006а. – 228 с.
32. Потапов, В.В. Синтез благородного опала в гидротермальном растворе / В.В. Потапов, Д.В. Камашев // Физика и химия стекла. – 2006. – т. 32. – № 1. – С. 1 – 22.
33. Кинетика поликонденсации ортокремниевой кислоты в гидротермальном растворе / В.В. Потапов, А.А. Сердан, В.Н. Кашпура и др. // Журнал физической химии. – 2007. – т. 81. – № 10. – С. 1897 – 1901.
34. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г. Утв. Минэнерго Российской Федерации 14.10.2016 г. – 106 с. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6365>
35. Смыслов, А.А. Геотермическая карта России. Масштаб: 1:10000000 / А.А. Смыслов (ред.) // Геологический атлас России. Раздел II. Геологическое строение и геофизическая характеристика недр. Серия: обзорные карты Российской Федерации масштаба 1:10000000. – ФГУП «ВСЕГЕИ» . – 1995

36. Стратегия социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года. Распоряжение Правительства РФ от 6 сентября 2010 г. № 1485-р.
37. Унукович, А.В. Экономическая эффективность использования геотермальных ресурсов на территории Беларуси / А.В. Унукович, В.И. Зуй, П.Б. Цалко // Природопользование. – Вып. 21. – 2012. – С. 215 – 224.
38. Фархутдинов, А.М. Компьютерное моделирование в освоении резервуаров теплоэнергетических вод на примере Ханкальского месторождения / А.М. Фархутдинов, П. Гоблет, С.В Черкасов // Сборник GEOENERGY Материалы Международной научно-практической конференции. Редколлегия: Таймасханов Х.Э., Малышев Ю.Н., Минцаев М.Ш. . – 2015. – С. 224 – 233.
39. Применение компьютерного моделирования для устойчивой эксплуатации термальных подземных вод Ханкальского месторождения / А.М. Фархутдинов, И.М. Фархутдинов, С.В. Черкасов и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 7 – 17.
40. Федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года». Постановление Правительства РФ от 15 апреля 1996 г. № 480
41. Федеральная целевая программа развития Калининградской области на период до 2015 года. Постановление Правительства РФ от 7 декабря 2001 г. № 866.
42. Геотермия арктических морей / М.Д. Хуторской, В.Р. Ахмедзянов, А.В. Ермаков и др. //Труды Геологического института, Вып. 605. Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
43. Ханкальская опытно-промышленная геотермальная тепловая станция как уникальная научная установка / С.В. Черкасов, М.Ш. Минцаев, А.А. Шаипов и др. //Сборник Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и

- экономическая эффективность. Материалы IV Международного конгресса REENCON-XXI. Под редакцией Д.О. Дуникова, О.С. Попеля. – 2018. – С. 234 – 235.
44. Черкасов, С.В. Ресурсы термальных подземных вод: геологические факторы оценки и освоения / С.В. Черкасов, А.М. Фархутдинов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 6. – С. 21 – 26.
45. Черкасов, С.В. Интерпретация данных беспилотной инфракрасной съемки при геоэкологическом мониторинге эксплуатации гидротермальных природно-технических систем / С.В. Черкасов, А.М. Фархутдинов, И.М. Фархутдинов // Мониторинг. Наука и технологии. – 2020. – № 4. – С. 32 –37. DOI: <https://doi.org/10.25714/MNT.2020.46.004>
46. Состояние и перспективы использования геотермальных ресурсов в Российской Федерации / С.В. Черкасов, Т.Г. Чурикова, Л.Р. Бекмурзаева и др. // Сборник GEOENERGY Материалы Международной научно-практической конференции. Редколлегия: Таймасханов Х.Э., Малышев Ю.Н., Минцаев М.Ш. . – 2015. – С. 303 – 322.
47. Черненко, В.В. Практическая реализация онтологического подхода на примере создания базы знаний по геологии / В.В. Черненко, С.В. Черкасов // Сборник Актуальные вопросы деятельности академических естественнонаучных музеев. Материалы Международной научной конференции: Российская академия наук, Сибирское отделение, Иркутский научный центр, Байкальский музей. – 2010. – С.181 – 185.
48. Шулюпин, А.Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов / А.Н. Шулюпин, Н.Н. Варламова // Георесурсы. – Т. 22. – № 4. – 2020. – С. 113 – 122. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.113-122>
49. Шварцман, Ю.Г. Пространственно-временная неоднородность таёжного биома в области плейстоценовых материковых оледенений / Ю.Г.Шварцман, И.Н. Болотов. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2008. – 263 с.

50. Штенгелов, Р.С. О возможности снижения риска загрязнения приречных подземных водозаборов / Р.С. Штенгелов // Водочистка, водоподготовка, водоснабжение. – 2015. – № 4, с. 38 – 44
51. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
52. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. Утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – 79 с.
53. Яковлев, С.В. Инженерное оборудование зданий и сооружений. Энциклопедия / С.В. Яковлев (гл. ред.). – М.: Стройиздат, 1994. – 512 с.
54. Asian Development Bank. Philippines: Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map. – Manila, Philippines: Asian Development Bank. – 2018. – 49 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189616>
55. Axelsson, G. Long-term Monitoring of High- and Low-enthalpy Fields under Exploitation / G. Axelsson, E. Gunnlaugsson // World Geothermal Congress 2000 Short Course, Kokonoe, Kyushu District, Japan, May. – 226 p.
56. Deep Heat Mining Basel - Seismic Risk Analysis. / S. Baisch, D. Carbon, U. Dannwolf et al. // Basel: SERIANEX, 2009. – 21 p.
57. Battye, D. L. Radiation associated with Hot Rock geothermal power/ D. L. Battye, P. J. Ashman. – Australian Geothermal Energy Conference. –2009. URL: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/AGEC/2009/BattyeAshman2009.pdf>
58. Bendritter, Y. Possible approach to geothermal research and relative costs / Y. Bendritter, G. Cormy // Dickson M.H., Fanelli, M. (eds.) Small Geothermal Resources: A Guide to Development and Utilization, UNITAR, New York. – 1990. – P. 59 – 69.

59. Bergna, H.E. Colloidal Silica: Fundamentals and Applications / H.E. Bergna, W.O. Roberts (eds.) // CRC Press, Taylor and Francis Group. – 2006.
60. Bødvarsson, G. Evaluation of geothermal prospects and the objectives of geothermal exploration / G. Bødvarsson // *Geoexploration*, v. 8, is. 1. – 1970. – P. 7-17.
61. Bødvarsson, G. Physical characteristics of natural heat sources in Iceland / G. Bødvarsson // *Proc. UN Conf. on New Sources of Energy, Volume 2: Geothermal Energy*, Rome, August 1961. United Nations, New York. – P. 82 – 89.
62. Bošnjaković, M. Environmental Impact of Geothermal Power Plants / M. Bošnjaković, M. Stojkov, M. Jurjević // *Technical Gazette*. 2019. V.26 (5). P. 1515 – 1522. URL: <https://doi.org/10.17559/TV-20180829122640>
63. Bourcier, W.L. Recovery of Minerals and Metals from Geothermal Fluids / W.L. Bourcier, M. Lin, G. Nix // Lawrence Livermore National Laboratory. Report UCRL-CONF-215135. – 2005.
64. Franco, A. Sustainable Sizing of Geothermal Power Plants: Appropriate Potential Assessment Methods / A. Franco, M. Vaccaro // *Sustainability* 12, 3844. – 2020. – 19 p. doi:10.3390/su12093844
65. Hydrothermal carbon spheres containing silicon nanoparticles: synthesis and lithium storage performance / R.D. Cakan, M.-M. Titirici, M. Antonietti et al. // *Chemical Communications*. – 2008. – is. 32. – P. 3759 – 3761.
66. Elders, W.A. The Iceland Deep Drilling Project – Scientific Opportunities / W.A. Elders, G.O. Fridleifsson // *Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005*. – P. 6. URL: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0626.pdf>
67. Impact of Silica Gel Deployment on Subsurface Flow and Heat Extraction from Enhanced Geothermal Systems / S.M. Ezzedine, J.D. Hunt, W. Bourcier, S.K. Roberts // *Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012, SGP-TR-194

68. Farkhutdinov, A. The use of computer modelling to forecast the sustainability in the development of geothermal waters resource: Khankala deposit example / A. Farkhutdinov, P. Goblet, C. de Fouquet et al. // International Journal of Renewable Energy Research. – 2015. – V. 5, № 4. – P. 1062 – 1068.
69. A case study of the modeling of a hydrothermal reservoir: Khankala deposit of geothermal waters / A. Farkhutdinov, P. Goblet, C. de Fouquet, S. Cherkasov // Geothermics. V. 59, Part A. – 2016. – P. 56 – 66. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.10.005>
70. Geothermal Energy. Annual Report 2010. International Energy Agency. 2012.
71. Geothermal Resources Council, What Is Geothermal? <http://www.geothermal.org/what.html>, 2003-2013.
72. Ginley, D.S. Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability / D.S. Ginley, D. Cahen // Cambridge University Press. – 2011. – 800 p.
73. Goblet, P. Modelisation des transferts de masse et d'energie en aquifere: PhD Thesis / P. Goblet. – Paris, France, 1980. – 200 p.
74. Geothermal Cascade Use at Geinberg / J. Goldbrunner, R. Bauer, A. Kolb, A. Achim Schubert // Austria Bulletin d'Hydrogeologie. – 1999. – V. 17. – P. 209 – 216.
75. Gringarten, A.C. A Theoretical Study of Heat Extraction From Aquifers With Uniform Regional Flow / A.C. Gringarten, J.P. Sauty // Journal of Geophysical Research. – 1975. – № 35. – P. 4956 – 4962.
76. Geothermal Gas Emission^[1] From Hellisheiði and Nesjavellir Power Plants, Iceland / I. Gunnarsson, E.S. Aradóttir, B. Sigfússon et al. // GRC Transactions. V. 37. – 2013. – P. 785 – 789.

77. Hochstein, M.P. Assessment and modeling of geothermal reservoirs (small utilization schemes) / M.P. Hochstein // *Geothermics*. – 1988. – v. 17, № 1. – P. 15 – 49.
78. Geothermal Energy: International Market Update/ A. Holm, L. Blodgett, D. Jennejohn, K. Gawell // Geothermal Energy Association. – May 2010. – 77 p.
79. Silica gel behavior under different EGS chemical and thermal conditions: an experimental study / J.D. Hunt, S.M. Ezzedine, W. Bourcier, S. Roberts // Report LLNL-CONF-523735. – 2012.
80. Hutterer, G.W. The status of world geothermal power generation 1995-2000 / G.W. Hutterer // *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu*. – Tohoku, Japan, May 28 - June 10. – 2000. – v. 1. – P. 23 – 37.
81. Optimization of well-doublet placement in geothermal reservoirs using numerical simulation and economic analysis / Y. Kong, Z. Pang, H. Shao, O. Kolditz // *Environmental Earth Sciences*. – 76(3) . – 2017. – P. 1 – 7.
82. Kononov, V. Geothermal Development in Russia: Country Update Report 1995-1999 / V. Kononov, B. Polyak, B. Kozlov // *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000* . – P. 261 – 266.
83. Kresse, W. Springer handbook of geographic information / W. Kresse, D. Danko. - Springer, 2012. – P. 873.
84. Geothermal energy in deep aquifers: a global assessment of the resource base for direct heat utilization / J. Limberger, T. Boxemb, M. Pluymaekers et al.// *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2018. – № 82. – P. 961 – 975.
85. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France / S. Lopez, V. Hamm, M. Le Brun et al.// *Geothermics*. –2010. –V. 39. –P. 339 – 356.
86. Lund, J.W. World-wide direct uses of geothermal energy 2000 / D.H. Freeston // *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10*. – 2000. –V. 1. – P. 1 – 21.
87. Marsily, G. *Hydrogéologie quantitative*. – Paris: Masson, 1981. – 215 p.

88. Muffler, P. Methods for regional assessment of geothermal resources / P. Muffler, R. Cataldi // *Geothermics*. – 1978. – V. 7. – P. 53 – 89.
89. Nicholson, K. Geothermal Fluids: Chemistry and Exploration Techniques / K. Nicholson // Springer Verlag. – Berlin. – 1993. – 278 p.
90. O’Sullivan, M.J. Geothermal Reservoir Simulation: The State-of-Practice and Emerging Trends / M.J., O’Sullivan P. Karsten, M.J. Lippmann // World Geothermal Congress 2000, Kyusu-Tohoku, Japan. – 7 P.
URL: https://www.researchgate.net/publication/268294897GEO_THERMAL_RESE_RVOIR_SIMULATION_THE_STATE_OF_PRACTICE_AND_EMERGING_TRENDS
91. The risks of long-term re-injection in supercritical geothermal systems / F. Parisio, V. Vilarrasa, W. Wang et al. // *Nature Communications*. – 2019. – V. 10. URL: <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12146-0>
92. Colloidal silica recovery from a hydrothermal hydrothermal heat-transfer medium by membrane filters / Potapov V.V., Cerdan Jr., A.A., Gorbach, V.A. et al. // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. – 2007b. – v. 41. – P. 599 – 605.
93. Composition of corrosion products and solid deposits in the flow path of the Verkhnemutnovsk geothermal power station / V.V. Potapov, V.M. Podverbnyi, V.A. Gorbach, V.V. Taskin // *Thermal Engineering*. – 2007a. – V. 54. – P. 607 – 613.
94. Polycondensation of orthosilicic acid in hydrothermal solutions at different temperatures, pH values, and ionic strengths / V.V. Potapov, A.A. Serdan, V.N. Kashpura et al. // *Glass Physics and Chemistry*. – 2007c. – V. 33. – P. 44 – 49.
95. Pruess, K. TOUGH2-A General-Purpose Numerical Simulator for Multiphase Fluid and Heat Flow / K. Pruess // LBNL-29400, UC-251, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA. – 1991. – 102 p.
96. Rae, A.J. The Trace Metal Chemistry of Deep Geothermal Water, Palinpinon Geothermal Field, Negros Island, Philippines: Implications for Precious Metal Deposition in Epithermal Gold Deposits / A.J. Rae, D.R. Cooke, K.L. Brown //

- Economic Geology and The Bulletin of The Society of Economic Geologists. – 2011. – V.106. – P. 1425 – 1446.
97. Saemundsson, K. Geothermal systems in global perspective / K. Saemundsson, G. Axelsson, B. Steingrímsson // Proceedings of a Short Course on Surface Exploration for Geothermal Resources, UNU-GTP and LaGeo, in Ahuachapan and Santa Tecla, El Salvador, 17-30 October 2009. – 16 p.
98. Sanyal, S.K. Classification of geothermal systems – a possible scheme / S.K. Sanyal // Proceedings, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 31-February 2, 2005. – SGP-TR-176. – P. 85 – 88.
99. Simmons, S.F. The flux of gold and related metals through a volcanic arc, Taupo Volcanic Zone, New Zealand / S.F. Simmons, K. L.Brown // Geology. – 2007. – V. 35. – P. 1099 – 1102.
100. Simmons, S.F. Gold in Magmatic Hydrothermal Solutions and the Rapid Formation of a Giant Ore Deposit / S.F. Simmons, K. L.Brown // Science. – 2006. – V. 314, № 5797. – P. 288 – 291.
101. Smith, I. F. Digital Geoscience Spatial Model Project Final Report / I. F. Smith, (editor). // British Geological Survey Occasional Publication. – 2005. – № 9. – 56 p.
102. State of Nevada Governor's Office of Energy. 2018 status of energy report: State of Nevada Governor's Office of Energy / Carson City. – 2018. – 30 p. URL: [https://energy.nv.gov/uploadedFiles/energynvgov/content/Home/2018%20SOE%20web\(1\).pdf](https://energy.nv.gov/uploadedFiles/energynvgov/content/Home/2018%20SOE%20web(1).pdf)
103. Svalova, V.B. Geothermal Resources of Russia and Their Complex Utilisation. / V.B. Svalova // Australian Geothermal Energy Conference. – 2011. – P. 251 – 258.
104. Tanase, I.E. Geothermal Reinjection in Sedimentary Basins. Papers presented at Short Course IX on Exploration for Geothermal Resources, organized by UNU-GTP, KenGen and GDC at Lake Bogoria and Lake Naivasha. Kenya. November 2–

- 24, 2014. UNU-GTP, CD-ROM / Web, ISBN 978-9979-68-349-0. 2015. P. 847 – 874.
105. Tester, J.W. The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century / J.W. Tester (ed.) // Massachusetts Institute of Technology. – 2006. – 372 p.
106. Thiéry, D. Groundwater Flow Modeling in Porous Media Using MARTHE / D. Thiéry // Modeling Software. – Tanguy J.M. (Ed.). – London: Wiley/ISTE, 2010. – P. 45-60. ISBN: 978-1-84821-157-5.
107. Prevention of Corrosion and Scaling in Geothermal Power Plants Equipment / Tomarov G., Kolesnikov D., Semenov V. et al. // Proceedings World Geothermal Congress 19-25 April 2015. Melbourne, Australia. – 2015. – 6 p. URL: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/27032.pdf>
108. High Naturally Occurring Radioactivity in Fossil Groundwater from the Middle East. Environ / A. Vengosh, D. Hirschfeld, D. Vinson et al. // Sci. Technol. – 2009. – V. 43, № 6. – P. 1769 – 1775.
109. Walczak, K. Estimate of radon exposure in geothermal SPAs in Poland / K. Walczak, J. Olszewski, M. Zmysłony // Int J Occup Med Environ Health. –2016. – V. 29(1). – P.161 – 166.
110. Williams, C.F. Updating the Classification of Geothermal Resources / C.F. Williams, M.J. Reed A.F. Anderson // Proceedings, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford University, Stanford, California, January 31 - February 2, 2011, SGP-TR-191. – 7 p.
111. Temperature-dependent scale precipitation in the Hijiori Hot Dry Rock system, Japan / N. Yanagisawaa, I. Matsunagaa, H. Sugitaa et al. // Geothermics. – 2008. – V. 37. – P. 1 – 18.
112. Yilmaz, E. Environmental impact of geothermal power plants in Aydın, Turkey / E. Yilmaz, M.A. Kaptan // E3S Web of Conferences 19, 02028 (2017) DOI: 10.1051/e3sconf/20171902028

113. Results of Design Development for the Pilot Geothermal Plant at the Khankala Deposit in Chechen Republic / S.S. Zaurbekov, M.S. Mintsaeв, M.M. Labazanov et al. // Ecology, Environment and Conservation. – 2015a. – V. 21. – P. 134 – 139.
114. The results of the construction project design of a pilot geothermal station with a circulation loop of heat extraction at the Khankala deposit of the Chechen Republic / S.S. Zaurbekov, M.S. Mintsaeв, A.A. Shaipov et al.// Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2015b. – V. 6, № 3. – P. 1941 – 1949.
115. Zotzman, J. Evaluating efficiency and stability of calcite scaling inhibitors at high pressure and high temperature in laboratory scale / J. Zotzman, A. Vetter, S. Regenspurg // Geothermal energy. – 6 (1). – 2018. – 13 p. URL: <https://doi.org/10.1186/s40517-018-0105-4>

Фондовые источники

116. Совершенствование методики обратной закачки при разведке месторождений термальных вод на территории Северного Кавказа. Отчет по теме Г-03-87.88: отчет / Е.А. Адмакина, О.И. Карась, В.П. Стрепетов и др. – Саратов, 1988.
117. Власова, С.П. Обобщение результатов разведочных работ на термальные воды Каргалинского месторождения на стадии предварительной разведки: отчет / С.П. Власова, Л.А. Баранова. – Минеральные Воды, 1984.

118. Разработать и внедрить опытные ГЦС в ЧИАССР (карагано-чокракских отложениях) для теплоснабжения с производительностью 30 тыс. м³/сутки: отчет / Гайдаров Г.М. и др. – Махачкала, 1989.
119. Разработать и внедрить опытные ГЦС в ЧИАССР (карагано-чокракских отложениях) для теплоснабжения с производительностью водозабора 35 тыс. м³/сутки. Разработать вторую редакцию методики гидродинамических расчетов ГЦС: отчет / Гайдаров Г.М. и др. – Махачкала, 1989.
120. Составить ТЭО постановки разведочного бурения на XVI пласт Чокракских отложений Ханкальского месторождения с целью обеспечения теплоснабжения г. Грозного за счет теплоэнергетических вод: отчет / Гайдаров Г.М. и др. – Махачкала, 1990.
121. Отчет по гидрогеологическому доизучению площадей масштаба 1:200 000 в пределах Чеченской Республики листов К-38-III, IV, V, X, XI (ГГДП-200 - ревизионно-оценочные работы): отчет / Г.В. Гордеева и др. – Ессентуки, 2001.
122. Ермолаев, А.Н. Подсчет запасов нефти и газа по Октябрьскому месторождению по состоянию на 01.01.1954 г.: отчет / А.Н. Ермолаев, Л.К. Лялин, М.С. Напольский. – Грозный, 1954.
123. *Карась, О.И.* Геолого-экономическая оценка геотермальных вод месторождений Терско-Кубанского региона за 1987 год: отчет по теме Г-01-87-88 / О.И. Карась, Ю.М. Кондачков. – Саратов, 1987.
124. Кондачков, Ю.М. Комплексные исследования и подсчет эксплуатационных запасов термальных вод месторождений Гойты, Гудермес ЧИАССР, Лабинск Краснодарского края: отчет / Ю.М. Кондачков. – Саратов, 1978.
125. Провести комплексные исследования геотермальных скважин и подсчет запасов термальных вод Новогрозненского месторождения ЧИАССР: отчет / Ю.М. Кондачков, С.А. Горюнов, В.Ф. Седнин и др. – Саратов, 1981.

126. Крылов, В. Б. Отчет по теме: «Выявление термоводоносных горизонтов в ликвидированных скважинах нефтяного фонда Чечено-Ингушской АССР» на этапе: «Результаты восстановления гидрогеологических исследований скважин за 1988 г.» : отчет / В. Б. Крылов, К.К. Хвалев, В.Ф. Седнин. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1988.
127. Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1985.
128. Анализ эксплуатационной разведки термоводозаборов Грозненского района : отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1986.
129. Гидрогеологические исследования термоводоносных комплексов в районе города Грозного: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1981.
130. Комплекс гидрогеологических исследований с целью оценки термобарической обстановки в связи с созданием геотермальной циркуляционной системы в карагано-чокракских отложениях Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1988.
131. Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод XIII пласта Ханкальского месторождения в условиях поддержания пластового давления путем создания ГЦС: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1987.
132. Изучение гидродинамических и теплофизических показателей карагано-чокракских отложений в процессе эксплуатационной разведки в Ханкальской долине ЧИАССР с целью увеличения использования геотермальной энергии путем создания искусственной системы восполнения ресурсов термальных вод: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1984.
133. Рекомендации по дальнейшей эксплуатации карагано-чокракских отложений на термоводозаборах Ханкала и Гойты ЧИАССР: отчет / В.Б. Крылов и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1983.

134. Крылов, В.Б. Отчет по теме: «Выявление термоводоносных горизонтов в ликвидированных скважинах нефтяного фонда Чечено-Ингушской АССР» на этапе: «Результаты восстановления и гидрогеологических исследований скважин за 1987 год»: отчет / В.Б. Крылов, В.Ф. Седнин. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1987.
135. Крылов, В.Б. Отчет по теме: «Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов». Этап – «Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод IV-VII пластов Ханкальского месторождения в условиях поддержания пластового давления путем создания ГЦС»: отчет / В.Б. Крылов, В.Ф. Седнин, Е.В. Еланчик. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1989.
136. Геотермальные ресурсы и разработка методов освоения их теплоэнергетического потенциала: отчет / Курбанов М.К. и др. – 1986.
137. Ложечкин, М.А. Протокол ГКЗ СССР №1279 от 19.07.1956 г. / М.А. Ложечкин. – М., 1956.
138. Меркулов, А.В. Пересчет запасов нефти и газа в верхнемеловых отложениях месторождения Октябрьское и в меловых отложениях месторождения Малгобек-Вознесенское. Раздел 1. Подсчет запасов нефти в верхнемеловых отложениях месторождения Октябрьское: отчет / А.В. Меркулов, Л.Г. Снурникова. – Грозный, 1980.
139. Комплексный проект по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли: технический проект, т.3, пояснительная записка / М.Ш. Минцаев и др. – Грозный, 2013. – 66 с.
140. Попович, В.Г. Результаты поисково-разведочного бурения на теплоэнергетические воды Центрально-Бурунной площади ЧИАССР: отчет / В.Г. Попович, Л.А. Баранова. – Минеральные Воды, 1991.

141. Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов: отчет / В.Я. Путенко и др. – пос. Гикало, ЧИАССР, 1989.
142. Отчет о проведении подготовительных работ к мониторингу термальных вод г. Грозного: отчет / Ю.К. Тарануха и др. – Грозный, 1991.
143. Разработка и анализ электронного макета геотермальной станции с использованием циркуляционной схемы теплоотбора: отчет о научно-исследовательской работе. С.В. Черкасов, Т.Г. Чурикова, Ю.М. Филимонов и др. – М., ГГМ РАН, 2013. – 63 с.
144. Геохимические исследования и разработка практических рекомендаций по геотермальным месторождениям Северного Кавказа для снижения агрессии при строительстве геотермальных станций: отчет о научно-исследовательской работе / Т.Г. Чурикова, А.А. Атаева, С.В. Черкасов и др. – Грозный, ГГНТУ, 2014. – 179 с.
145. Шпак, А.А. Отчет по подсчету эксплуатационных запасов термальных вод месторождения Ханкальская долина ЧИАССР (для теплоснабжения и горячего водоснабжения) по состоянию на 01.01.1968 г.: отчет / А.А. Шпак, Г.И. Бурмистрова, Ю.Ф. Мясников. – Саратов. – 1968

Рукописи

146. Ахмедов, Г.Я. Защита энергетического оборудования геотермальных систем от карбонатных отложений: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Я. Ахмедов. – 2013. – 385 с.
147. Джаватов, Д.К. Оптимизационные модели анализа и исследования геотермальных систем: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Д.К. Джаватов. – Астрахань, 2009. – 265 с.

148. Сердан, А.А. Получение аморфного тонкодисперсного кремнезема из природных гидротермальных растворов: автореф. дисс. канд. хим. наук / А.А. Сердан. – М.: ФГУП «ИРЕА», 2008. – 19 с.
149. Фархутдинов, А.М. Термальные подземные воды Ханкальского месторождения: формирование, использование, прогнозы: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / А.М. Фархутдинов. – Томск, 2016. – 161 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Протокол Совещания на тему «Состояние и перспективы использования геотермальных ресурсов России» от 9.11.2012 г.

ПРОТОКОЛ совещания при Министре природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Москва

от 9 ноября 2012 года

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ
МИНИСТР ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ С.Е. ДОНСКОЙ**

**Совещание на тему: Состояние и перспективы использования
геотермальных ресурсов России.**

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От Минприроды России:

Донской С.Е.- Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации;
Милетенко Н.В. - заместитель директора Департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования;
Непрошин А.А. - помощник Министра;
Колгонова Е.В.- помощник Министра ;
Кадочникова Н.С.- консультант отдела НИР Департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования

От Министерства промышленности и энергетики Чеченской Республики:

Матаев Т.С.- заместитель Министра промышленности и энергетики Чеченской Республики

От Российской академии наук:

Рундквист Д.В. - академик РАН, Советник Президиума РАН;
Хуторской М.Д. - председатель научного совета РАН по проблемам геотермии, зав. лаборатории тепломассопереноса;
Федонкин М.А. - академик РАН, директор ГИН РАН;
Мальшев Ю.Н. - академик РАН, директор ГГМ РАН;
Черкасов С. В. - заместитель директора Российско-французской металлогенической лаборатории (РФМЛ) - Консорциум «Геотермальные ресурсы».

От высших учебных заведений:

Таймасханов Х. Э. - ректор Грозненского государственного нефтяного технического университета им. акад. М.Д. Миллионщикова (ГГНТУ);
Минцаев М. Ш.- проректор по научной работе ГГНТУ.

От ОАО «НПЦ «Недра»:

Горбачев В.И.- генеральный директор;

Шахназаров С.Г.- заместитель генерального директора

От Московского научно-исследовательского центра Шлюмберже:

Спасенных М.Ю.-заместитель директора;

Паршин А.В.- руководитель программы тепловых исследований

Слушали:

Доклады и выступления участников совещания по данному вопросу

Решили:

1. Департаменту государственной политики регулирования в области геологии и недропользования:

 обобщить высказанные предложения по использованию геотермальных ресурсов для целей теплоснабжения и производства электроэнергии;

 направить результаты обобщения в заинтересованные федеральные органы исполнительной власти (Минэнерго России, Минрегион России) и в субъекты Российской Федерации, территории которых перспективны с точки зрения использования геотермальных ресурсов;

 организовать в I квартале 2013 г. рассмотрение откликов федеральных органов исполнительной власти и субъектов федерации в Минприроды России;

 совместно с консорциумом по геотермальной энергии подготовить предложения по размещению и созданию технологических геотермальных полигонов.

2. Предложить РАН (Отделению) подготовку предложений по разработке программы государственной поддержки и стимуляции использования геотермальных ресурсов с привлечением соответствующих министерств и ведомств.

3. Развитие геотермальной энергетики Российской Федерации необходимо осуществлять с учетом зарубежной практики, с привлечением зарубежных компаний, обладающих опытом, технологиями оценки, разведки и разработки геотермальных систем в других регионах мира..

4. Минприроды России рекомендовать Сколковскому институту науки и технологий (Сколковотех) создать научно-образовательный центр по проблемам глубинных флюидов.

Доклады и выступления :

Горбачев В.И. «История развития и состояние геотермальных ресурсов недр (геотермальная энергетика в России)». Доклад о состоянии геотермальной энергетики в России, об основных типах геотермальных

ресурсов, об опыте ОАО «НПЦ «Недра» использования низко- и среднетемпературных теплоэнергетических вод на примере теплоэнергетических вод в Ярославской области.

Матаев Т.С. «Развитие геотермальной энергетики в Чеченской Республике». В сообщении говорилось о планах Чеченской Республики по развитию геотермальной энергетики. Т.С. Матаев отметил, что быстрое развитие Чеченской Республики уже приводит к проявлениям энергодефицита, и, поскольку электроэнергия поставляется в республику из соседних регионов, а сетевые мощности также находятся на пределе своих возможностей, ЧР видит выход из этой ситуации в развитии альтернативной, в первую очередь – гидро- и геотермальной энергетики. Соответствующие положения являются составной частью Программы развития энергетики ЧР и получили поддержку Министерства энергетики Российской Федерации. На настоящий момент Энергетическим институтом им. Кржижановского разрабатывается проект на строительство геотермальной электростанции мощностью 10 МВт на отработанных нефтяных скважинах глубиной 3500-4000м и более (Старогрозненское месторождение), однако остаются неясными вопросы, касающиеся геологической части проекта, в частности – возможности получения на таких скважинах необходимого дебита теплоэнергетических вод.

Таймасханов Х.Э. «Геотермальные исследования в ГГНТУ» Было дано краткое сообщение о проводимых в ГГНТУ научно-исследовательских работах по извлечению аморфного наноструктурного кремния из теплоэнергетических вод. Работы проводятся при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации совместно с ГГМ РАН и АНО «Российско-французская металлогеническая лаборатория» (Консорциум «Геотермальные ресурсы»). В 2013г. Университет планирует организацию лаборатории геотермии, и готов организовать подготовку кадров для геотермальной энергетики.

Паршин А.В «Современные методы оценки геотермальных ресурсов» Доклад был посвящен современному состоянию методов оценки геотермальных ресурсов и работам Шлюмберже/ГеоТермекс (Schlumberger/GeoThermex) в этом направлении. Одним из основных положений доклада стала информация о том, что в настоящий момент происходит пересмотр оценки геотермальных ресурсов по измеряемому на поверхности тепловому потоку, которая до сих пор является одним из основных методов прогноза. Как показывают последние теоретические разработки и полученные фактические данные, существующая методика такой оценки не является корректной и существенно занижает реальные характеристики геотермальных ресурсов.

Хуторской М.Д. «Геотермальная энергетика: достижения и перспективы» В докладе говорилось о мировом опыте, применяемых схемах использования тепла Земли, и перспективах геотермальной энергетики, особенно в части использования энергии сухих пород (искусственные геотермальные системы – Enhanced Geothermal Systems/EGS), когда между двумя скважинами глубиной более 5000м создается искусственный резервуар,

и прокачиваемая через этот резервуар вода нагревается до 250 градусов. Тормозом для развития этого направления является высокая стоимость бурения, однако при развитии технологий скоростного бурения, снижающих его стоимость, петротермальная энергетика сможет использовать неисчерпаемый ресурс теплового поля Земли. Приведены примеры реализации проектов петротермальной энергетике в США, Европе, и Австралии.

Черкасов С.В. «О программе развития геотермальной энергетике в Российской Федерации» В докладе указывались ключевые проблемы развития геотермальной энергетике и первоочередные задачи, которые необходимо решать для обеспечения развития данного направления. В Российской Федерации, за исключением Камчатского края, доступными являются низко- и среднеэнтальпийные геотермальные ресурсы, и существуют регионы с благоприятной геологической ситуацией для использования таких ресурсов (Восточная Сибирь, Калининградская область, Северный Кавказ, и др.), однако отсутствует опыт реализации циркуляционной схемы теплоотбора, требующей проведения дополнительных геологических исследований, НИР и ОКР, на которые не готовы тратить средства потенциальные инвесторы. Проведение таких работ требует государственной поддержки.

Докладчики отвечали на вопросы Министра по ходу своих сообщений. По завершении прошла краткая дискуссия.

Обобщение результатов совещания

Развитие геотермальной энергетики является актуальным направлением обеспечения энергией целого ряда регионов РФ. Целевые характеристики развития геотермальной энергетики должны быть определены с учетом региональных геотермальных ресурсов, а также спроса на тепловую и электрическую энергию в регионах.

Развитие геотермальной энергетики на настоящем этапе требует:

1. разработки методики, и, с использованием этой методики - переоценки геотермальных ресурсов с учетом современных технологий их утилизации, в первую очередь – циркуляционных геотермальных систем. Необходимость такой переоценки вызвана тем фактом, что при использовании циркуляционной схемы фактически используется только глубинная тепловая энергия, а весь теплоноситель закачивается обратно в резервуар, т.е. подсчет запасов в единицах объема теряет смысл, и актуальной становится оценка ресурсов в единицах тепловой мощности;
2. создания геотермальных полигонов для решения методических и технологических проблем циркуляционного теплоотбора, в т.ч.:
 - и) Оптимизация скорости потока в циркуляционной схеме и размещения скважин;
 - к) Оценка технического состояния разведочных скважин и возможности их использования для реализации циркуляционной схемы;
 - л) Исследования приемистости продуктивных пластов, сложенных песчаниками;
 - м) Разработка технологии стимуляции резервуара (гидроразрыв, химические методы);
 - н) Увеличение производительности за счет оптимизации угла наклона скважины в продуктивном пласте;
 - о) Определение параметров циркуляционной схемы, обеспечивающих симметрию добычи и нагнетания рабочего флюида;
 - п) Исследование влияния скорости потока на состояние резервуара и на состав воды;
 - р) Исследования статических и динамических температуры и давления в продуктивном пласте.
4. успешной реализации пилотного проекта по созданию опытно-промышленной геотермальной станции.

Приложение 2. Бальнеологическое заключение о химическом составе воды XIII пласта Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод

ФМБА РОССИИ
Федеральное государственное
бюджетное учреждение
«Пятигорский государственный
научно-исследовательский
институт курортологии Федерального
медико-биологического агентства»
(ФГБУ ПГНИИК ФМБА России)

357501 г. Пятигорск, пр. Кирова, 30
Тел. (879-3)- 39-18-40;
факс (879-3)-97-38-57,
www.gniik.ru, gniik@fmbamail.ru,
mail@gniik.ru

ОКПО 01966383 ОГРН 1022601634549
ИНН/КПП 2632018912/263201001

16.01.15 № 35

На № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. директора института


_____ Н.В. Ефименко

« _____ » _____ 2015 г.

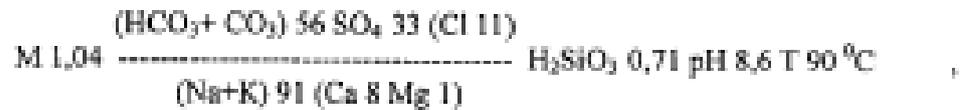
БАЛЬНЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**о химическом составе воды скв. № 33 -28 Ханкальского месторождения
(пос. Гикало, Грозненский район, ЧР) и возможности её использования
в лечебно-питьевых и бальнеологических целях**

Проба воды скважины отобрана 2 октября и представлена на исследование Заказчиком - ФГБОУ ВПО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова» (ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Чеченская Республика) – 11 ноября 2014 г. в объёме 25 л. Высокотермальная подземная вода выведена скв. № 33-28 (температура 90 °С) на Ханкальском месторождении (пос. Гикало, Грозненский район, ЧР) из караганского водоносного горизонта (караган XIII пласт (N₁ kr), интервал перфорации 700-740 м) в процессе разведочного бурения. Возможное использование водоисточника - применение в лечебно-питьевых и бальнеологических целях, а также для промышленного налива в бутылки лечебно-столовой минеральной воды в соответствии с нормативно-технической документацией.

Анализ и квалификационная оценка химического состава воды выполнены в лаборатории физико-химии минеральных вод и лечебных грязей ФГБУ «Пятигорский ГНИИ Курортологии ФМБА России» (Испытательный Центр в системе сертификации ГОСТ Р, аттестат аккредитации N РОСС RU.0001.21.ПВ.05 от 15 октября 2009 г.) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54316-2011 «Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия», СанПиН 2.3.2.1078-01 "Гигиенические требования к качеству и безопасности сырья и пищевых продуктов. Санитарные правила и нормы" и использованием методов испытаний по ГОСТ 23268.0-78 - 23268.18-78, а также согласно ТР ТС 021/2011 и «Единым санитарно-эпидемиологическим и гигиеническим требованиям к товарам, подлежащим санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю)» - глава II, раздел 21 «Требования к минеральным водам» (КОД ТН ВЭД ТС: 2201 10). Результаты анализов приведены в прилагаемом бланке. Заключение составлено в январе 2015 г. по результатам обработки фондовых и представленных материалов, а также текущего обследования воды скважины.

Как показали проведённые исследования, химический состав воды скважины Ханкальская № 33-28 (Ханкальское месторождение; пос. Гикало, Грозненский район, ЧР) описывается следующей формулой:



т.е. характеризуется как слабоминерализованная, кремнистая минеральная вода, сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава, щелочной реакции среды. По температурному признаку относится к группе высокотермальных источников (T 42-100 °C).

Содержание биологически активного компонента – кремниевой кислоты (в пересчёте на метакремниевую кислоту H₂SiO₃) составляет - 71,3 мг/л (критерий отнесения к «кремнистым» водам > 50 мг/л).

По органолептическим свойствам вода скважины представляет собой прозрачную, бесцветную жидкость без запаха, пресную на вкус, осадок при длительном стоянии образует незначительный.

Состав спонтанных и растворённых газов не исследовался.

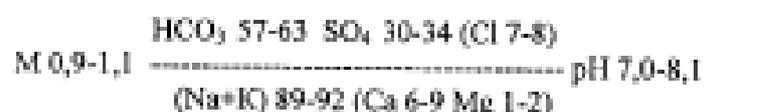
Радиоактивностью исследуемая вода не обладает: содержание естественных и техногенных радионуклидов не превышает их фоновых значений для природных подземных минеральных вод, установленных ГОСТ Р 54316-2011, СанПиН 2.3.2.1078-01 и НРБ-99/2009. Общая альфа-радиоактивность не превышает 0,2 Бк/кг (0,076 ± 0,059 Бк/кг), общая бета-радиоактивность не превышает 1,0 Бк/кг (0,041 ± 0,072 Бк/кг).

Содержание других микроэлементов, в том числе фтора, мышьяка, лития, стронция и бария, ионов тяжёлых и цветных металлов, не достигает норм, характеризующих их как биологически активные, и не превышает концентраций, допустимых ГОСТ Р 54316-2011, СанПиН 2.3.2.1078-01, ТР ТС 021/2011 и «Едиными санитарно-эпидемиологическим и гигиеническим требованиям к товарам, подлежащим санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю)» - глава II, раздел 21 «Требования к минеральным водам» (КОД ТН ВЭД ТС: 2201 10).

Концентрация кислородных соединений группы неорганического азота - нитрат- и нитрит-ионов, а также ионов аммония - в норме.

Суммарное содержание органических веществ в воде скважины низкое и составляет по углероду нелетучих органических соединений 2,76 мгС/л (перманганатная окисляемость 2,08 мгО/л), что меньше установленной бальнеологической нормы отнесения питьевых вод к лечебно-столовым по этому показателю (5 мг/л < C_{орг.} < 15 мг/л). Фракционный состав представлен гумусовыми веществами, нейтральными и кислыми битумами - сумма фракций 6,8 мг/л. При этом в групповом составе летучие с водяным паром фенолы, ароматические углеводороды и др. соединения, на которые распространяются запретительные критерии, не обнаружены. Содержание "нефтепродуктов" - 0,024 мг/л.

Сравнение полученных результатов анализа воды скв. № 33-28 Ханкальского месторождения (ЧР) с паспортными данными скважины – представлены Заказчиком, а также с данными многолетних наблюдений за химическим составом подземной воды скважины за период 1977-1989 гг. (фондовые материалы ГНИИК), позволяет сделать вывод о достаточно высокой их схожести, а также стабильности макроионного и микрокомпонентного состава подземной воды и хорошем качестве. Небольшие колебания этих показателей и минерализации не мешают существенно оценку и квалификацию воды. Так, согласно упомянутым обследованиям химический состав воды характеризовался практически идентичными формулами, которые в обобщённом виде описываются как:



В целом химический состав и физико-химические свойства воды типичны для пресных и слабо-минерализованных подземных вод региона.

Таким образом, согласно "Основным критериям оценки химического состава минеральных вод" (В.В. Иванов, М., 1982) и ГОСТ Р 54316-2011 минеральная подземная вода скважины № 33-28 Ханкальского месторождения (пос. Гикало, Грозненский район, ЧР) относится к водам слабоминерализованным, кремнистым, сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава. В соответствии с современной классификацией воды подобного состава и свойств широко используются в лечебно-питьевых целях согласно медицинским показаниям, в том числе и для промышленного налива в бутылки в качестве лечебно-столовых вод (с донасыщением диоксидом углерода и без) при условии их санитарно-бактериологического благополучия (контроль местными органами Роспотребнадзора), а также при условии достаточного дебита, в бальнеологических целях (наружное применение) в виде ванн, бассейнов, орошений при соответствующей температуре, разбавления высокоминерализованных вод и т.п.

Следует отметить, что показатели воды скважины соответствуют основным положениям и требованиям национального стандарта ГОСТ Р 54316-2011 «Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия» (дата введения в действие 01.07.2012 г.).

По макроионному составу, микрокомпонентам и свойствам данная вода скв. № 33-28 Ханкальского месторождения (ЧР) согласно ГОСТ Р 54316-2011 прямых аналогов не имеет и занимает промежуточное место среди разливаемых в промышленном масштабе минеральных лечебно-столовых вод V-X групп, характеризуясь минерализацией 1,0-1,1 г/л и содержанием основных ионов, мг-экв.‰: SO_4^{2-} 33, HCO_3^- 56, $(\text{Na}+\text{K})^+$ 91, а также наличием биологически активного компонента кремниевой кислоты (H_2SiO_3 , мг/дм³) - 71,3 мг/л.

По общему ионно-солевому составу исследуемая подземная вода наиболее близка к разливаемым в промышленном масштабе лечебно-столовым водам гидрохимического типа «Ачалукский» (группа VI, минерализация 2,0-5,0 г/л; основные ионы, мг-экв.‰: SO_4 30-60, HCO_3 20-50, $\text{Na}+\text{K}>90$) и гидрохимического типа «Железноводский» (VIII группа, минерализация 3,0 - 4,0 г/л; основные ионы, мг-экв.‰: HCO_3 40-50, SO_4 30-40, $(\text{Na}+\text{K})$ 50-65, Ca 25-40) - согласно ГОСТ Р 54316-2011, отличаясь в 2-3 раза меньшей величиной минерализация и слабощелочным характером природного раствора, практически натриевым катионным составом и высоким содержанием кремниевой кислоты.

В целом вода скважины № 33-28 Ханкальского месторождения (пос. Гикало, Грозненский район, ЧР) отвечает требованиям нормативных документов. Стабильность состава и свойств исследованной воды подтверждается длительным опытом использования аналогов таких вод для лечебно-профилактических целей в качестве бальнеологических и лечебно-питьевых, в том числе и для промышленного налива в бутылки лечебно-столовой воды с донасыщением диоксидом углерода и без. Успешная эксплуатация источника возможна при обеспечении удовлетворительного санитарно-бактериологического состояния воды и водозабора, связанная с установленным тем санитарной охраны месторождения, организацией систематического контроля за качеством воды, стабильностью её состава и свойств и т.п.

Настоящее исследование включает полное определение показателей, согласно принятым в Российской Федерации стандартам и международным нормам для питьевых вод.

ВЫВОДЫ:

1. Подземная вода скважины Ханкальская № 33-28 (Ханкальское месторождение; пос. Гикало, Грозненский район, ЧР; ноябрь 2014 г. – январь 2015 г., ГНТУ им. акад. М.Д. Милпиевского, г. Грозный) относится к слабоминерализованным, кремнистым минеральным лечебно-столовым водам сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава (базовый аналог согласно ГОСТ Р 54316-2011- воды V-X групп).

2. Минеральная вода скважины № 33-28 Ханкальского месторождения (ЧР) не содержит каких-либо вредных и токсичных компонентов, характеризуется стабильным химическим соста-

вом, отвечает требованиям нормативных документов и рекомендуется к бальнеологическому (паружное применение) и лечебно-питьевому использованию, а также розливу в бутылки в качестве лечебно-столовой с донасыщением диоксидом углерода и без при условии санитарно-бактериологического благополучия воды и водозабора в соответствии с нормативно-технической документацией.

3. Использование в лечебных целях в соответствии с медицинскими показаниями и ГОСТ Р 54316-2011, Приложение В, пп. В.1; В.2.1; В.2.2; В.3-В.9.

Заведующий отделом курортных ресурсов
ФГБУ ПНИИК ФМБА России,
ст. научн. сотр., канд. хим. наук

ДАНИЛОВ С.Р.

Приложение 3. Паспорт буровой скважины 1-ДГТ (водозаборная)

ООО «АРЭН-Стройцентр»

(наименование организации-владельца буровой скважины)

ПАСПОРТ БУРОВОЙ СКВАЖИНЫ № 1-ДГТ

1. **Наименование субъекта РФ:** Чеченская Республика
2. **Район, муниципальное образование:** Грозненский
3. **Местоположение скважины:** Ханкальское месторождение термальных вод
4. **Географические координаты:** с.ш. 43°14'17.40'' в.д. 45° 45' 07.36''
5. **Абсолютная отметка устья, м:** 180
6. **Назначение скважины и сведения об ее использовании:** эксплуатационная
добыча термальных вод
7. **Наименование организации, выполнившей бурение, год бурения:** РСФ «Мир» ООО, 2014г.
8. **Документ, на основании которого составлен паспорт скважины:** Дело скважины № 1-ДГТ Ханкальская
9. **Глубина скважины, м:** 904,5
10. **Конструкция и оборудование скважины:** обсадные трубы диаметром:
Обсадная колонна 324 мм в интервале 0-493,5м с цементацией в интервале 493-0м,
эксплуатационная колонна диаметром 244,5x177,8мм в интервале 402,38-778,13-902,85м с
цементацией в интервале 902-401м, рабочая часть интервала перфорации 842-890 м, насос
СПА -10-160-50-НРО, глубина установки низа насоса 31,5 м, диаметр водоподъемных
труб 146 мм
11. **Тип и конструкция фильтра(перфорация):** диаметром 177,8мм
с круглыми отверстиями диаметром 12 мм, количество отверстий - 20 на 1п.м.
– шт., длина рабочей части интервала перфорации - 48м, скважинность 0,5 %
(тип фильтра, форма и размеры отверстий каркаса, количество отверстий на п.м., тип и номер сетки, скважность)
12. **Характеристика зоны строгого режима:** Огорожена металлическим забором на фундаментном основании,

<u>26.05.201</u> <u>5г.</u> -	18 62	1, 23	14,18 5	6,3 52	10,3 81	0,9 03	0,3 95	3 0	$M_{2,3}$ $\frac{Cl_{15}(HCO_{3+}CO_3)_{34}}{SO_4\ 20}$ (Na+K) 96 / Ca 3 Mg 1/
-------------------------------------	----------	----------	------------	-----------	------------	-----------	-----------	--------	--

в) бактериологический анализ:

общие колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие), термотоле-

рантные колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие)- 26.05.2015г.

18. pH-8,26, Fe общ-0,00005, NH₄⁺-0,0027, NO₂⁻<0,00001,
 Дополнительные сведения: NO₃⁻<0,0010

Дата заполнения учетной карточки: 10.02.2015г.

Учетную карточку заполнил: Главный геолог РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО
 Шаипов А.А.

Провер
 ил:

Паспорт заполнил:
 Лабазанов М.М.

Главный геолог РСФ «Мир» ООО

(должность, ФИО)

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
Российский федеральный геологический фонд
(Росгеолфонд)

Учетная карточка буровой скважины № 1-ДГТ
(по кадастру)

1. Республика, область: Российская Федерация, Чеченская Республика
Район: Грозненский

2. Адрес скважины и положение в рельефе: Ханкальское месторождение термальных вод

3. Номенклатура листа топографической карты м-ба 1:500 000: К-38-Б
номенклатура листа топографической карты м-ба 1:200 000: К-38-Х

4. Географические координаты: шш: 43°14'17.40'' вд: 45° 45' 07.36''

5. Абсолютная отметка устья скважины, м: 180

6. Назначение скважины и сведения об ее использовании: эксплуатационная на воду для добычи термальных вод

7. Наименование организации, выполнявшей бурение, год бурения: РСФ «Мир» ООО 2014г.

8. Автор и название геологического отчета, на основании которого составлена учетная карточка: Паспорт разведочно-эксплуатационной скважины №1-ДГТ.

9. Место хранения документа, на основании которого составлена учетная карточка: РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО

10. Глубина скважины, м: 904,5

11. Стоимость сооружения скважины (тыс. руб): н. с.

10. Конструкция и оборудование скважины: обсадные трубы диаметром:
Обсадная колонна 324 мм в интервале 0-493,5м с цементацией в интервале 493-0м, эксплуатационная колонна диаметром 244,5х178 мм в интервале 402,38-778,13-902,85 м с цементацией в интервале 902-401м, рабочая часть интервала перфорации 842-890 м, насос СПА -10-160-50-НРО, глубина установки низа насоса 31,5м, диаметр водоподъемных труб 146 мм

13. Дебит в л/сек (числитель), понижение, м (знаменатель), удельный дебит в л/сек*м,:
1) $\frac{41,6}{7}$ 5,94 2) $\frac{44,4}{7,5}$ 5,92 3) _____

дата производства опыта: 14.01.2015 г; продолжительность откачки 24 ч.

14. Геологический разрез и сведения о водоносности:

Литологическое описание пород	Геологический индекс	Мощность слоя, м	Глубина подошвы слоя, м	Глубина залегания водовмещающих пород, от-до, м	Глубина появления воды, м	Статический уровень, м/атм
1. Суглинок желтый	Q	35	35	807-904 (вскр)	807	0,8 АТМ
2. Глина красная, вязкая	N _{1sr3}	577	612			
3. Песок серый, мелкозернистый	N _{1sr2}	76	688			
4. Глина серая, плотная	N _{1sr1}	119	807			
5. Песок серый, мелкозернистый, кварцевый, водоносный	N _{1kr}	97	904			

15. Качество воды:**а) физические свойства:**

запах – 1 баллов (ПДК не более 2 балла), цветность 0 градусов (ПДК не более 20 градусов), мутность – 0,01 мг/дм³ (ПДК не более 1,5 мг/дм³) – 26.05.2015г.

б) химический анализ:

Дата отбора пробы воды Глубина отбора, м	Сухой остаток, мг/дм ³	Жесткость общая мг-экв/л	Основные химические компоненты, мг-экв/л						Формула ионного состава воды и загрязняющие компоненты более ПДК, мг/дм ³
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	
26.05.2015г. -	186 2	1,2 3	14,185	6,35 2	10, 381	0,90 3	0,39 5	3 0	М 2,3 Cl45(HCO ₃ ⁺ CO ₃)34 SO ₄ 20 (Na+K) 96 / Ca 3 Mg 1/

в) бактериологический анализ:

общие колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие), термотолерантные колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие)- 26.05.2015г.

16. Дополнительные сведения:

pH-8,26, Feобщ-0,00005, NH₄⁺-0,0027, NO₂⁻<0,00001, NO₃⁻<0,0010

Дата заполнения учетной карточки:

20.02.2015г.

Учетную карточку заполнил:

Главный геолог РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО
Шаипов А.А.

Проверил

:

Приложение 4. Паспорт буровой скважины 2-НДГТ (нагнетательная)**ООО «АРЭН-Стройцентр»**

(наименование организации-владельца буровой скважины)

ПАСПОРТ БУРОВОЙ СКВАЖИНЫ № 2-НДГТ**1. Наименование субъекта РФ:** Чеченская Республика**2. Район, муниципальное образование:** Грозненский**3. Местоположение скважины:** Ханкальское месторождение термальных вод**4. Географические координаты:** с.ш. 43°14'17.40'' в.д. 45° 45' 07.36''**5. Абсолютная отметка устья, м:** 180 (зенитный угол искривления на гл.615м-42 градуса)**6. Назначение скважины и сведения об ее использовании:** Эксплуатационная нагнетательная**7. Наименование организации, выполнившей бурение, год бурения:** РСФ «Мир» ООО, 2015г.**8. Документ, на основании которого составлен паспорт скважины:** Дело скважины № 2-НГТ Ханкальская**9. Глубина скважины, м:** 975**10. Конструкция и оборудование скважины:** обсадные трубы диаметром: Обсадная колонна 324 мм в интервале 0-117,16м с цементацией в интервале 117,16-0м, эксплуатационная колонна диаметром 244,5 в интервале 41-892м с цементацией в интервале 41-892м, «хвостовик» 117,8мм в интервале 875-975 (не зацементирован); рабочая часть щелевого сетки-фильтра 900-960м.; спущен эксплуатационный лифт НКТ диаметром 140x146мм в интервале 0-835,36**11. Тип и конструкция фильтра:** диаметром 177,8ммс продольными щелевыми отверстиями размером 5x400 мм, количество отверстий – 8 на 1 п.м. – шт., длина рабочей части фильтра - 60м. скважность -3%

(тип фильтра, форма и размеры отверстий каркаса, количество отверстий на п.м., тип и номер сетки, скважность)

<u>26.05.2015г.</u> -	68 9	1,14 2	0,81 2	2,84 0	7,71 5	0,78 8	0,35 4	10,41 5	M 1,0 (HCO ₃ + CO ₃)68 SO ₄ 25 /Cl 7/ (Na+K) 90 / Ca 7 Mg 3/
--------------------------	---------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	---

в) бактериологический анализ :

общие колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие), термотоле-

рантные колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие)- 26.05.2015г.

18. Дополнительные сведения: pH-8,23, Fe общ-0,0003, NH₄⁺-0,0011, NO₂⁻<0,00001, NO₃⁻<0,0010

Дата заполнения учетной карточки: 12.07.2015г.

Учетную карточку заполнил: Главный геолог РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО
Шаипов А.А.

Проверил:

Паспорт заполнил:
Лабазанов М.М.

Главный геолог РСФ «Мир» ООО

(должность, ФИО)

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
Российский федеральный геологический фонд
(Росгеолфонд)

Учетная карточка буровой скважины № 2-НГТ

(по кадастру)

1. Республика,

область: Российская Федерация, Чеченская Республика

Район: Грозненский

2. Адрес скважины и положение в рельефе:

Ханкальское месторождение термальных вод

3. Номенклатура листа топографической карты м-ба 1:500

000: К-38-Б

номенклатура листа топографической карты м-ба 1:200

000: К-38-Х

4. Географические координаты: шш: 43°14'17.40'' вд: 45° 45' 07.36''

5. Абсолютная отметка устья скважины, м:

180

6. Назначение скважины и сведения об ее использовании:

Эксплуатационно-нагнетательная на воду

Для обратной закачки термальных вод

7. Наименование организации, выполнявшей бурение, год бурения:

РСФ «Мир»
ООО 2015г.

8. Автор и название геологического отчета, на основании которого составлена учетная карточка: Паспорт разведочно-эксплуатационной скважины №2-НГТ.

9. Место хранения документа, на основании которого составлена учетная карточка: РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО

10. Глубина скважины,

м: 975

11. Стоимость сооружения скважины (тыс. руб):

н. с.

10. Конструкция и оборудование скважины: обсадные трубы диаметром:

Обсадная колонна 324 мм в интервале 0-117,16м с цементацией в интервале 117,16-0м, эксплуатационная колонна диаметром 244,5 в интервале 41-892м с цементацией в интервале 41-892м, «хвостовик» 117,8мм в интервале 875-975 (не зацементирован); рабочая часть целевого сетки-фильтра 900-960м.; спущен эксплуатационный лифт НКТ диаметром 140x146мм в интервале 0-835,36

13. Дебит в л/сек (числитель), понижение, м (знаменатель), удельный дебит в л/сек*м,:

1) $\frac{41,6}{7}$ 5,94 2) $\frac{44,4}{7,5}$ 5,92 3) _____

дата производства опыта: 14.06.2015 г; продолжительность откачки 24 ч.

14. Геологический разрез и сведения о водоносности:

Литологическое описание пород	Геологический индекс	Мощность слоя, м	Глубина подошвы слоя, м	Глубина появления воды, м	Статический уровень, м/атм
1. Суглинок желтый	Q	35	35	865	0.8 Атм
2. Глины серые, плотные	N _{1sr3}	625	660		
3. Глины серые, аргиллиты крепкие	N _{1sr2}	80	746		
4. Аргиллиты темно-серые, крепкие; Песчаник серо-желтый мелкозернистый, слабо-карбонатный	N _{1sr1}	119	865		
5. Глины серые, песчанистые; Песчаник мелкозернистый, слабо-карбонатный, водоносный	N _{1kr}	110	975		

15. Качество воды:**а) физические свойства:**

запах – 1 баллов (ПДК не более 2 балла), цветность

0 градусов (ПДК не более 20 градусов), мутность – 0,01 мг/дм³ (ПДК не более1,5 мг/дм³) – 26.05.2015г.**б) химический анализ:**

Дата отбора пробы воды Глубина отбора, м	Сухой остаток, мг/дм ³	Жесткость общая мг-экв/л	Основные химические компоненты, мг-экв/л						Формула ионного состава воды и загрязняющие компоненты более ПДК, мг/дм ³
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	
26.05.2015 г. -	68 9	1,14 2	0,81 2	2,84 0	7,71 5	0,78 8	0,35 4	10,41 5	M 1,0 (HCO ₃ ⁺ CO ₃)68 SO ₄ 25 /Cl 7/ (Na+K) 90 / Ca 7 Mg 3/

в) бактериологический анализ:

общие колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие), термотоле-

рантные колиформные бактерии - нет данных (ПДК отсутствие)- 26.05.2015г.

16. Дополнительные сведения: pH-8,23, Feобщ-0,0003, NH₄⁺-0,0011, NO₂⁻<0,00001, NO₃⁻<0,0010**Дата заполнения учетной карточки:** 22.06.2015г.**Учетную карточку заполнил:**Главный геолог РСФ «АРЭН-Стройцентр» ООО
Шаипов А.А.**Проверил:**

Приложение 5. Перечень использованных геологических отчетов

1. Отчет № 190568 «Протокол ГКЗ СССР №1279 от 19.07.1956 г.», М. Ложечкин, 1956 г., Москва.
2. Отчет № 191206 «Подсчет запасов нефти и газа по Октябрьскому месторождению по состоянию на 01.01.1954 г.», Ермолаев А.Н., Лялин Л.К., Напольский М.С., 1954 г., г. Грозный.
3. Отчет № 293391 «Отчет по подсчету эксплуатационных запасов термальных вод м-ния Ханкальская долина ЧИАССР (для теплоснабжения и горячего водоснабжения) по состоянию на 01.01.1968 г.», Шпак А.А., Бурмистрова Г.И., Мясников Ю.Ф., 1968 г., г. Саратов.
4. Отчет № 373066 «Комплексные исследования и подсчет эксплуатационных запасов термальных вод месторождений Гойты, Гудермес ЧИАССР, Лабинск Краснодарского края», Кондачков Ю.М. и др., 1978г., г. Саратов.
5. Отчет № 387209 «Пересчет запасов нефти и газа в верхнемеловых отложениях месторождения Октябрьское и в меловых отложениях месторождения Малгобек-Вознесенское. Раздел 1. Подсчет запасов нефти в верхнемеловых отложениях месторождения Октябрьское», Меркулов А.В., Снурникова Л.Г., 1980 г., г. Грозный.
6. Отчет № 393697 «Провести комплексные исследования геотермальных скважин и подсчет запасов термальных вод Новогрозненского месторождения ЧИАССР», Кондачков Ю.М., Горюнов С.А., Седнин В.Ф., Абрамов В.А., Жуков О.В. 1981г., г. Саратов;
7. Отчет № 396541 «Гидрогеологические исследования термоводоносных комплексов в районе города Грозного», Крылов В.Б. и др., 1981г., пос. Гикало, ЧИАССР.
8. Отчет № 405401 Отчет по теме «Рекомендации по дальнейшей эксплуатации карагано-чокракских отложений на термоводозаборах Ханкала и Гойты ЧИАССР» (протокол в тексте отчета), Крылов В.Б. и др., 1983 г., пос. Гикало, ЧИАССР.

9. Отчет № 410079 «Отчет по теме: "Изучение гидродинамических и теплофизических показателей карагано-чокракских отложений в процессе эксплуатационной разведки в Ханкальской долине ЧИАССР с целью увеличения использования геотермальной энергии путем создания искусственной системы восполнения ресурсов термальных вод"», Крылов В.Б. и др., 1984 г., пос. Гикало, ЧИАССР.

10. Отчет № 416913 «Обобщение результатов разведочных работ на термальные воды Каргалинского месторождения на стадии предварительной разведки», Власова С.П., Баранова Л.А., 1984г., г. Минеральные воды;

11. Отчет № 424613 «Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов», Крылов В.Б. и др., 1985г., пос. Гикало, ЧИАССР.

12. Отчет № 430330 «Анализ эксплуатационной разведки термоводозаборов Грозненского района», Крылов В.Б. и др., 1986г., пос. Гикало, ЧИАССР.

13. Отчет № 430897 «Отчет по теме : "Геотермальные ресурсы и разработка методов освоения их теплоэнергетического потенциала" (Раздел 1 темы 3. 1. 14. 8. 4. 1.)», Курбанов М.К. и др., 1986 г.

14. Отчет № 437558 «Отчет по теме: "Выявление термоводоносных горизонтов в ликвидированных скважинах нефтяного фонда Чечено-Ингушской АССР" на этапе: "Результаты восстановления и гидрогеологических исследований скважин за 1987 год», Крылов В.Б., Седнин В.Ф., 1987 г., пос. Гикало, ЧИАССР.

15. Отчет № 437572 «Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод XIII пласта Ханкальского месторождения в условиях поддержания пластового давления путем создания ГЦС», Крылов В.Б. и др., 1987г., пос. Гикало, ЧИАССР.

16. Отчет № 441505 «Отчет по теме: Г-01-87-88 "Геолого-экономическая оценка геотермальных вод месторождений Терско-Кубанского региона" за 1987 г.», Карась О.И. и Кондачков Ю.М., 1987 г., г. Саратов.

17. Отчет № 445171 «Отчет по теме: "Выявление термоводоносных горизонтов в ликвидированных скважинах нефтяного фонда Чечено-Ингушской АССР" на этапе: " Результаты восстановления и гидрогеологических исследований скважин за 1988 г." (протокол в тексте).», Крылов В. Б., Хвалев К.К., Седнин В.Ф., 1988 г., г. пос. Гикало, ЧИАССР.

18. Отчет № 445202 «Отчет по теме: "Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов". Этап - "Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод IV-VII пластов Ханкальского месторождения в условиях поддержания пластового давления путем создания ГЦС". (протокол в тексте)», Крылов В.Б., Седнин В.Ф., Еланчик Е.В., .1989, пос. Гикало, ЧИАССР.

19. Отчет № 445533 «Совершенствование методики обратной закачки при разведке месторождений термальных вод на территории Северного Кавказа. Отчет по теме Г-03-87.88 (протокол в тексте)», Адмакина Е.А., Карась О.И., Стрепетов В.П. и др., 1988, г. Саратов.

20. Отчет № 450072 «Комплекс гидрогеологических исследований с целью оценки термобарической обстановки в связи с созданием геотермальной циркуляционной системы в карагано-чокракских отложениях Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод», Крылов В.Б. и др., 1988, пос. Гикало, ЧИАССР.

21. Отчет № 459644 «Отчет о проведении подготовительных работ к мониторингу термальных вод г. Грозного», Тарануха Ю.К. и др., 1991г., г. Грозный.

22. Отчет № 460454 «Результаты поисково-разведочного бурения на теплоэнергетические воды Центрально-Бурунной площади ЧИАССР», Попович В.Г. и Баранова Л.А., 1991, г. Минеральные воды.

23. Отчет № 478995 «Отчет по гидрогеологическому доизучению площадей масштаба 1:200 000 в пределах Чеченской Республики листов К-38-III, IV, V, X, XI (ГГДП-200 - ревизионно-оценочные работы)», Гордеева Г.В. и др., 2001г., г. Ессентуки.

24. Отчет «Разработать и внедрить опытные ГЦС в ЧИАССР (караганочокракских отложениях) для теплоснабжения с производительностью 30 тыс. м³/сутки», Гайдаров Г.М. и др., 1989г., г. Махачкала.

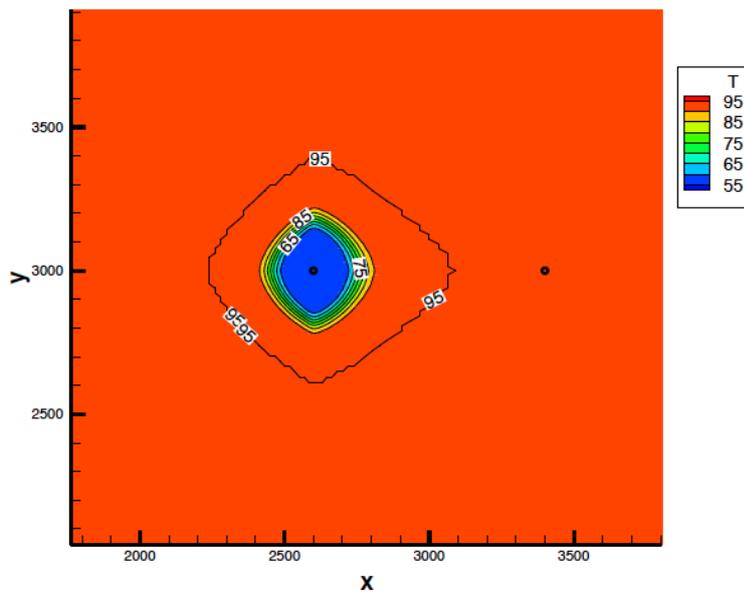
25. Отчет «Анализ эксплуатационной разведки месторождений термальных вод ЧИАССР с целью оценки и переоценки запасов», Путенко В.Я. и др., 1989г., г. пос. Гикало, ЧИАССР.

26. Отчет «Разработать и внедрить опытные ГЦС в ЧИАССР (караганочокракских отложениях) для теплоснабжения с производительностью водозабора 35 тыс. м³/сутки. Разработать вторую редакцию методики гидродинамических расчетов ГЦС», Гайдаров Г.М. и др., 1989г., г. Махачкала.

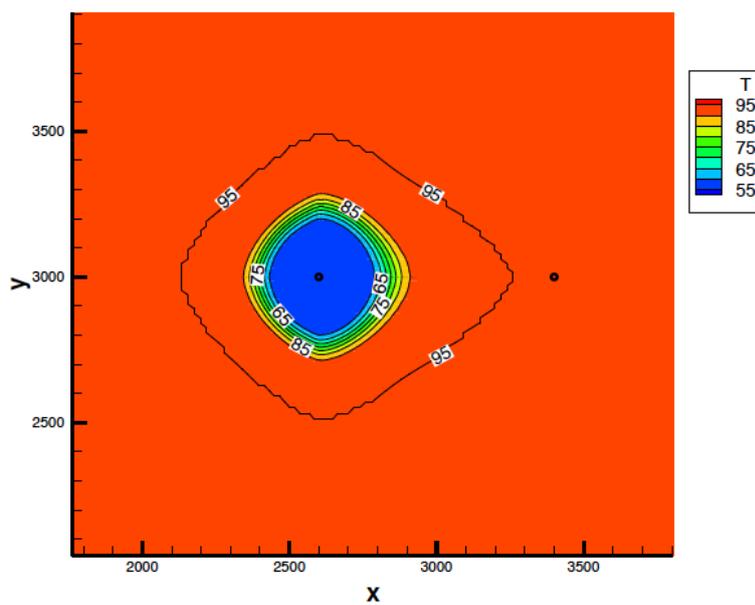
27. Отчет «Составить ТЭО постановки разведочного бурения на XVI пласт Чокракских отложений Ханкальского месторождения с целью обеспечения теплоснабжения г. Грозного за счет теплоэнергетических вод», Гайдаров Г.М. и др., 1990г., г. Махачкала.

Приложение 6. Карты температур для 5, 10, 15, 20, 25, и 30 лет эксплуатации для 5 вариантов эксплуатации ЦС на уровне забоев скважин.

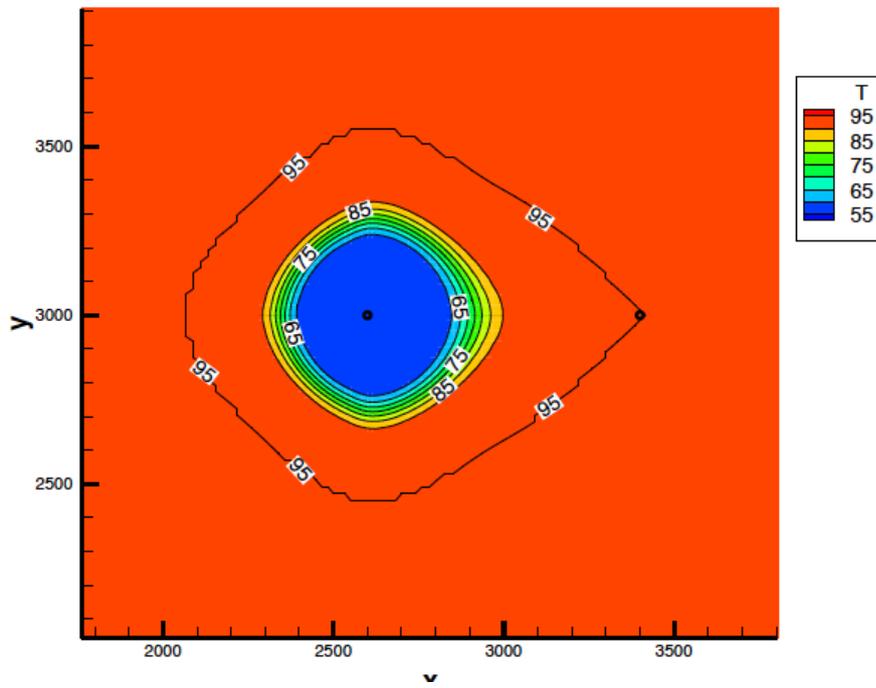
Вариант 1, 5 лет



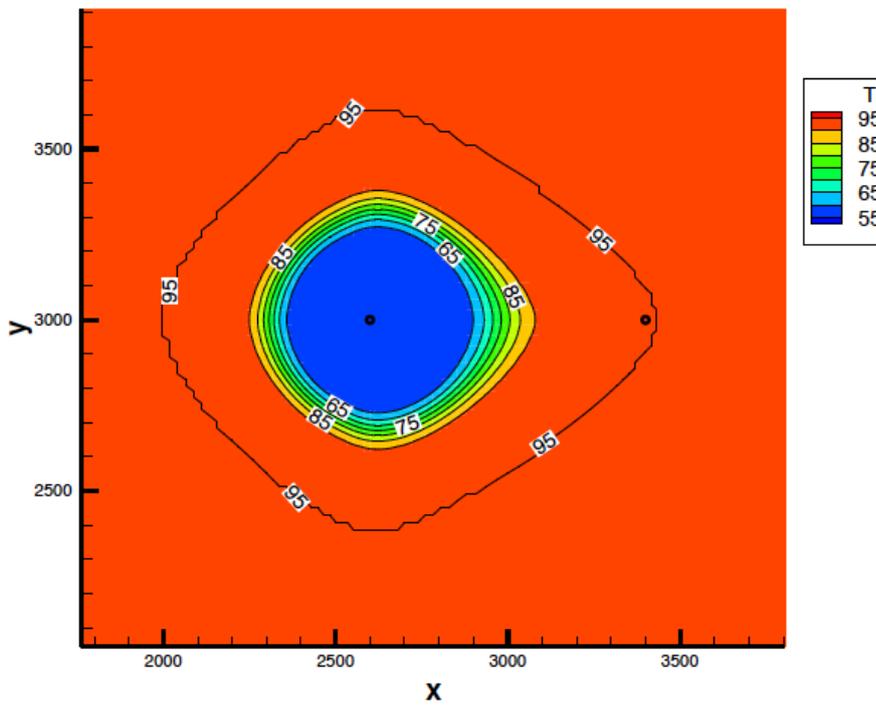
Вариант 1, 10 лет



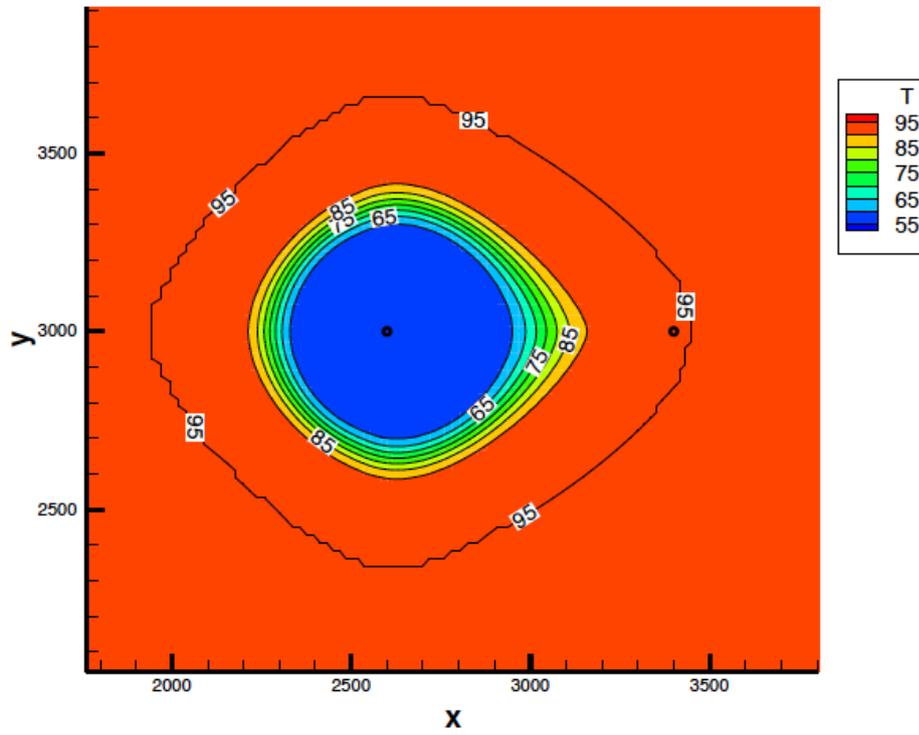
Вариант 1, 15 лет



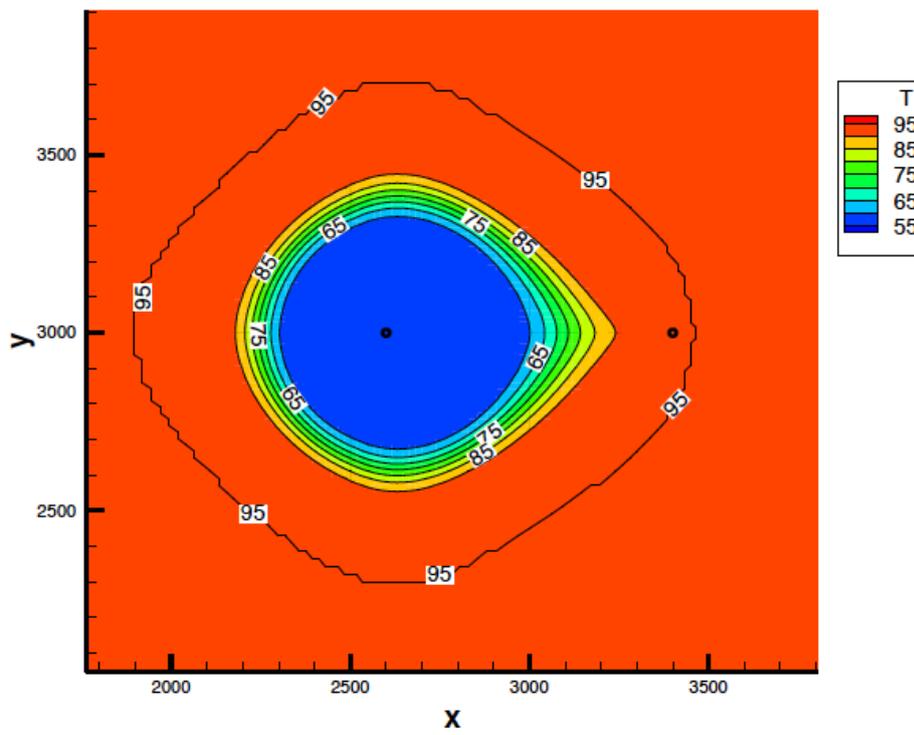
Вариант 1, 20 лет



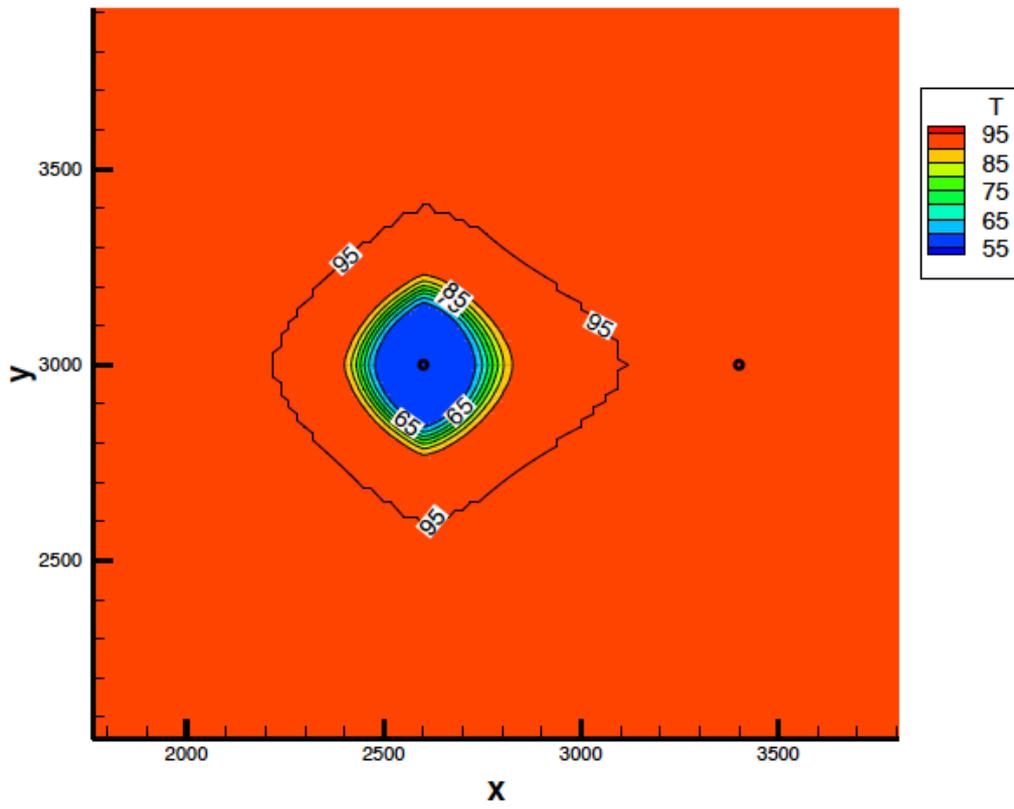
Вариант 1, 25 лет



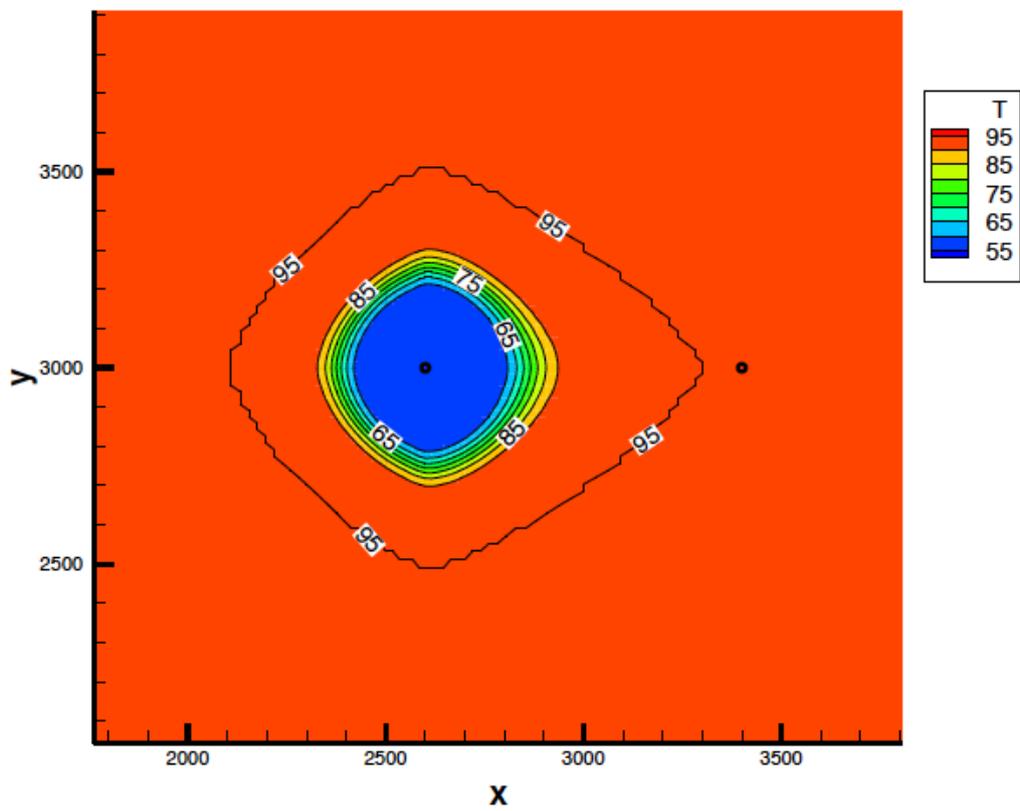
Вариант 1, 30 лет



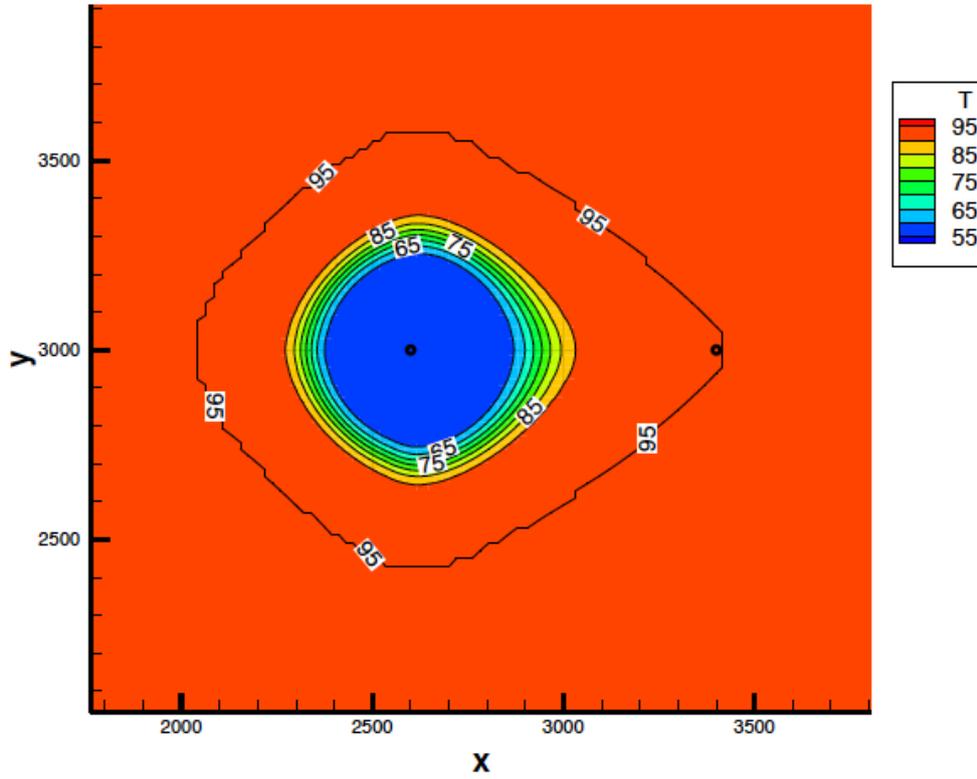
Вариант 2, 5 лет



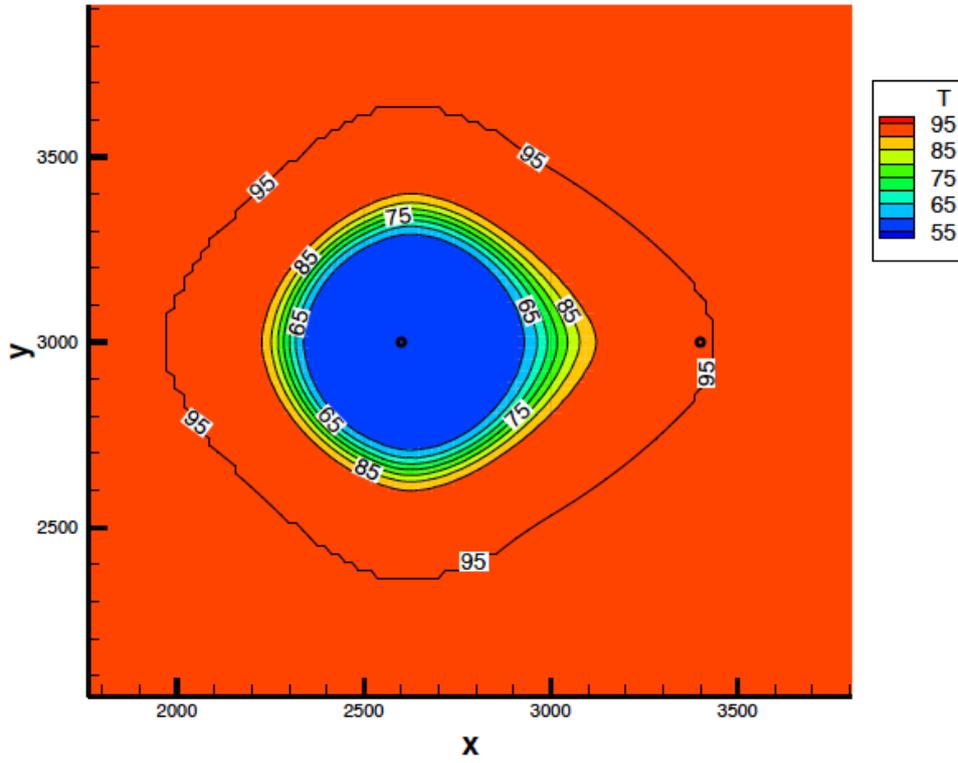
Вариант 2, 10 лет



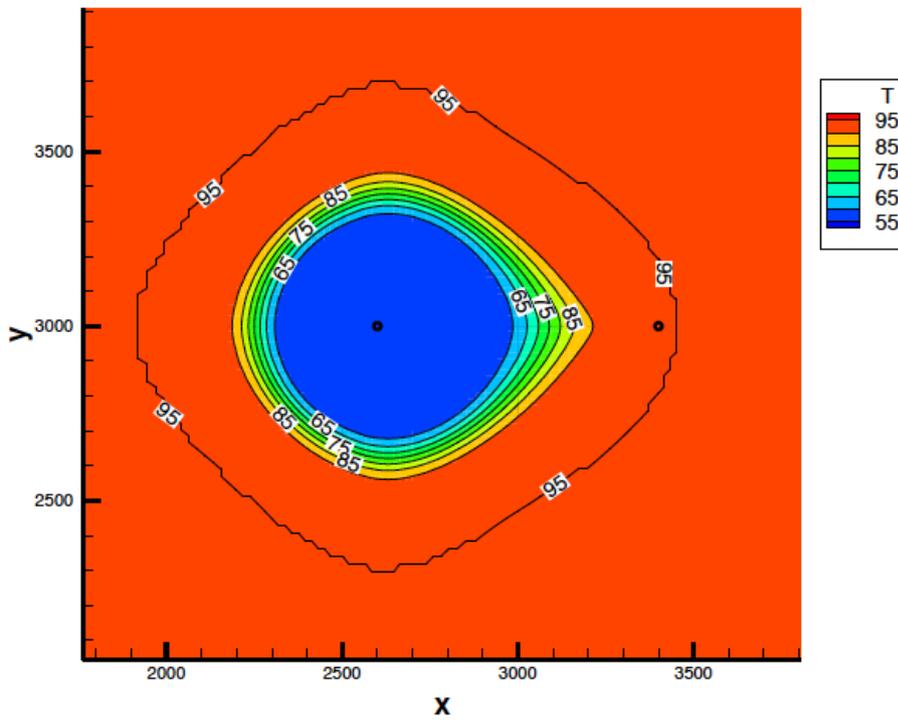
Вариант 2, 15 лет



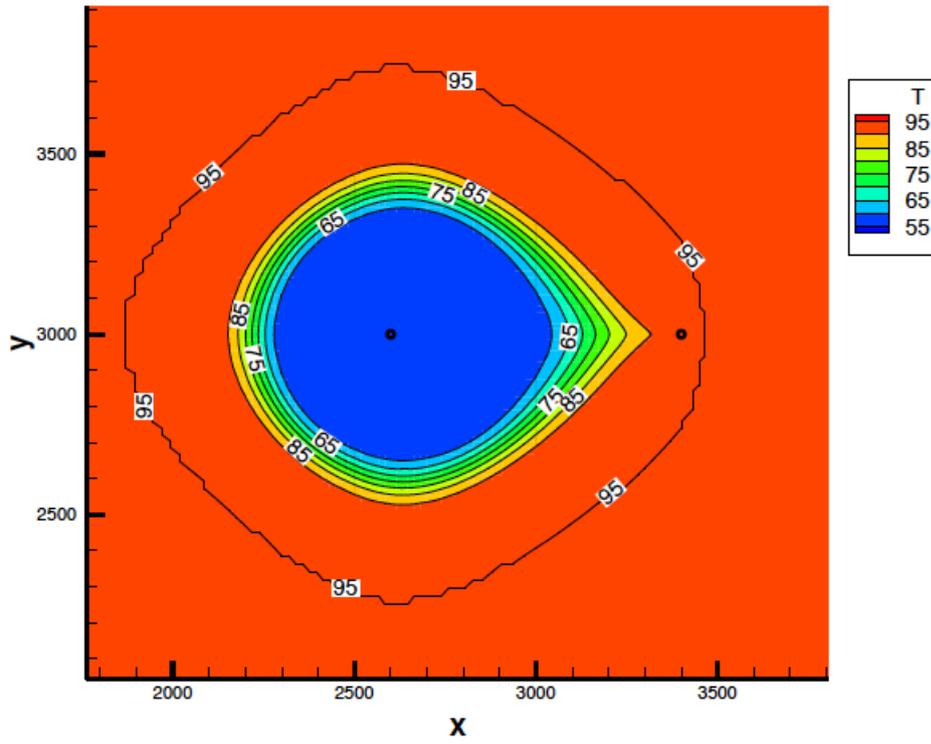
Вариант 2, 20 лет



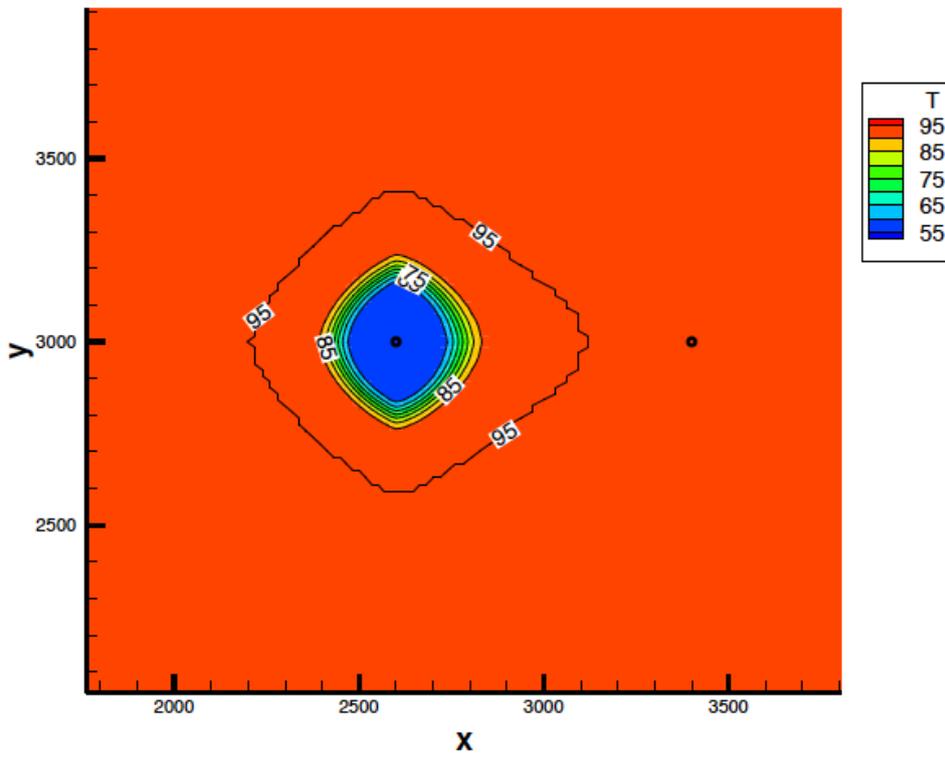
Вариант 2, 25 лет



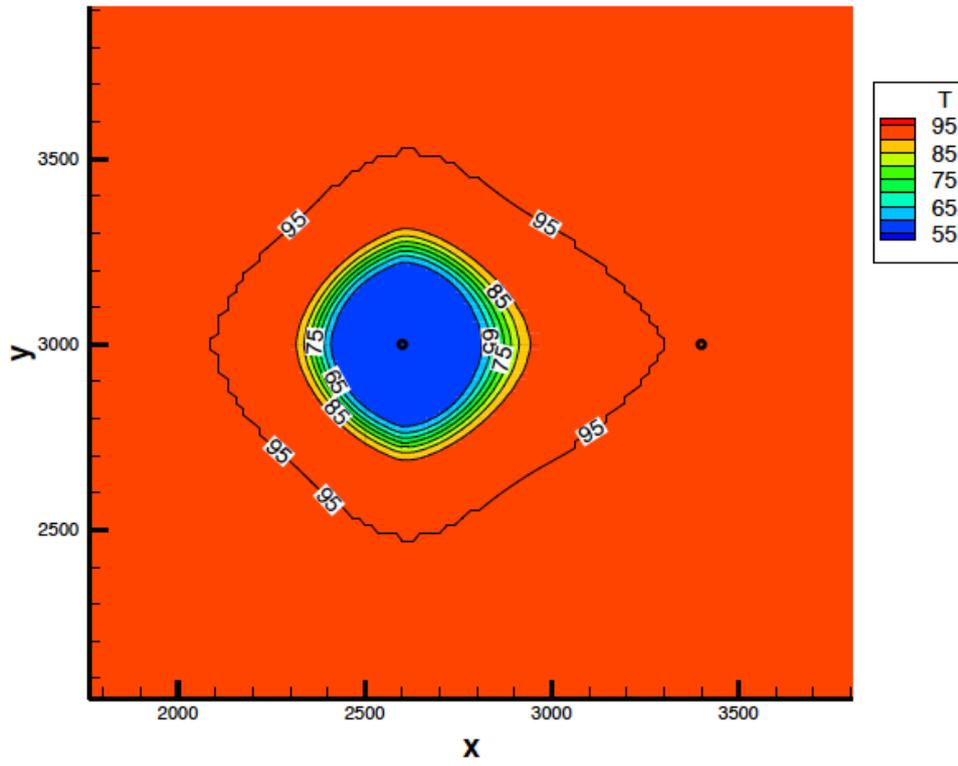
Вариант 2, 30 лет



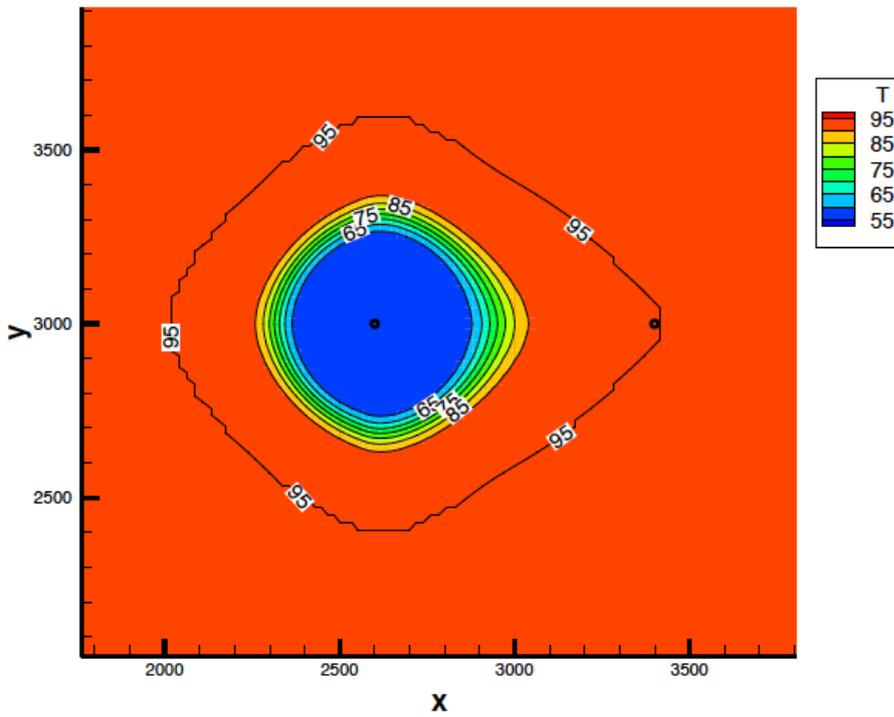
Вариант 3, 5 лет



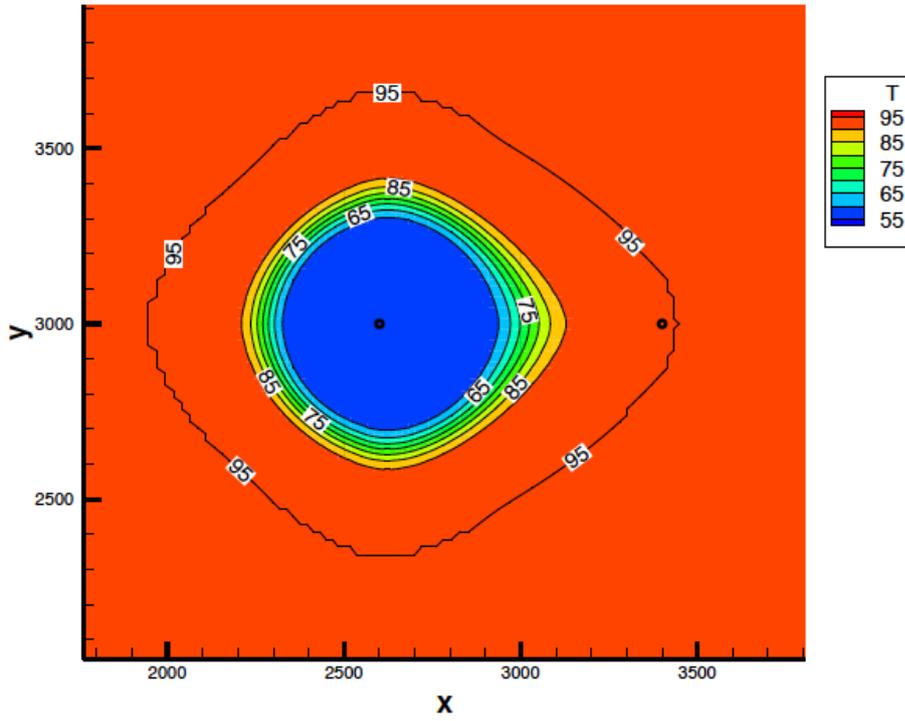
Вариант 3, 10 лет



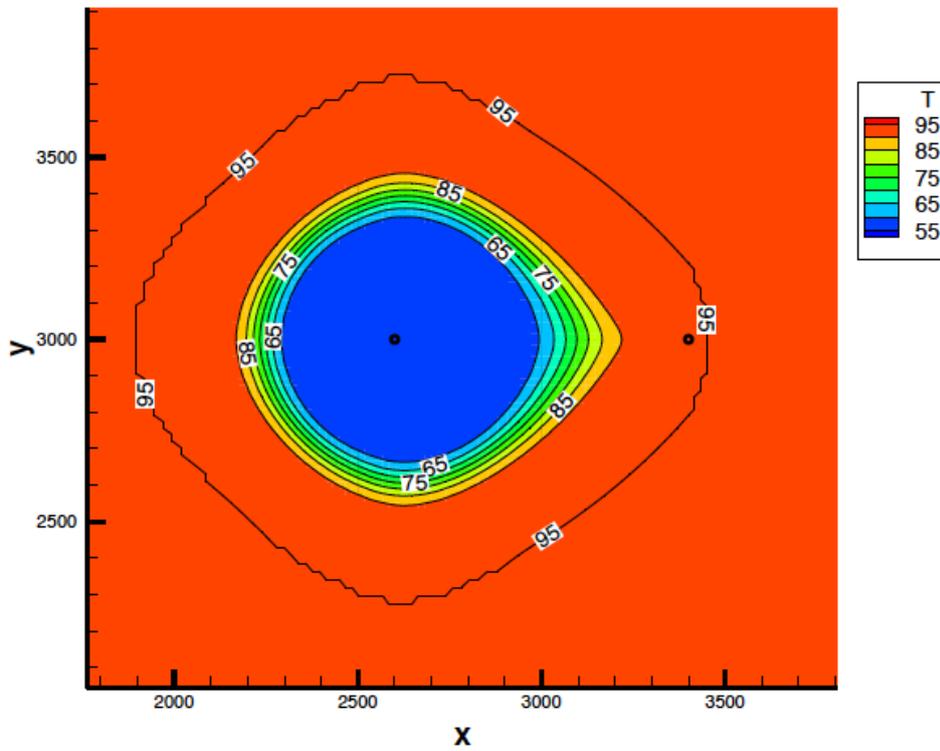
Вариант 3, 15 лет



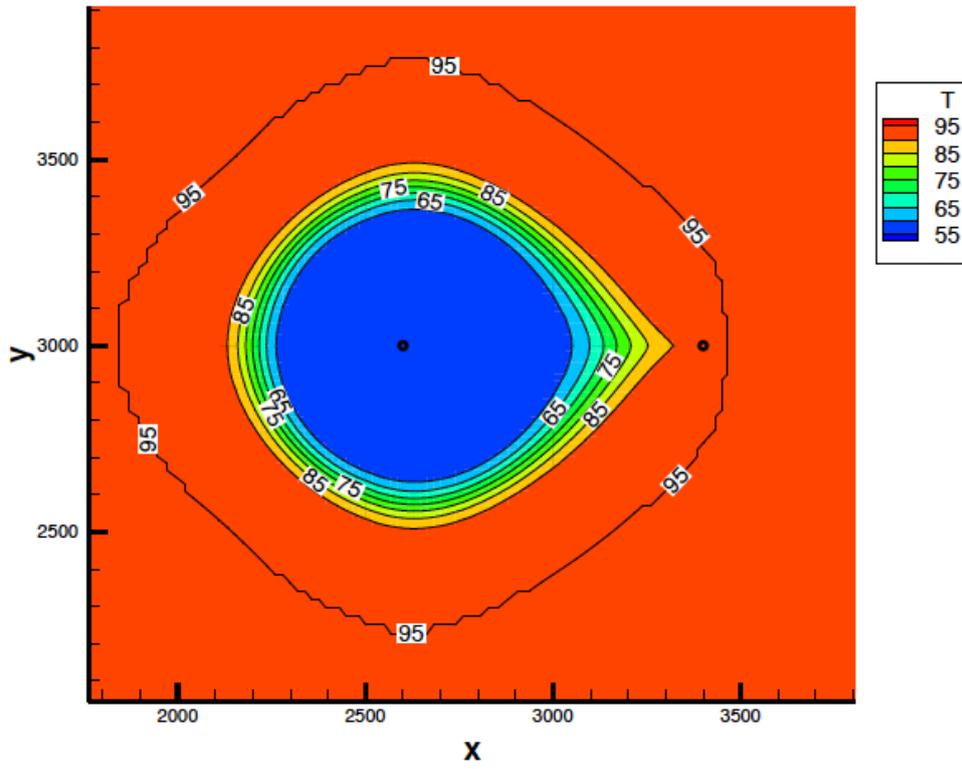
Вариант 3, 20 лет



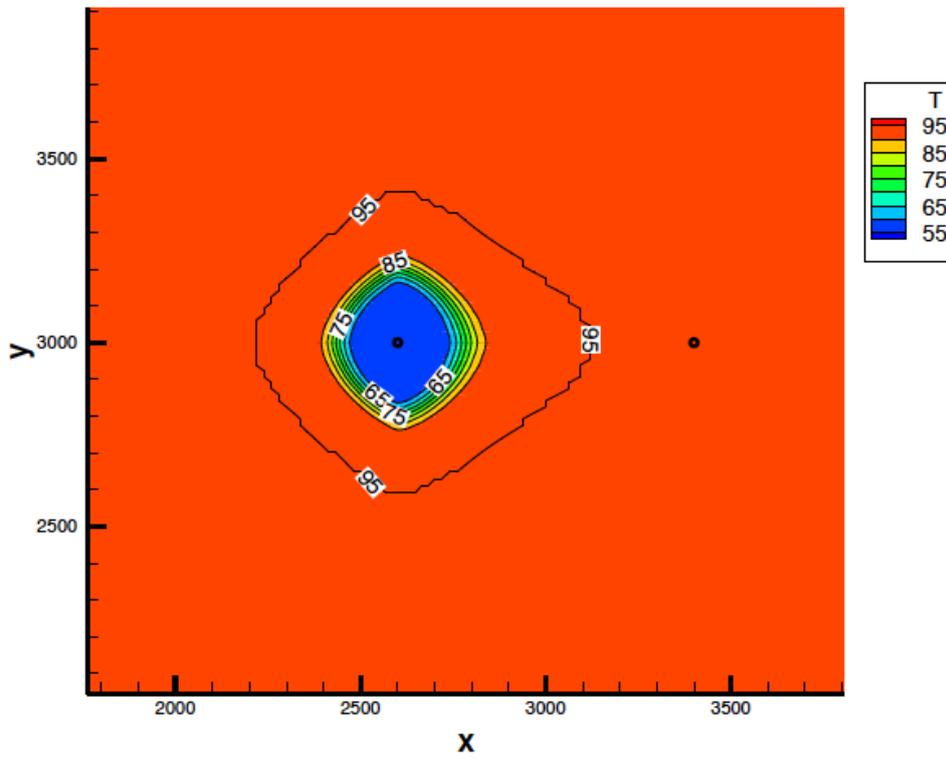
Вариант 3, 25 лет



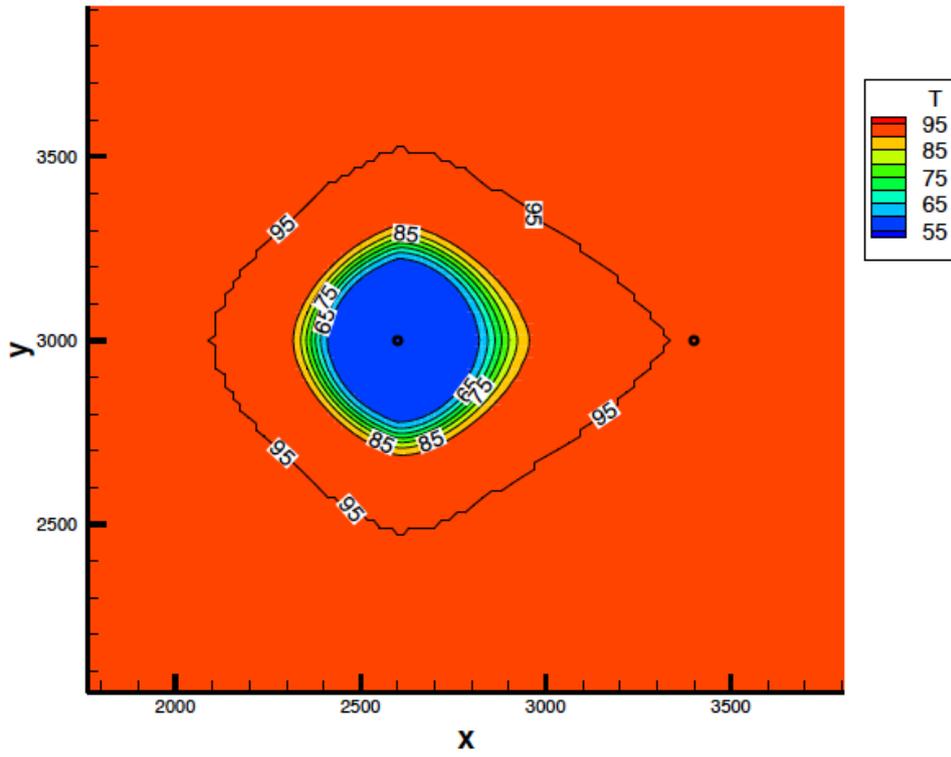
Вариант 3, 30 лет



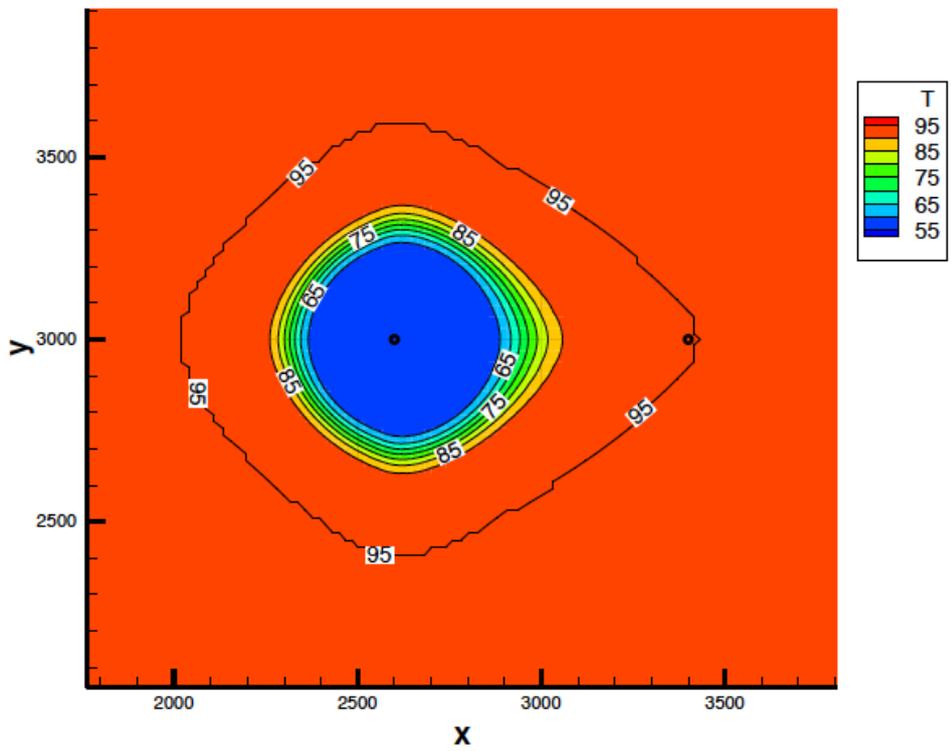
Вариант 4, 5 лет



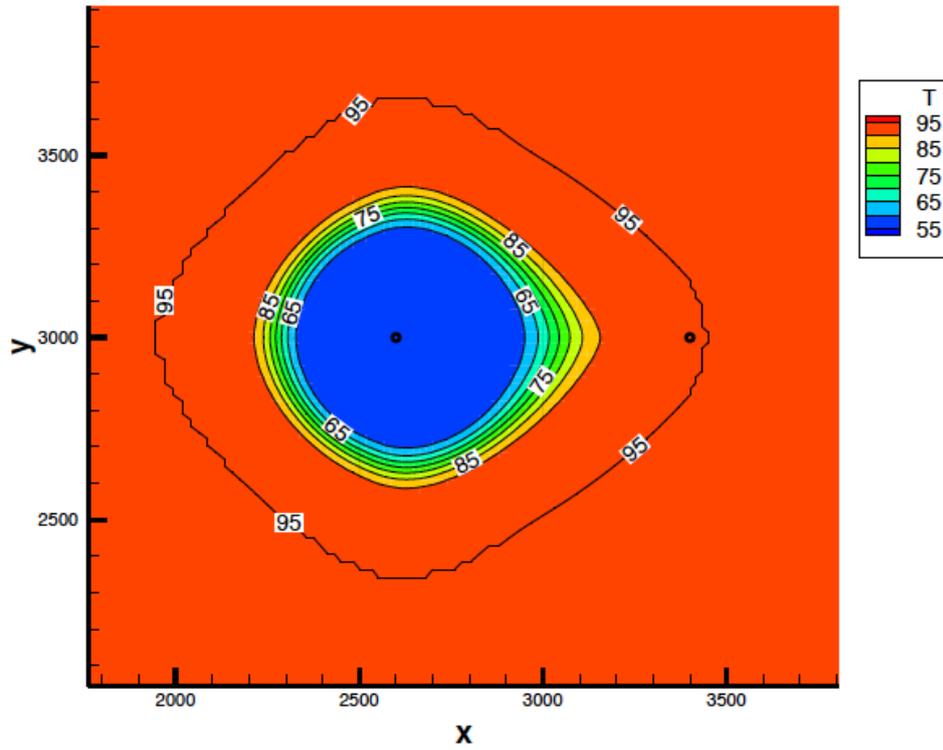
Вариант 4, 10 лет



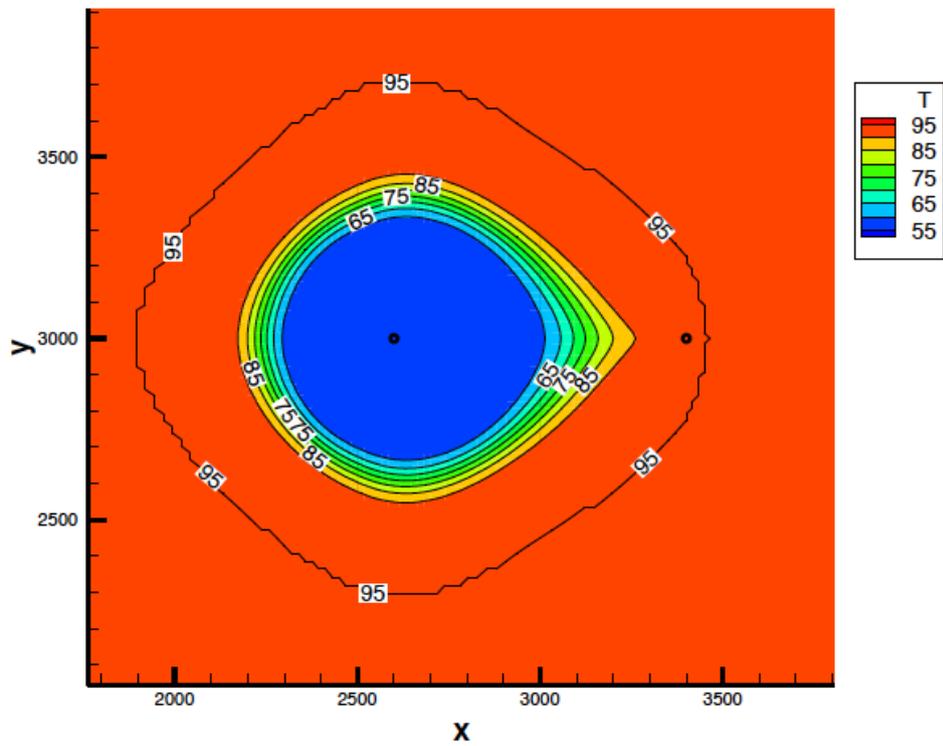
Вариант 4, 15 лет



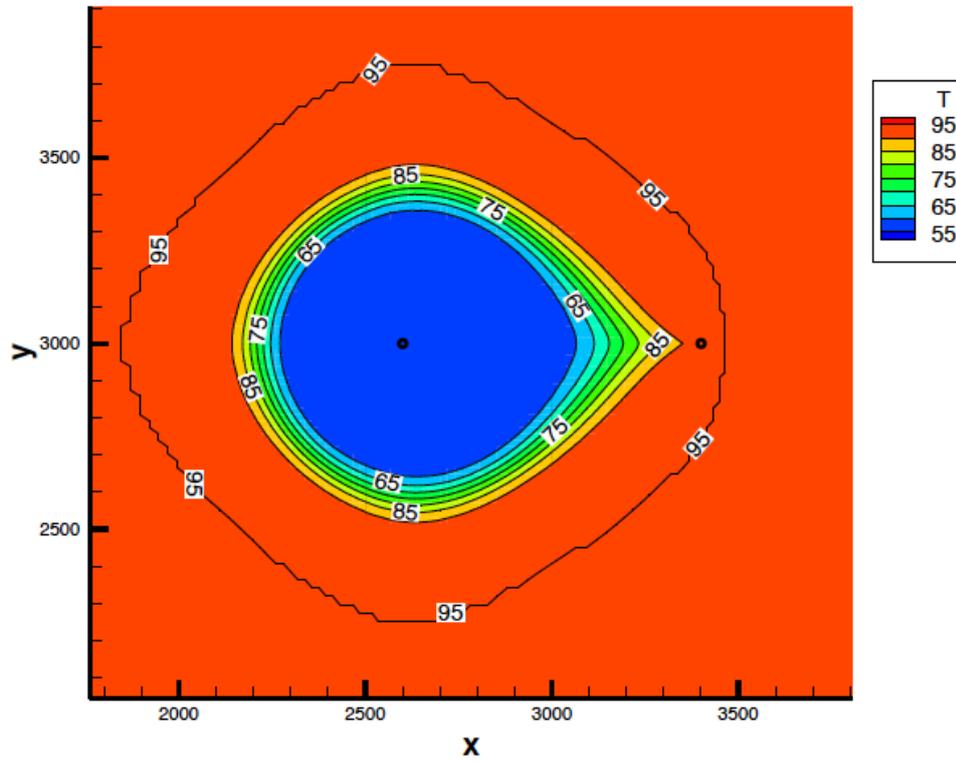
Вариант 4, 20 лет



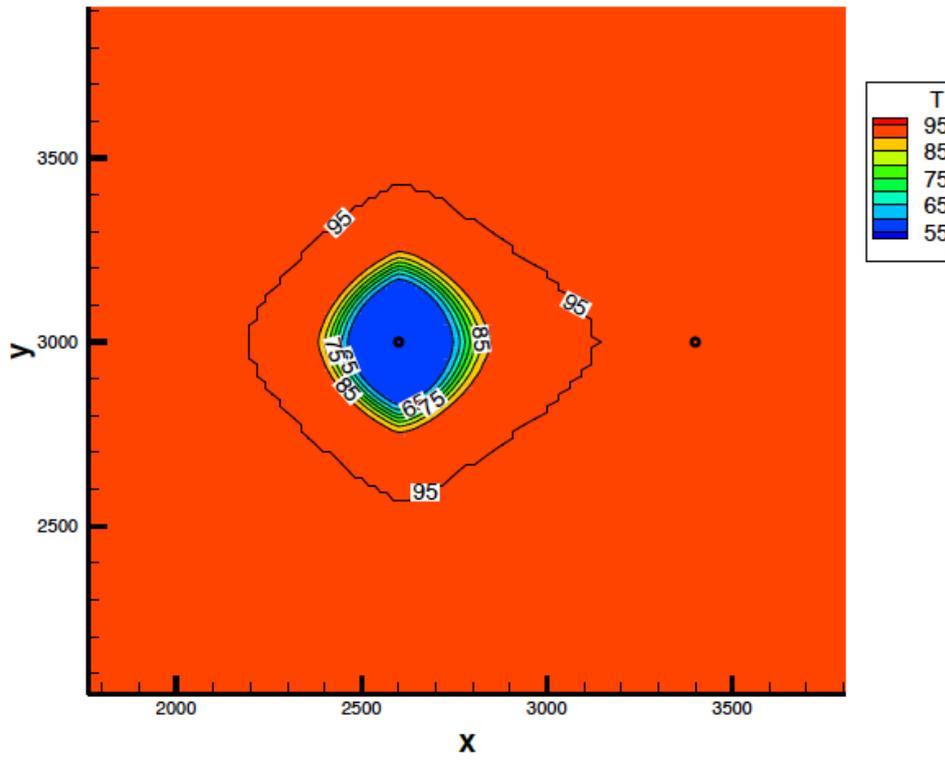
Вариант 4, 25 лет



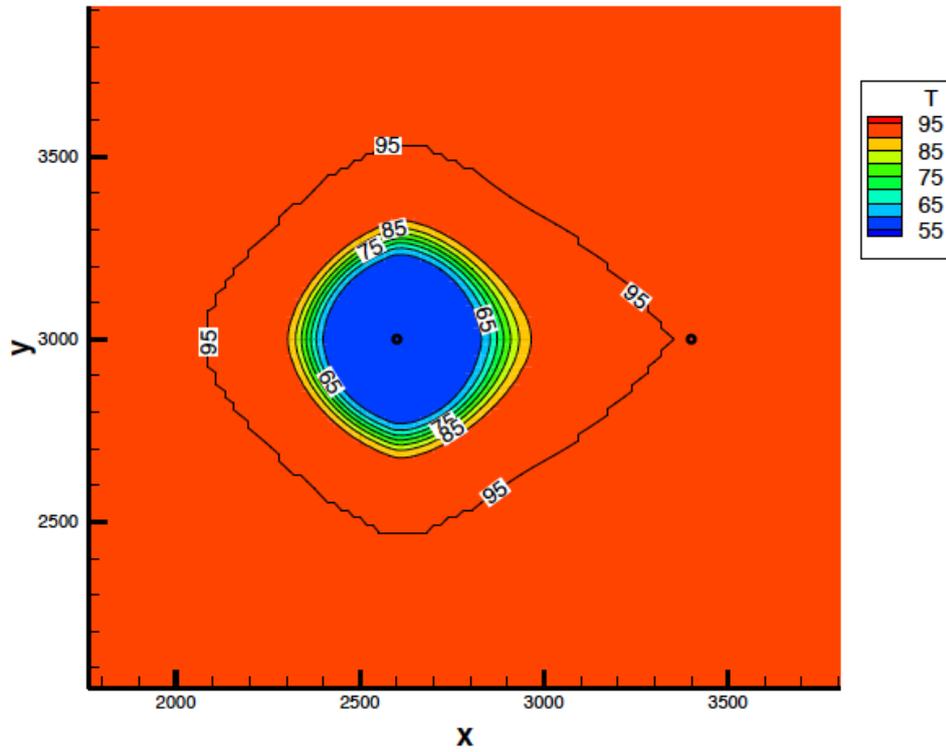
Вариант 4, 30 лет



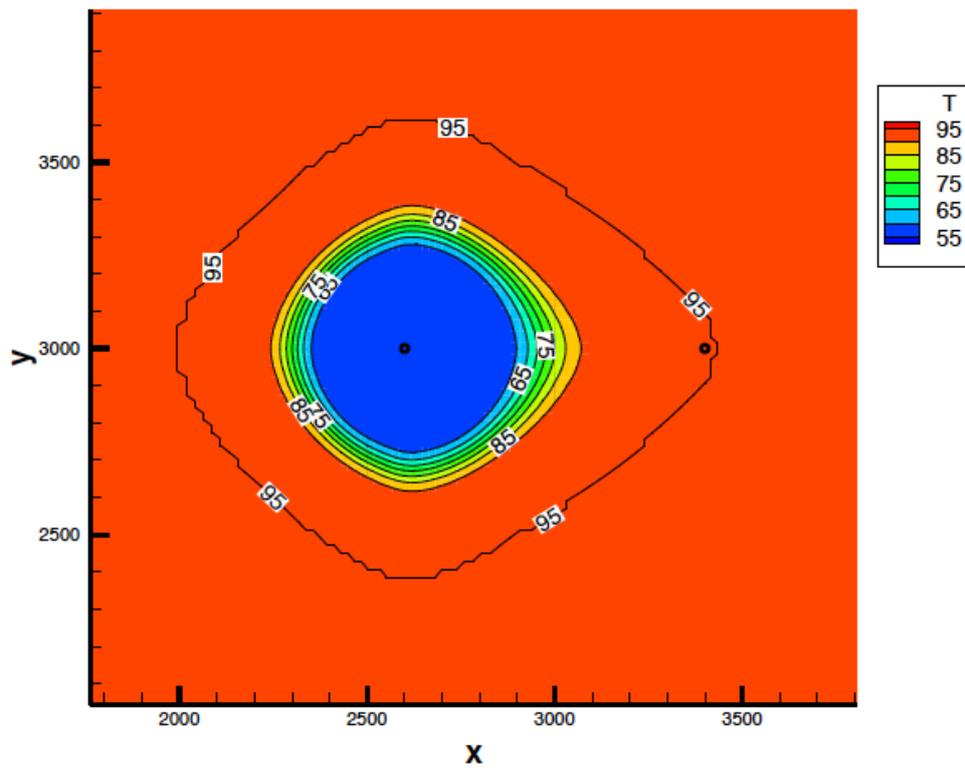
Вариант 5, 5 лет



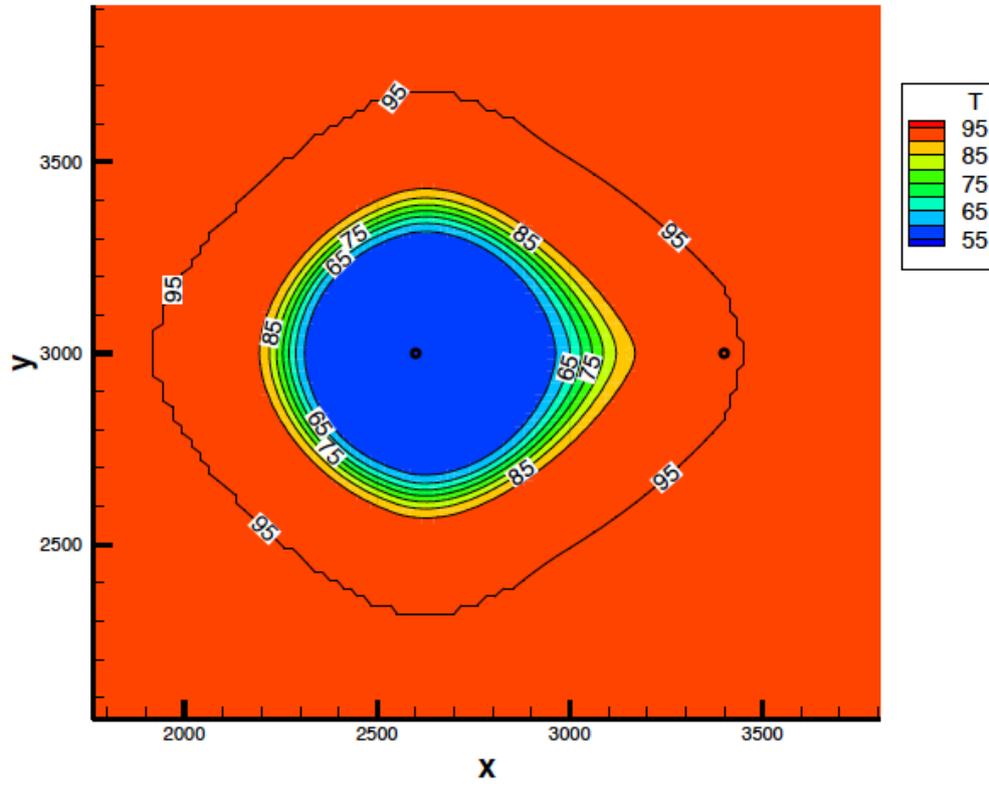
Вариант 5, 10 лет



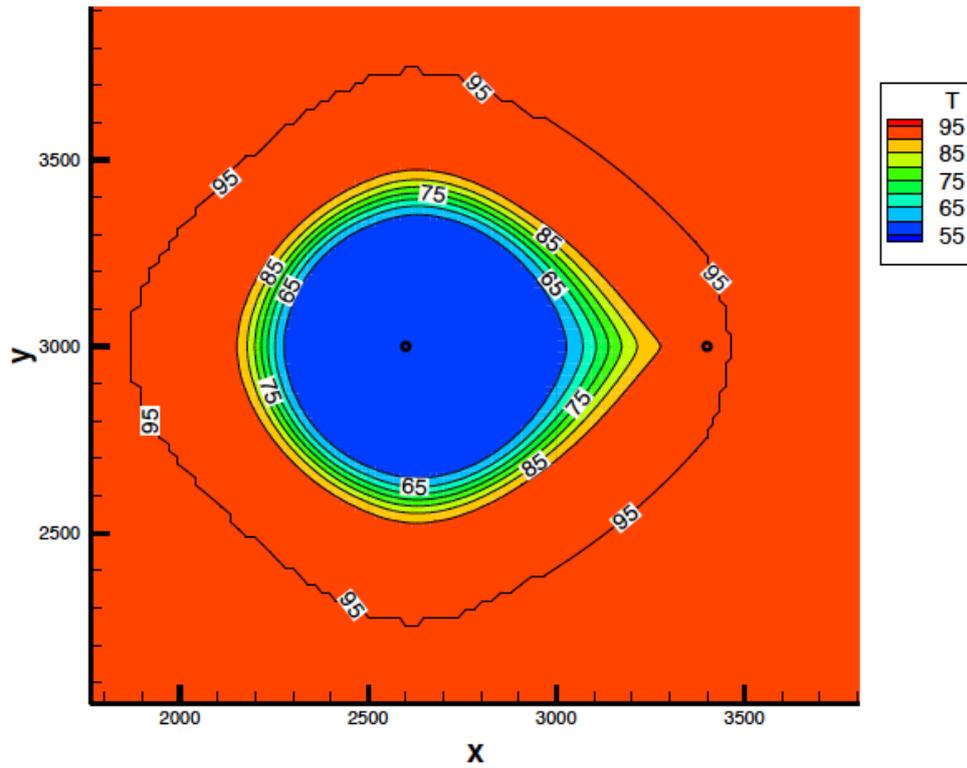
Вариант 5, 15 лет



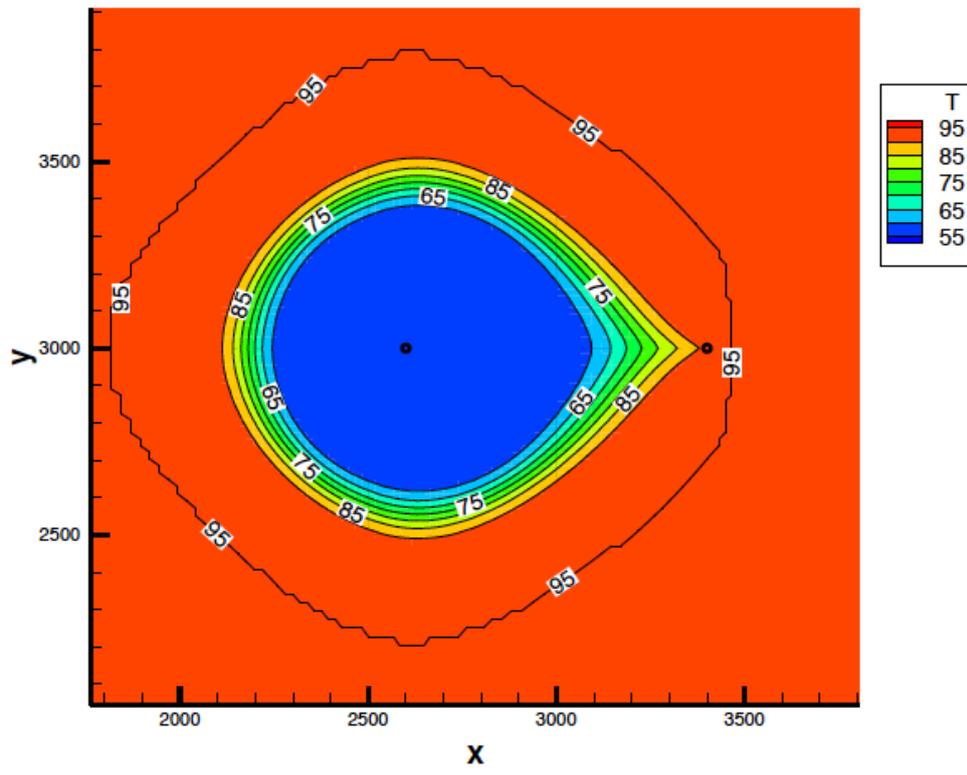
Вариант 5, 20 лет



Вариант 5, 25 лет



Вариант 5, 30 лет



Приложение 7. Программа и методика испытаний ЦС

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по НРиИ
ГГНТУ им. акад. М.Д.
Миллионщикова

М.Ш. Минцаев

« »

20 г.

**ПРОГРАММА И МЕТОДИКА
ПРОВЕРКИ ЦС С ИМИТАЦИЕЙ НАГРУЗКИ НА СООТВЕТСТВИЕ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ГСЦС
XXXX.XXXXXX.XXX¹ПМ²**

От Исполнителя:

Главный конструктор _____
И.О.Фамилия

Главный технолог _____ С.В.
Святовец

Главный метролог _____
И.О.Фамилия

...

¹ Вместо символов XXX... указывают обозначение, присвоенное данному документу.

² При необходимости последовательного выпуска нескольких ПМ (напр., для испытаний макетов, предварительных и приёмочных испытаний) их обозначают ПМ, ПМ1, ПМ2 и т. д.

Условные обозначения и сокращения, принятые в тексте

ТТ	Технические требования
ПМ	Программа и методика
ЦС	Циркуляционная система
ГСЦС	Геотермальная станция на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли

1 Общие положения

Проверка ЦС с имитацией нагрузки на соответствие разрабатываемой ГСЦС осуществляется посредством проведения испытаний ЦС (далее - "Испытаний") с использованием в качестве имитатора нагрузки дренажного ручья.

1.1 Наименование и обозначение объекта испытаний.

Циркуляционная система ЦС

1.2. Цель испытаний

- оценка соответствия ЦС требованиям ТТ, и определение готовности ЦС к испытаниям ГСЦС;
- подтверждение соответствия характеристик ЦС всем требованиям, заданным ТТ, в условиях, максимально приближенных к условиям реальной эксплуатации.

1.3 Условия предъявления объекта испытаний на испытания:

1.3.1 Испытания проводятся на 1 ЦС (далее - "Испытаний") с использованием в качестве имитатора нагрузки дренажного ручья.

1.3.2 ЦС предъявляется на испытания в следующей комплектности:

1. Водозаборная геотермальная скважина №1, включая:

- ствол скважины закреплён обсадными трубами $\varnothing 426$ мм (направление), $\varnothing 324$ мм (кондуктор), $\varnothing 245$ мм (эксплуатационная колонна), сообщение ствола скважины с горизонтом выполнено с помощью кумулятивной перфорации;
- скважина оборудована погружным насосом или эрлифтом, а также - емкостью для замера дебита скважины (выбор оборудования осуществляется по результатам оценки технических параметров водозаборной скважины);
- комплект исполнительной документации – дело скважины.

2. Нагнетательная геотермальная скважина №2, включая:

- ствол скважины закреплён обсадными трубами $\varnothing 426$ мм (направление), $\varnothing 324$ мм (кондуктор), $\varnothing 245$ мм (эксплуатационная колонна), сообщение ствола скважины с горизонтом выполнено с помощью кумулятивной перфорации;
- комплект исполнительной документации – дело скважины.

3. Имитатор нагрузки, включая:

1500 м пожарного рукава диаметром 50 мм, уложенного в дренажный ручей 6-ю отрезками по 250 м каждый.

4. Наземный нагнетательный насос.

1.3.4 Объект испытаний предъявляется на испытания в сопровождении следующих документов:

- ТТ;
- дело геотермальной скважины №1;
- дело геотермальной скважины № 2;
- настоящая ПМ
- акт и протокол оценки технических параметров водозаборной скважины (№1);

акт и протокол оценки технических параметров нагнетательной скважины (№2).

1.4 Исполнитель взаимодействует с представителями других организаций, участвующих в испытаниях, посредством электронной почты, конференцсвязи, в т.ч. видео (типа Skype).

2 Общие требования к условиям, обеспечению и проведению испытаний

2.1 Место проведения испытаний

Испытания проводятся на опытном участке Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод (пос. Гикало, Грозненский район ЧР).

2.2 Требования к средствам проведения испытаний

2.2.1 Перечень средств проведения испытаний приведен в приложении Б.

2.2.2 Средства измерений, указанные в приложении Б, могут быть заменены другими, обеспечивающими требуемую точность измерений.

2.2.3 Средства измерений должны быть калиброваны по ПР 50.2.016-94 или поверены.

2.2.4 Испытательное оборудование должно быть аттестовано по ГОСТ Р 8.568-97.

2.3 Требования к условиям проведения испытаний

Испытания должны проводиться в нормальных климатических условиях:

температура окружающего воздуха, °С	от – 10 до +30
относительная влажность воздуха, %	от 25 до 90
атмосферное давление, мм рт. ст.	от 630 до 800

2.4 Требования к подготовке объекта испытаний

2.4.1 Все соединительные трубопроводы и имитатор нагрузки должны быть опрессованы воздухом.

2.4.2 Емкость для замера дебита скважины должна быть оборудована сигнализацией оповещения о достижении максимально и минимально допустимых уровней заполнения емкости.

2.5 Требования к обслуживанию объекта испытаний в процессе испытаний

2.5.1 В процессе проведения испытаний проводится контрольный осмотр обвязки устья геотермальной скважины и воздухоподводящих труб и, при необходимости, их текущее обслуживание.

2.5.2 При достижении максимально допустимого уровня заполнения емкости для замера дебита скважины производится частичное перекрытие выпуска флюида из водозаборной скважины, а при необходимости – отключение эрлифта, или снижение оборотов (отключение) погружного насоса.

2.5.3 При достижении минимально допустимого уровня заполнения емкости для замера дебита скважины производится уменьшение дебита закачки путем снижения оборотов (отключения) нагнетательного насоса.

2.6 Требования к порядку работы на геотермальной скважине по завершении испытаний

После завершения испытания производится разъединение соединительных трубопроводов и скважин, по водозаборной скважине выполняется контрольное шаблонирование и устья скважин герметизируются запорной арматурой.

2.7 Требования к персоналу, осуществляющему подготовку к испытаниям и испытания

К проведению испытаний допускается персонал, прошедший обучение и (при необходимости) аттестацию, изучивший эксплуатационную документацию по геотермальной скважине, подготовленный в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и «Правилами устройства и безопасной

эксплуатации подъемников (вышек)» и имеющий степень аттестации по не ниже III-ей группы

3 Требования безопасности

3.1 Требования безопасности при подготовке объекта испытаний к испытаниям

3.1.1 Перед началом испытания выполняется проверка собранной схемы подачи воды на нагнетательную скважину (от емкости замера дебита) на герметичность методом опрессовки.

3.1.2 Соединительные элементы имитатора нагрузки должны быть зафиксированы на поверхности и в дренажном ручье.

3.2 Требования безопасности при проведении испытаний

3.2.1 Все операции при проведении испытаний должен производить персонал, прошедший инструктаж и обученный мерам первой медицинской помощи при возникновении термических ожогов. Замеры дебита выполняются не менее, чем двумя сотрудниками.

3.2.2 В ходе испытаний соединительные трубопроводы и имитатор нагрузки должны визуально контролироваться на герметичность. При нарушении герметичности испытания приостанавливаются.

3.2.3 Приостановка испытаний производится в следующей последовательности:

- Нагнетательный насос переводится в режим минимального дебита.
- По достижении максимально допустимого уровня в емкости замера дебита выключается компрессор эрлифта (погружной насос).
- Выключается нагнетательный насос.
- Выключение и изменение режимов работы оборудования производится в соответствии с требованиями соответствующих инструкций по эксплуатации.

3.3 Требования безопасности при выполнении работ по завершению испытаний

3.3.1 При завершении испытаний отключение оборудования производится в той же последовательности, что и при приостановке испытаний (п. 3.2.3).

3.3.2 При завершении испытания нельзя разбирать воздухоподающую линию до окончания выравнивания давления воздуха в ней с атмосферным давлением.

4 Программа испытаний

Определяемые показатели и точность их измерений:

Пункт программы испытаний	Наименование Показателя	Пункт требований ТТ	Номинальное значение
1	2	3	4
4.1.	Дебит ЦС	Пункт 3.1.1 ТТ	Дебит ЦС до 200 куб.м/час
4.2.	Возможность регулировки дебита ЦС	Пункт 3.2.2.3 (1) ТТ	Наличие возможности регулировки дебита скважины в зависимости от

Пункт программы испытаний	Наименование Показателя	Пункт требований ТТ	Номинальное значение
			текущей потребности (от 0 – до 200 м ³ /сут)

5 Режимы испытаний

5.1. Порядок испытаний

Для проведения испытаний приказом руководителя Исполнителя назначается комиссия.

Испытания проводятся в соответствии с планом-графиком, утверждаемым руководителем Исполнителя.

Последовательность проведения испытаний может быть изменена по решению комиссии.

5.2. Правила регулировки (настройки) в процессе подготовки объекта испытаний к испытаниям.

Настройка технологической схемы испытания производится руководителем работ, назначенным приказом руководителя исполнителя строго в соответствии с утверждённым планом.

В настройке и регулировке технологической схемы испытания принимают участие только специалисты, имеющие соответствующую квалификацию.

Решение о готовности технологической схемы к проведению испытаний принимает руководитель работ по результатам рапортов специалистов.

5.3. Ограничения и другие указания, которые необходимо выполнять на всех или на отдельных режимах испытаний

Испытания прекращаются в случаях:

- несоответствия получаемых результатов требованиям ТТ - продуктивность или приёмистость скважины существенно (>40%) ниже проектной;
- возникновения аварийных ситуаций.

5.4 Условия перерыва, аннулирования и возобновления испытаний на всех или на отдельных режимах

Необходимость, условия и порядок перерыва, аннулирования и возобновления испытаний определяется комиссией.

6 Методы испытаний

6.1 . Проверка по п. 4.1. Программы выполняется следующим образом.

ЦС считается выдержавшей испытание, если:

Дебит ЦС отвечает требованиям ТТ – 200 м³/час.

6.2. Проверка по п. 4.2. Программы выполняется посредством пошагового увеличения дебита водозаборной и нагнетательной скважин, а при достижения

максимального дебита ЦС - пошагового снижения дебита водозаборной и нагнетательной скважин. ЦС считается выдержавшей испытание, если нагнетательное и водозаборное оборудование обеспечивает регулировку дебита ЦС от 0 до максимального значения (200 куб.м/час).

7 Отчётность

7.1 Заданные и фактические данные, полученные при испытаниях по каждому пункту программы, оформляются протоколами, представляемыми на заседание комиссии. Типовая форма протокола испытаний приведена в приложении В.

В протоколы вносятся все первичные данные, получаемые в процессе испытаний, и затем – результаты расчетов или иной обработки, предусмотренных разделом 6 ПМ.

Большой объем первичных данных (в том числе, распечаток ЭВМ, содержащих однозначную привязку к месту, времени и объекту испытаний) допускается приводить в приложениях к протоколам, подписываемых лицами, проводящими испытания.

Допускается оформлять одним протоколом данные, полученные при испытаниях по нескольким пунктам программы.

7.2 По результатам испытаний в течение 3 дней комиссией составляется акт испытаний.

Акт испытаний должен содержать:

подтверждение выполнения программы испытаний;

оценку результатов испытаний с конкретными точными формулировками, отражающими соответствие объекта испытаний требованиям ТТ;

выводы по результатам испытаний;

заключение о готовности ЦС для испытаний ГСЦС.

К акту прилагаются протоколы испытаний по пунктам программы.

7.3 Первичные материалы испытаний хранятся у Исполнителя в течение 10 лет со дня окончания испытаний.

7.4 Отчётная документация рассылается в следующие адреса:

Получателю субсидии;

Минобрнауки России.

Приложения

Приложение А	Перечень ссылочных документов
Приложение Б	Перечень средств измерений и испытательного оборудования, необходимых для проведения испытаний
Приложение В	Типовая форма протокола испытаний
Приложение Г	«Программа и методики обязательного вида испытаний»

Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов

<p>ПБ 08-624-03 РД 04-355- 00</p>	<p><i>Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах</i> К.В. Иогансен “Спутник буровика”</p>
<p>№ 2395-1 РД 153-39.0-062-00</p>	<p><i>Закон Российской Федерации “О недрах”</i> <i>Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах.</i> <i>Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. АООТ “ВНИИТнефть”</i></p>
<p>ISBN 5-247-03395-7 ISBN 5-247-01055-8</p>	<p><i>Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков,</i> <i>Подземное захоронение промышленных сточных вод</i></p>
<p>ПБ 10-611-03</p>	<p><i>Правила устройства и безопасной эксплуатации подъёмников (вышек)</i></p>

**Перечень средств измерений и испытательного оборудования,
необходимых для проведения испытаний**

<i>Наименование, тип и марка</i>	<i>Кол- во</i>	<i>ГОСТ, ТУ или обозначение</i>	<i>Основные характеристики</i>
<i>Компрессор СД 9/101М</i>	<i>1</i>	<i>Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ 45.В00533</i>	<i>Производительность 540 м³/час при давлении воздуха 101 кгс/см².</i>
<i>Манометр- термометр устьевого УМТ-01 в комплектации с блоком визуализации "БВК - 03" и выносным термозондом "ЗТ – 01", или Манометр образцовый МО 11203 и термометр технический</i>	<i>4</i>	<i>УМТ-01, БВК – 03, ЗТ – 01 Технические условия (ТУ) 25-05- 1664-74 ГОСТ 2823-73</i>	<i>Диапазоны измерений давления 10,25,40, 60 Мпа Диапазон измерения температуры подключаемым термозондом -55..+125°С Верхний предел измерений 16 (160) МПа (кгс/см²) Диапазон измеряемых температур 0-160°С</i>
<i>Электроуровнемер ЭУ 300</i>	<i>1</i>	<i>ЭУ 300</i>	<i>Глубина измерения до 300 м.</i>
<i>Ёмкость мерная</i>	<i>1</i>		<i>Рабочий объём 6м³</i>
<i>Термометр- манометр скважинный</i>	<i>1</i>	<i>ТД-Т-76-120/140</i>	<i>Диапазоны измерений давления 1-140 Мпа Диаметр скважины от 110 до 350 мм Разрешение по датчику давления – 0,01 МПа</i>
<i>Расходомер газа, пара и жидкости</i>	<i>1</i>	<i>ЭМИС-ВИХРЬ-200</i>	<i>Динамический диапазон до 1:64 Давление измеряемой среды до 25 МПа Температура измеряемой среды от -200°С до +460°С</i>

<p>Насос нагнетательный наземный</p> <p>или</p> <p>Насосная установка</p>	<p>1</p> <p>2</p>	<p>ЦНСГ 180*900</p> <p>УНБ 160*32</p>	<p>Напор от 85 м. вод. ст. до 900 м. вод. ст. , рабочий интервал работы от 130 до 220 м3 /час диапазон температур жидкостей от 1 до 105⁰С</p> <p>Максимальное давление нагнетания 50 МПа, максимальная идеальная подача 36,95 дм3/с (133 м3/ч)</p>
<p>Турбинный скважинный расходомер жидкости</p>	<p>1</p>	<p>РХГ-38 Велко</p>	<p>Температура измеряемой среды от -20 до +1150С диапазон измерения расхода от 14,3 до 250 м3/час Давление измеряемой среды до 50 МПа</p>
<p>Имитатор нагрузки</p>	<p>1</p>	<p>1500 м пожарного рукава латексированного 50 мм, ПТ-1,6Мпа или аналогичный</p>	<p>Рабочая температура до 100⁰С, не менее; давление – до 1,6Мпа</p>

к Программе проверки ЦС с имитацией нагрузки на соответствие разрабатываемой ГСЦС

АКТ ИСПЫТАНИЯ

ЦС с имитацией нагрузки на соответствие разрабатываемой ГСЦС

Мы, нижеподписавшиеся:

Исполнитель

Заказчик

_____ составили настоящий акт о
следующем:

« » _____ 2014 года на Опытном участке Ханкальского месторождения
теплоэнергетических вод произведена проверка ЦС с имитацией нагрузки на
соответствие разрабатываемой ГСЦС. В ходе проверки установлено, что ЦС
характеризуется следующими параметрами:

Температура флюида на устье водозаборной
скважины

Режим работы водозаборного
оборудования

Температура флюида на устье нагнетательной скважины

Режим работы нагнетательного насоса

Дебит ЦС

Регулировка дебита ЦС

« » _____ 20.....г

Исполнитель

Исполнитель

Заказчик

к Программе проверки ЦС с имитацией нагрузки на соответствие разрабатываемой ГСЦС

ПЛАН
организации и выполнения испытаний ЦС

Для получения сведений о параметрах ЦС производится испытание ЦС методом опытной эксплуатации ЦС, включающем откачку пластовой воды из водозаборной скважины, понижение ее температуры до 60°С с применением имитатора нагрузки, и обратную закачку в нагнетательную скважину.

Полученные результаты исследования будут использованы для корректировки технологической схемы первичного контура ГСЦС и программирования АСУК ГСЦС.

Таблица 1 Структура испытания ЦС.

1. Метод исследования 1	Опытная регулировка дебита ЦС
2. Способ исследования	Пошаговое изменение дебита водозаборной и нагнетательной скважин с понижением температуры флюида до 60°С с применением имитатора нагрузки.
3. Длительность исследования	2 суток
	а) 24 часа – пошаговое увеличение дебита ЦС
	б) 24 часа - пошаговое снижение дебита ЦС
4. Метод исследования 2	Опытная эксплуатация ЦС
5. Способ исследования	Откачка пластовой воды из водозаборной скважины, понижение ее температуры до 60°С с применением имитатора нагрузки, и обратная закачка в нагнетательную скважину.
6. Длительность исследования	24 суток
	а) 24 часа – пошаговое увеличение дебита ЦС
	б) 20 суток – функционирование ЦС с максимальным дебитом
	в) 24 часа - пошаговое снижение дебита ЦС
	г) 48 часов - мониторинг восстановления давления на устьях скважин

СХЕМА ЭКСПЕРИМЕНТА

Для имитации нагрузки при проведении эксперимента используется дренажный канал, расположенный на расстоянии 112 м от скважин (рис. 1). Канал характеризуется наличием течения со скоростью 0,5 м/с, минимальная глубина русла от поверхности воды 0,2 м, ширина русла на поверхности – 1,5 м (рис. 2).

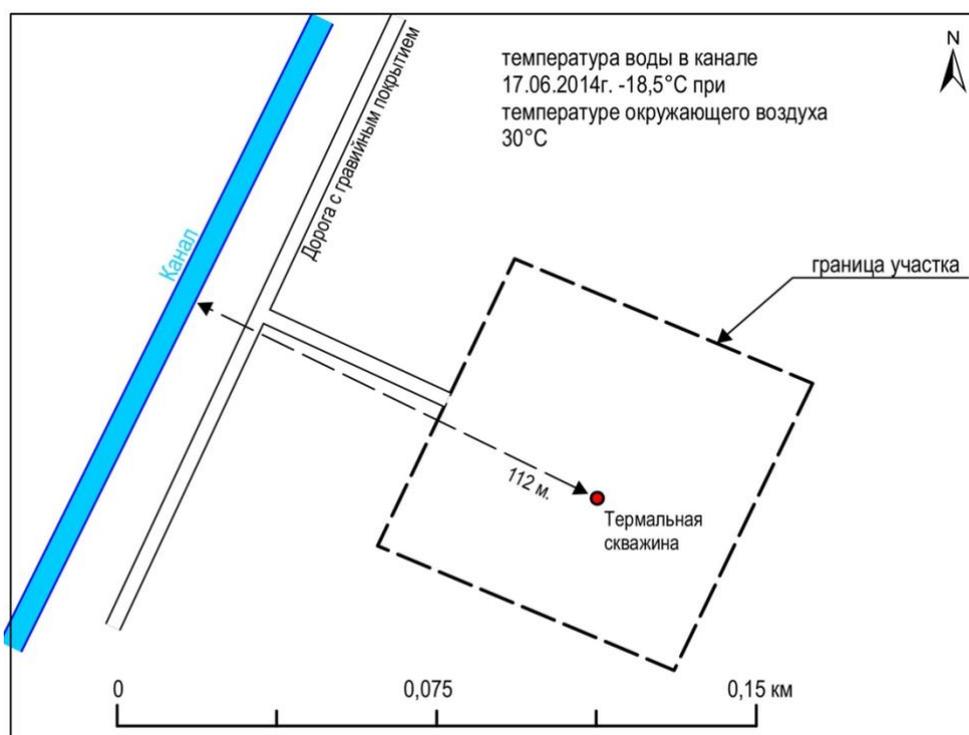


Рис. 1 - Схема расположения дренажного канала относительно скважин

Расчетные параметры имитатора нагрузки при использовании пожарного рукава диаметром 50 мм, расходе воды 200 куб.м/сут., и температуре закачиваемой в скважину воды 60 градусов Цельсия: длина рукава - 1500 м, скорость течения термальной воды по рукаву – 0,35 м/с (время остывания с 95 до 60°C 1,1 час.).



Рис. 2 – Русло дренажного канала

Прямолинейный участок дренажного канала в непосредственной близости от скважин (112 м) составляет 250 м, поэтому пожарный рукав будет укладываться в канал 6-ю отрезками длиной по 250 м, соединенными между собой коленами. Соединения между коленами и пожарным рукавом обеспечиваются головками типа ГМ-50, или аналогичными. Все соединения и собственно рукав должны обеспечивать герметичность при давлении до 1 Мпа.

Для откачки применяется эрлифтная схема водоподъема или водоподъем с помощью погружного насоса. Способ водоподъема определяется по результатам оценки технических параметров водозаборной скважины. Описание эрлифтной схемы водоподъема приведено в программах оценки технических параметров водозаборной и нагнетательной скважин.

Во время проверки ЦС производятся замеры дебита и температуры откачиваемой и закачиваемой воды.

Замеры дебита и температуры производятся через равные промежутки времени – 12 час, от начала и до конца откачки.

Замер дебита производится объёмным способом через мерную ёмкость объёмом не менее 6 м³ (Рисунок 3). При замерах дебита производится визуальный контроль процесса выноса песка (пескование), его интенсивность и изменение интенсивности (уменьшается, увеличивается, постоянная) в %.

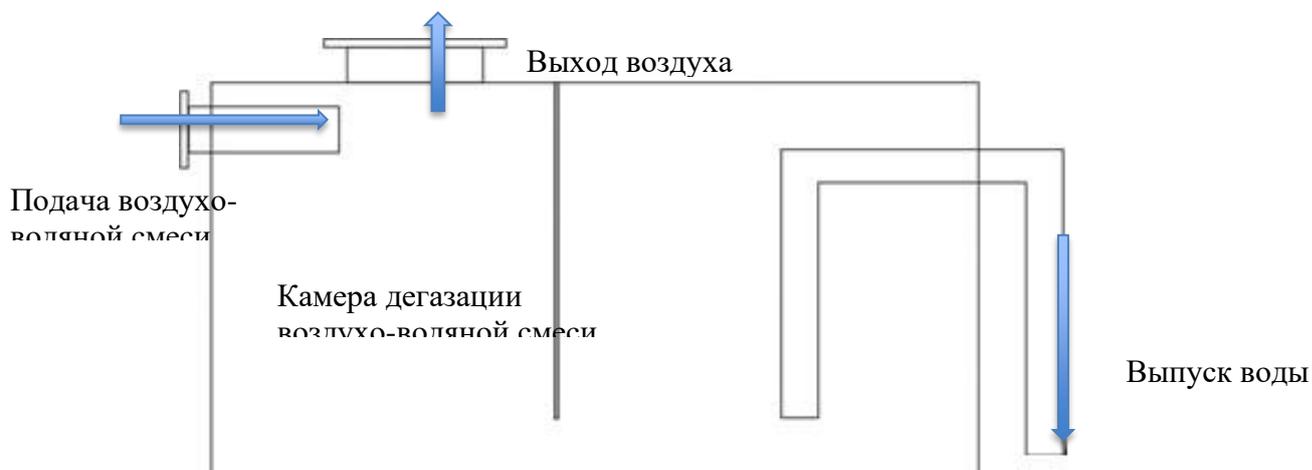


Рисунок 3 – Принципиальная схема ёмкости для замера дебита скважины при откачке воды с помощью эрлифтной установки.

Замеры уровня производятся с помощью электроуровнемера УЭ 300, устанавливаемого на устье пьезометрической колонны труб.

В процессе откачки необходимо производить замеры давления на устьях скважин 3-Т, 13-Т, 2-Т, 8-32, 10-28, 16Т и 19Т, оборудованных на XIII горизонт и расположенных на ближайшем расстоянии от водозаборной (проектной) скважины (рисунок 4).

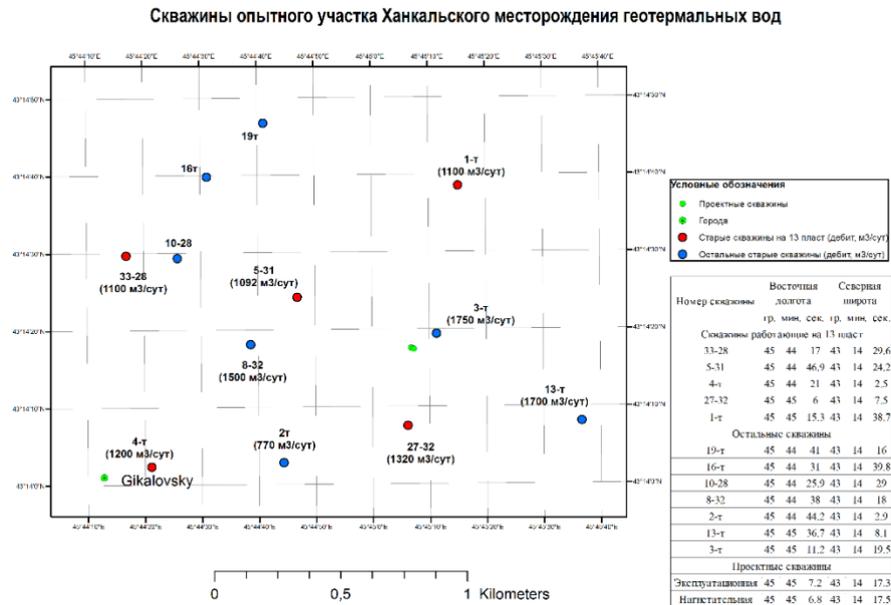


Рис. 4 – Схема расположения проектируемых и действующих скважин

Перед началом исследования ЦС, за 3 дня до начала, необходимо произвести режимные наблюдения на этих скважинах. Для этого скважины, как можно раньше должны быть заглушены, устья скважин оборудованы запорной арматурой и оборудованы штуцером для установки манометра-термометра устьевого УМТ-01, или образцового манометра МО 11203 на 160 кг/см². Снятия показаний с манометров производить два раза в сутки (утром и вечером) в течении 3 дней до начала испытаний ЦС. Получаемые показания записывать в журнал (таблица 1).

Исследование ЦС проводится в 2 этапа.

Первый этап: Пошаговое изменение дебита водозаборной и нагнетательной скважин с понижением температуры флюида до 60°C с применением имитатора нагрузки.

В ходе первого этапа исследуется зависимость дебита ЦС от режимов работы водоподъемного и нагнетательного оборудования. Для этого синхронно изменяются режимы работы оборудования. В первые сутки производится пошаговое увеличение дебита ЦС, на водозаборной скважине – посредством изменения режима работы водоподъемного оборудования и запорной арматурой, на нагнетательной скважине - увеличением оборотов нагнетательного насоса. Изменение режимов производится 1 раз в 8 часов таким образом, чтобы дебит ЦС изменялся приблизительно на 50 куб.м/час. Контроль эксперимента осуществляется замерами дебита с использованием замерной емкости и скважинного расходомера ЭМИС-ВИХРЬ-200 (в нагнетательной скважине). Планируемое изменение дебита ЦС приведено в таблице 1.

Время, час.	0	8	16	24	32	40	48
-------------	---	---	----	----	----	----	----

Дебит ЦС, м ³ /час	50	100	150	200	150	100	50
-------------------------------	----	-----	-----	-----	-----	-----	----

После достижения дебита 50 куб.м/час (48 час.), производится остановка водоподъемного и нагнетательного оборудования в следующей последовательности:

- Нагнетательный насос переводится в режим минимального дебита;
 - По достижении максимально допустимого уровня в емкости замера дебита выключается компрессор эрлифта (погружной насос);
 - Выключается нагнетательный насос. Выключение и изменение режимов работы оборудования производится в соответствии с требованиями соответствующих инструкций по эксплуатации.
1. Исследования первого этапа включают в себя измерение следующих параметров:
 2. Объем подачи воздуха (при эрлифтном способе водоподъема)
 3. Давление на устье водозаборной скважины
 4. Температура на устье водозаборной скважины
 5. Дебит водозаборной скважины
 6. Давление на устье нагнетательной скважины
 7. Температура на устье нагнетательной скважины
 8. Дебит нагнетательной скважины.

Во время испытания скважины ведётся журнал, в котором фиксируется весь процесс исследования. Форма журнала в Таблице 2.

Таблица 2 – Форма журнала пошагового изменения дебита ЦС.

Дата	Календар-ное время	Время от начала опыта (t), час.	Объем подачи воздуха	Давление водозаб.	Температура водозаб.	Время наполнения мерной ёмкости, сек/мин	Дебит водозаб.		Давление водозаб.	Температура водозаб.	Дебит нагнетательной скважины
							л/сек	м ³ /час			

Результаты исследований первого этапа используются для уточнения регламента второго этапа (опытная эксплуатация ЦС).

Второй этап: Опытная эксплуатация ЦС с применением имитатора нагрузки.

Целью опытной эксплуатации ЦС является определение готовности ЦС к эксплуатации. Производятся те же работы, что и на первом этапе, но после достижения дебита 200 куб.м/час этот дебит поддерживается в течение 20 суток. Ведется журнал по форме (таблица 2), в процессе поддержания дебита 200 куб.м/час замеры производятся каждые 12 часов (48 замеров).

По завершении этапа поддержания дебита производится его ступенчатое снижение аналогично снижению при выполнении первого этапа с теми же измерениями.

По результатам исследования составляется акт готовности ЦС к испытаниям ГСЦС.

Приложение 8.

*ПРОГРАММА И МЕТОДИКА
ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОСТАТОЧНОГО ДЕБИТА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ
СИСТЕМЫ ХАНКАЛЬСКОЙ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ
ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ СТАНЦИИ*

Условные обозначения и сокращения, принятые в тексте

<i>ПМ</i>	<i>Программа и методика</i>
<i>ЦС</i>	<i>Циркуляционная система</i>
<i>ГСЦС</i>	<i>Геотермальная станция на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли</i>

1. Общие положения

Эффект остаточного дебита геотермальной циркуляционной системы заключается в продолжении перетока флюида от забоя продуктивной (водозаборной) скважины через теплообменник к забою нагнетательной скважины после выключения насосного оборудования. Причиной такого перетока является разница плотностей флюида в продуктивной и нагнетательной скважинах, возникающая из-за охлаждения флюида в теплообменнике (Черкасов и др., 2020).

Экспериментальные исследования эффекта остаточного дебита ЦС проводятся с целью определения способов использования данного эффекта для повышения эффективности ЦС.

1.1 Наименование и обозначение объекта исследований.

Эффект остаточного дебита циркуляционной системы ЦС

1.2. Цели исследований

- *Изучение зависимости эффекта остаточного дебита от разницы температур в водозаборной и нагнетательной скважинах;*
- *Оценка влияния сопротивления элементов ЦС потоку флюида;*
- *Оценка эффективности работы погружного водозаборного насоса при использовании эффекта остаточного дебита.*

1.3 Условия предъявления объекта исследований на исследования:

1.3.1 Исследования эффекта остаточного дебита проводятся на 1 ЦС (далее - "исследования") с использованием в качестве имитатора нагрузки дренажного ручья.

1.3.2 ЦС предъявляется на исследования в следующей комплектности:

1. Ханкальская опытно-промышленная тепловая геотермальная станция.

2. Имитатор нагрузки, включая:

Теплообменник станции, система водоподготовки, обеспечивающая очистку от твердых частиц при дебите не менее 75 м³/час, насос производительностью не менее 75 м³/час, четыре отрезка пожарного рукава диаметром 50 мм 2х200 м и 2х50 м, соединяющие дренажный ручей с системой водоподготовки, насосом, и вторичным контуром теплообменника.

1.3.3 Объект исследований предъявляется на исследования в сопровождении следующих документов:

- *техническая документация на Ханкальскую опытно-промышленную станцию;*
- *настоящая ПМ.*

1.4 Исполнитель взаимодействует с представителями других организаций, участвующих в исследованиях, посредством электронной почты, конференцсвязи, в т.ч. видео.

2. Общие требования к условиям, обеспечению и проведению исследований

2.1 Место и время проведения исследований

Исследования проводятся на опытном участке Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод (пос. Гикало, Грозненский район ЧР) в летний период при отсутствии промышленной нагрузки на станцию.

2.2 Требования к средствам проведения исследований

2.2.1 Перечень средств проведения исследований приведён в приложении Б.

2.2.2 Для измерений используются штатные средства измерений Ханкальской опытно-промышленной тепловой станции.

2.2.3 Средства измерений должны быть калиброваны по ПР 50.2.016-94 или поверены.

2.3 Требования к условиям проведения исследований

Исследования должны проводиться в нормальных климатических условиях:

температура окружающего воздуха, °С	от – 10 до +30
относительная влажность воздуха, %	от 25 до 90
атмосферное давление, мм рт. ст.	от 630 до 800

2.4 Требования к подготовке объекта исследований

Все соединительные трубопроводы и имитатор нагрузки должны быть опрессованы воздухом.

2.5 Требования к обслуживанию объекта исследований в процессе исследований

В процессе проведения исследований проводится контрольный осмотр обвязки устьев геотермальных скважин, постоянных трубопроводов, и временного вторичного контура теплообменника и, при необходимости, их текущее обслуживание.

2.6 Требования к порядку работы на станции по завершении исследований

После завершения исследований производится разъединение элементов временного вторичного контура теплообменника.

2.7 Требования к персоналу, осуществляющему подготовку к исследованиям и исследования

К проведению исследований допускается персонал, прошедший обучение и (при необходимости) аттестацию, изучивший эксплуатационную документацию по геотермальной скважине, подготовленный в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

3. Требования безопасности

3.1 Требования безопасности при подготовке объекта исследований к исследованиям

3.1.1 Перед началом исследования выполняется проверка собранной схемы подачи воды в систему водоподготовки и во вторичный контур теплообменника (насосом из дренажного канала) на герметичность методом опрессовки.

3.1.2 Соединительные элементы имитатора нагрузки должны быть зафиксированы на поверхности и в дренажном ручье.

3.2 Требования безопасности при проведении исследований

3.2.1 Все операции при проведении исследований должен производить персонал, прошедший инструктаж и обученный мерам первой медицинской помощи при возникновении термических ожогов. Замеры дебита выполняются не менее, чем двумя сотрудниками.

3.2.2 В ходе исследований соединительные трубопроводы и имитатор нагрузки должны визуально контролироваться на герметичность. При нарушении герметичности исследования приостанавливаются.

3.2.3 Приостановка исследований производится в следующей последовательности:

- Нагнетательный насос переводится в режим минимального дебита.
- выключается погружной насос водозаборной скважины.
- Выключается нагнетательный насос.

- Выключение и изменение режимов работы оборудования производится в соответствии с требованиями соответствующих инструкций по эксплуатации.

3.3 Требования безопасности при выполнении работ по завершению исследований
При завершении исследований отключение оборудования производится в той же последовательности, что и при приостановке исследований (п. 3.2.3).

4. Программа исследований

Методы и ожидаемые результаты исследований:

Пункт программы исследований	Наименование исследования	Метод	Ожидаемый результат
1	2	3	4
4.1	Зависимость эффекта остаточного дебита от разницы температур в водозаборной и нагнетательной скважинах	Температура в нагнетательной скважине изменяется путем изменения нагрузки во вторичном (потребительском) контуре за счет увеличения расхода холодной воды во вторичном контуре теплообменника. Производится регистрация дебита ЦС, температуры на устьях водозаборной и нагнетательной скважин, и давления в ЦС	Кривая зависимости величины остаточного дебита от температуры закачиваемого флюида
4.2	Оценка влияния сопротивления элементов ЦС потоку флюида;	После выключения насосного оборудования проводятся непрерывные измерения дебита ЦС при постепенном перекрытии потока в первичном контуре ГСЦС	Кривая зависимости остаточного дебита ЦС от степени перекрытия потока (сопротивления) и расчет критического значения сопротивления, останавливающего поток
4.3	Оценка эффективности работы погружного водозаборного насоса при	Измерение остаточного дебита при разных режимах работы погружного водозаборного насоса после выключения нагнетательного насоса	Кривая зависимости дебита ЦС от давления, создаваемого водозаборным

	использовании эффекта остаточного дебита		погружным насосом при выключенном нагнетательном насосе
--	---	--	---

5. Режимы исследований

5.1. Порядок исследований

Для проведения исследований приказом руководителя организации, проводящей исследования, назначается руководитель исследований.

Исследования проводятся в соответствии с планом-графиком, утверждаемым руководителем организации.

Последовательность проведения исследований может быть изменена по решению руководителя исследований.

5.2. Правила регулировки (настройки) в процессе подготовки объекта исследований к исследованиям.

Настройка технологической схемы исследования производится руководителем исследований строго в соответствии с утверждённым планом.

В настройке и регулировке технологической схемы исследования принимают участие только специалисты, имеющие соответствующую квалификацию.

Решение о готовности технологической схемы к проведению исследований принимает руководитель исследований по результатам рапортов специалистов.

5.3. Ограничения и другие указания, которые необходимо выполнять на всех или на отдельных режимах исследований

Исследования прекращаются в случаях возникновения аварийных ситуаций.

5.4 Условия перерыва, аннулирования и возобновления исследований на всех или на отдельных режимах

Необходимость, условия и порядок перерыва, аннулирования и возобновления исследований определяется комиссией.

6. Отчётность

6.1 Заданные и фактические данные, полученные при исследованиях по каждому пункту программы, заносятся в журнал наблюдений. Типовая форма журнала наблюдений приведена в приложении В.

В журналы вносятся все первичные данные, получаемые в процессе исследований.

Большой объем первичных данных (в том числе, распечаток ЭВМ, содержащих однозначную привязку к месту, времени и объекту исследований) допускается приводить в приложениях к журналам, подписываемых лицами, проводящими исследования.

6.2 По результатам исследований составляется отчет о научно-исследовательской работе в соответствии с ГОСТ 7.32-2001.

6.3 Первичные материалы исследований хранятся у Исполнителя в течение 10 лет со дня окончания исследований.

Приложения

Приложение А

Перечень ссылочных документов

<i>Приложение Б</i>	<i>Перечень средств измерений и испытательного оборудования, необходимых для проведения исследований</i>
<i>Приложение В</i>	<i>Типовая форма журналов измерений</i>

к Программе исследования эффекта остаточного дебита циркуляционной системы Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции

Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов

ПБ 08-624-03 РД 04-355- ^[1] _{SEP} 00	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением ^[1] _{SEP} требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах К.В. Иогансен “Спутник буровика”
№ 2395-1 ISBN 5-247-03395-7 ISBN 5-247-01055-8	Закон Российской Федерации “О недрах” Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков Подземное захоронение промышленных сточных вод
ГОСТ 7.32-2001	Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

Приложение Б

к Программе исследования эффекта остаточного дебита циркуляционной системы Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции

**Перечень средств измерений и испытательного оборудования,
необходимых для проведения исследований**

<i>№</i>	<i>Наименование, тип и марка</i>	<i>Кол- во</i>
<i>1</i>	<i>Насос</i>	<i>1</i>
<i>2</i>	<i>Манометр- термометр или Манометр образцовый МО 11203 и термометр технический</i>	<i>1</i>
<i>3</i>	<i>Расходомер газа, пара и жидкости</i>	<i>1</i>
<i>4</i>	<i>Ёмкость мерная</i>	<i>1</i>
<i>5</i>	<i>Система водоподготовки</i>	<i>1</i>
<i>6</i>	<i>Имитатор нагрузки</i>	<i>1</i>

Приложение В

к Программе исследования эффекта остаточного дебита циркуляционной системы
Ханкальской опытно-промышленной тепловой геотермальной станции

ЖУРНАЛ ИЗМЕРЕНИЙ №1

Исполнитель _____
 Дата измерений « ____ » _____ 20__ года
 Время начала эксперимента _____
 Продолжительность работы нагнетательного насоса до выключения _____
 Время выключения нагнетательного насоса _____
 Время окончания эксперимента _____
 Пункт Программы исследований ____ 4.1 _____
 Место проведения измерений: Опытный участок Ханкальского месторождения
 теплоэнергетических вод – Ханкальская опытно-промышленная тепловая
 геотермальная станция
 Температура флюида на устье водозаборной скважины _____
 Режим работы погружного насоса _____
 Режим работы нагнетательного насоса (до выключения) _____
 Дебит ЦС до выключения нагнетательного насоса _____

Измерения (после выключения нагнетательного насоса)

№	Время измерения	Дебит флюида во вторичном контуре	Температура флюида во вторичном контуре	Остаточный дебит ЦС	Температура на устье нагнетательной скважины

Исполнитель _____

ЖУРНАЛ ИЗМЕРЕНИЙ №2

Исполнитель _____
 Дата измерений « ____ » _____ 20__ года
 Время начала эксперимента _____
 Продолжительность работы нагнетательного насоса до выключения _____
 Время выключения нагнетательного насоса _____
 Время окончания эксперимента _____
 Пункт Программы исследований _____ 4.2 _____
 Место проведения измерений: Опытный участок Ханкальского месторождения
 теплоэнергетических вод – Ханкальская опытно-промышленная тепловая
 геотермальная станция
 Температура флюида на устье водозаборной скважины _____
 Дебит флюида во вторичном контуре _____
 Температура флюида во вторичном контуре _____
 Режим работы погружного насоса _____
 Режим работы нагнетательного насоса (до выключения) _____
 Дебит ЦС до выключения нагнетательного насоса _____

Измерения (после выключения нагнетательного насоса)

№	Время измерения	Степень перекрытия потока в первичном контуре ЦС	Остаточный дебит ЦС	Температура на устье нагнетательной скважины

Исполнитель _____

ЖУРНАЛ ИЗМЕРЕНИЙ №3

Исполнитель _____
 Дата измерений « ____ » _____ 20__ года
 Время начала эксперимента _____
 Продолжительность работы нагнетательного насоса до выключения _____
 Время выключения нагнетательного насоса _____
 Время окончания эксперимента _____
 Пункт Программы исследований _____ 4.3 _____
 Место проведения измерений: Опытный участок Ханкальского месторождения
 теплоэнергетических вод – Ханкальская опытно-промышленная тепловая геотермальная
 станция
 Температура флюида на устье водозаборной скважины _____
 Дебит флюида во вторичном контуре _____
 Температура флюида во вторичном контуре _____
 Режим работы нагнетательного насоса (до выключения) _____
 Дебит ЦС до выключения нагнетательного насоса _____

Измерения (после выключения нагнетательного насоса)

№	Время измерения	Режим работы погружного насоса	Остаточный дебит ЦС	Температура на устье нагнетательной скважины

Исполнитель _____

Приложение 9. Перечень таблиц и рисунков

Перечень таблиц

Номер и название таблицы	Стр.
Таблица 1. Сводная характеристика классификаций геотермальных ресурсов	46
Таблица 2. Классификация геотермальных ресурсов по способу использования	47
Таблица 3. Геоэкологические аспекты энергетики (по источникам энергии)	50
Таблица 4. Степень геоэкологических рисков природно-техногенных систем геотермальной энергетики	55
Таблица 5. Характеристики природной гидротермальной подсистемы и их значение для проектирования ЦС	61
Таблица 6. Перечень слоев в ГИС-проекте Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод	69
Таблица 7. Координаты 3D модели Ханкальского месторождения	95
Таблица 8. Теплофизические параметры расчета температуры резервуара при эксплуатации ЦС	106
Таблица 9. Варианты исходных давлений для расчетов температуры резервуара	106
Таблица 10. Результаты химических анализов геотермальных вод со скважин Ханкальского месторождения	112
Таблица 11. Начальные параметры моделирования температуры на забое водозаборной скважины при принудительной и самопроизвольной циркуляции	128
Таблица 12. Температурные аномалии исследуемой области	149

Перечень рисунков

Номер и название рисунка	Стр.
Рис. 1. Мировое производство электроэнергии объектами геотермальной энергетики по данным МЭА	21
Рис. 2. Геотермическая карта России	23
Рис. 3. Глобальная оценка геотермального потенциала. (по <i>Limberger et al.</i> , 2018)	24

Номер и название рисунка	Стр.
Рис. 4. Использование геотермальных ресурсов (по <i>О.А. Поварову, 2001</i>)	28
Рис. 5. Классификации гидротермальных ресурсов	45
Рис. 6. Влияние минерализации теплоэнергетических вод на оборудование геотермальной станции	53
Рис. 7. Геотермальная природно-техногенная система	58
Рис. 8. Распределение затрат на создание геотермальной тепловой станции в зависимости от геотермического градиента	63
Рис. 9. Стадийность создания объекта гидротермальной энергетики	65
Рис. 10. Изменение давления (а) и температуры (б) на забое продуктивной скважины в течение 50 лет эксплуатации резервуара без обратной закачки (П), для дублета с расположением нагнетательной скважины выше (НП) и ниже (ПН) продуктивной по течению естественного потока (по <i>Kong et al., 2017, с изменениями</i>)	71
Рис. 11. Типовая гидротермальная циркуляционная система, реализованная на Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции (<i>Фархутдинов и др., 2019</i>)	79
Рис. 12. Внешний вид Ханкальской опытно-промышленной геотермальной станции	80
Рис. 13. Схематическая карта Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (по <i>А.М. Фархутдинову, 2016</i>)	81
Рис. 14. Первый лист файла Microsoft Excel, управляющего базой данных	85
Рис. 15. Привязка интерпретационных геологических разрезов Ханкальского месторождения	91
Рис. 16. Генерализованная схема построения трехмерной модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод с использованием программного обеспечения 3D Geomodeller	94
Рис. 17. Схема расположения интерпретационных профилей	96
Рис. 18. Интерпретационный профиль I-I	97
Рис. 19. Интерпретационный профиль II-II	97
Рис. 20. Интерпретационный профиль III-III	98
Рис. 21. Интерпретационный профиль IV-IV	99
Рис. 22. Расположение продуктивной (водозаборной) и нагнетательной скважин на трехмерной модели Ханкальского месторождения теплоэнергетических вод	100
Рис. 23. Общая схема алгоритма расчета	102

Номер и название рисунка	Стр.
Рис. 24. Исходные данные для моделирования температурной деградации резервуара на схеме области с резервуаром, нагнетательной и добывающей скважинами	105
Рис. 25. Область расчета температуры резервуара	105
Рис. 26. Поле давлений (Р). Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, давление – в Паскалях	107
Рис. 27. Поле скоростей с линиями потока (векторы выровнены по модулю, вариант расчета 5). Расстояния по x и y – в метрах	107
Рис. 28. Поле значений модуля вектора скорости. Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, значения модуля вектора скорости – в метрах в секунду	108
Рис. 29. Поле температур (Т) через 5 лет эксплуатации ЦС. Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, значения температур – в градусах Цельсия	108
Рис. 30. Поле температур (Т) через 30 лет эксплуатации ЦС. Вариант расчета 5, расстояния по x и y – в метрах, значения температур – в градусах Цельсия	109
Рис. 31. Температурная деградация резервуара для разных режимов при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 800 м	109
Рис. 32. Температурная деградация резервуара для разных режимов при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 442 м	110
Рис. 33. Сравнение температурной деградации резервуара для режимов 1 и 5 при расстоянии между забоями водозаборной и нагнетательной скважин 442 м и 800 м	111
Рис. 34. Снимок поверхности отложений электронным микроскопом и таблицы со значениями атомных и массовых долей элементного состава. Скважина 5-31, пласт XIII	114
Рис. 35. То же, что рис. 34. Скважина 27-32, пласт XIII	115
Рис. 36. То же, что рис. 34. Скважина 1Т, пласт XIII	115
Рис. 37. То же, что рис. 34. Скважина 16Т	115
Рис. 38. То же, что рис. 34. Скважина 33-28, пласт XIII	116
Рис. 39. То же, что рис. 34. Скважина 33-28, пласт XIII	116
Рис. 40. То же, что рис. 34. Скважина 22 Т	116
Рис. 41. Эффект остаточного дебита циркуляционной системы теплоотбора	124

Номер и название рисунка	Стр.
Рис. 42. Граничные условия моделирования температурного режима ЦС при принудительной обратной закачке и при использовании эффекта остаточного дебита	129
Рис. 43. Изменение температуры на забое продуктивной скважины для принудительной (зеленая линия) и самопроизвольной (красная линия) циркуляции	131
Рис. 44. Использование дренажного канала в качестве имитатора нагрузки геотермальной станции	133
Рис. 45. Схема расположения дренажного канала относительно станции	134
Рис. 46. Русло дренажного канала	135
Рис. 47. Беспилотный летательный аппарат Геоскан-201	140
Рис. 48. Тепло- и фотосъемка Ханкальского месторождения и прилегающей территории	140
Рис. 49. Аномалии тепловой съемки пос. Гикало	141
Рис. 50. Аномалия №0 тепловой съемки	142
Рис. 51. Аномалия №1 тепловой съемки	142
Рис. 52. Аномалия №2 тепловой съемки	143
Рис. 53. Аномалия №3 тепловой съемки	144
Рис. 54. Аномалия №4 тепловой съемки	144
Рис. 55. Аномалия №5 тепловой съемки	145
Рис. 56. Аномалия №6 тепловой съемки	145
Рис. 57. Аномалия №7 тепловой съемки	146
Рис. 58. Аномалия №8 тепловой съемки	146
Рис. 59. Аномалия №9 тепловой съемки	147
Рис. 60. Аномалия №10 тепловой съемки	147
Рис. 61. Аномалия №11 тепловой съемки	148
Рис. 62. Аномалия №12 тепловой съемки	148