Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ОИВТ РАН)

УДК 550.361 + 621.482
Рег. № НИОКР АААА-А19-119111390089-5
Рег. № ИКРБС

УТВЕРЖДАЮ
Директор ОИВТ РАН,
академик РАН

_____ О.Ф. Петров
«_____» _____ 2019 г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ И СОПУТСТВУЮЩИХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

(промежуточный за 2019)

Руководитель НИР,
доктор техн. наук _____ А.Б.Алхасов

Москва 2019

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, А.Б.Алхасов
Заведующий лабораторией, (введение, заключение,
доктор техн. наук _____ раздел 1, 2)
подпись,дата

Исполнители:
Главный научный сотрудник Д.К.Джаватов
доктор техн. наук _____ (раздел 1.2)
подпись,дата
Главный научный сотрудник М.Г.Вердиев
доктор техн. наук _____ (раздел 1.3)
подпись,дата
Старший научный сотрудник Г.Б.Бадавов
_____ (раздел 2.1)
подпись,дата
Ведущий научный сотрудник Г..М.Абасов
канд. техн. наук _____ (раздел 1.4)
подпись,дата
Научный сотрудник К.М.Ахмедов
_____ (раздел 1.4)
подпись,дата
Ведущий инженер А.А.Азизов
_____ (раздел 1.2)
подпись,дата

РЕФЕРАТ

Отчет содержит 62 с., 10 рис., 22 табл., 46 ист.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ЦИКЛЫ, ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА, ГЕОТЕРМАЛЬНО-ПАРОГАЗОВАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА, ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ.

Объектом исследования являются геотермальные ресурсы.

Цель работы - разработка технологий эффективного освоения геотермальной и сопутствующих видов энергии.

Разработана технологическая схема комбинированной геотермально-парогазовой системы, где осуществляются два цикла – Ренкина и Брайтона, реализация которой на Тернаирском месторождении в пригороде г. Махачкалы позволит получить общую полезную мощность энергетической системы до 65 МВт, что позволит решить значительные энергетические проблемы города.

На примере Кумухского месторождения термальных вод оценена энергоэффективность бинарной геотермальной электростанции (ГеоЭС), в основе работы которой лежит цикл Ренкина в докритическом и сверхкритическом циклах и в разных режимах закачки отработанного теплоносителя. Строительство бинарной ГеоЭС на Кумухском месторождении термальных вод (ТВ) позволит получить относительно дешевую электроэнергию с мощностью до 15 МВт, и 2–3 МВт полезной тепловой мощности на теплонасосной установке (ТНУ), с годовой выработкой $135 \cdot 10^6$ кВт·ч электрической энергии и годовой экономией замещающего топлива более 500 т.у.т. в год.

По результатам проведенного анализа и систематизации результатов геологоразведочных работ для подсчета ресурсного потенциала (эксплуатационных запасов), и обеспеченности запасами тепла применительно к эксплуатации участков месторождений с использованием геоциркуляционных технологий, уточнены основные термогидродинамические параметры по комплексу фильтрационных, емкостных и теплофизических свойств водовмещающих пород и теплоносителя и их качественные показатели приуроченных к плиоцен - среднемиоценовым термоводоносным комплексам Терско - Кумского артезианского бассейна.

Собран и систематизирован фактический и статистический материал по топливно-энергетическим ресурсам Республики Дагестан за длительный период – 2000-2018 гг.

Геотермальные ресурсы, освоенные с использованием разработанных технологий, могут быть использованы как для нужд электроэнергетики, так и для нужд теплофикации.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5
Раздел 1. Разработка и оптимизация технологических решений по добыче геотермальной и сопутствующих видов энергии …….……..……..…. 7
1.1 Оптимизация режимно – эксплуатационных и конструкционных параметров комбинированной геотермально – парогазовой энергоустановки с привязкой к Тернаирскому геотермальному месторождению …….……..… 7
1.2 Оптимизация энергетических затрат на закачку отработанного теплоносителя в ГЦС с горизонтальными телескопическими скважинами ……..…….…….…… 8
1.3 Экспериментальная оценка скорости выпаривания геотермальной и морской воды из частиц дисперсных потоков получаемых в электрическом поле ……..…... 22
1.4 Оценка эксплуатационных запасов месторождений теплоэнергетических вод приуроченных к геолого-литологическому разрезу плиоцен-среднемиоценового термоводоносного комплекса Терско-Кумского артезианского бассейна, при эксплуатации с использованием геоциркуляционных технологий …….……..….. 23
Раздел 2. Оценка перспектив использования ресурсного потенциала возобновляемых источников энергии регионов Юга России ……..…… 41
2.1 Исследование энергетического потенциала и уровня технологического развития Республики Дагестан за 2000-2018 гг. ……..…….…. 41
2.1.1 Система показателей для оценки уровня технологического развития .. 43
2.1.2 Душевое потребление валового регионального продукта ……. 45
Заключение 55
Список использованных источников……..……..…. 57
Список публикаций по НИР…….……... 61

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика на современном этапе характеризуется увеличением доли ресурсосберегающих экологически эффективных технологий, к которым относятся и технологии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Со временем роль возобновляемой энергии будет все время возрастать, что позволит решить многие проблемы в будущем.

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов представляет собой одну из глобальных мировых проблем, успешное решение которой будет иметь определяющее значение не только для дальнейшего развития мирового сообщества, но и для сохранения среды обитания. Одним из перспективных путей решения этой проблемы является применение новых энергосберегающих технологий, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Несмотря на то, что современная энергетика в основном базируется на невозобновляемых источниках энергии (около 80% в мировом энергетическом балансе составляют нефть, газ и каменный уголь), интерес к возобновляемым источникам энергии неуклонно растет. Главными аргументами для использования ВИЭ являются высокая цена традиционного топлива, энергетическая безопасность для стран-импортеров нефти и газа и проблемы охраны окружающей среды.

В настоящее время в мире заметно повысилось внимание к использованию возобновляемых источников энергии. Вклад ВИЭ в глобальное потребление энергии приблизился к 10%. Доля ВИЭ в энергобалансе отдельных стран уже сегодня достигает заметных уровней. Так в Германии она равна 25%, в США, Китае и Индии - 12%, а в Дании только одна ветровая энергетика обеспечивает 26% потребностей страны. В России доля ВИЭ в энергобалансе остается пока ничтожной и не превышает 0,8%. Госпрограмма по энергоэффективности ставит задачу к 2020 г. довести эту долю до 2,5%.

Одним из перспективных видов ВИЭ является геотермальная энергия. Энергетические технологии с использованием геотермальных ресурсов отличаются экологической чистотой и по эффективности приближаются к традиционным. На современном этапе развития техники и технологий освоения геотермальной энергии масштабы ее практического использования определяются величиной гидрогеотермальных ресурсов. Дальнейшее эффективное освоение ресурсов геотермальной энергии связано с освоением петротермальных ресурсов, на долю которых приходится около 99 % из пригодных для использования геотермальных ресурсов. Практическое использование их огромных запасов связано с необходимостью решения ряда сложных научно-технических

проблем. Решение этих проблем связано с созданием в горных породах искусственных систем извлечения тепла - циркуляционных систем, тепловых котлов повышенной проницаемости. Глобальное освоение геотермальных ресурсов возможно лишь при освоении колоссальных запасов петротермальной энергии. Создание технологий, сочетающих в себе условия для эффективного освоения тепла сухих горных пород, позволит более эффективно осваивать огромные запасы петротермальной энергии. Освоение тепла сухих горных пород низкого потенциала с небольших глубин возможно с использованием скважинного теплообменника (СТО) в комбинации с тепловыми насосами. Эффективное освоение тепла сухих горных пород высокого потенциала возможно с использованием геотермальной циркуляционной системы (ГЦС). Для более интенсивного и экономически выгодного извлечения петротермального тепла в горной породе необходимо создать большую площадь теплоотдачи, а также обеспечивать закачку, циркуляцию и извлечение теплоносителя. Применение ГЦС с горизонтальными скважинами и гидроразрывом горной породы позволит более эффективно осваивать запасы петротермальной энергии. ГЦС такого типа можно создавать практически повсеместно.

В ходе проведения исследований разработана технологическая схема комбинированной геотермально-парогазовой системы, где осуществляются два цикла – Ренкина и Брайтона. В схеме возможны следующие варианты: нагрев низкокипящего рабочего тела до определенной температуры термальной водой и дальнейший нагрев испарение и перегрев его за счет выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ); нагрев рабочего тела до температуры испарения термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов; нагрев и частичное испарение рабочего тела термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов. Существует оптимальный дебит термальной воды в контуре ГЦС, соответствующий максимуму полезной мощности энергоустановки, которая в свою очередь зависит от мощности и проницаемости эксплуатируемого термоводоносного горизонта, уровня сработки температуры термальной воды в энергоустановке, диаметров скважин в ГЦС и расстояний между скважинами. Реализация технологии на Тернаирском месторождении в пригороде г. Махачкалы позволит получить общую полезную мощность энергетической системы до 65 МВт, что позволит решить значительные энергетические проблемы города.

РАЗДЕЛ 1. Разработка и оптимизация технологических решений по добыче геотермальной и сопутствующих видов энергии

1.1 Оптимизация режимно – эксплуатационных и конструкционных параметров комбинированной геотермально – парогазовой энергоустановки с привязкой к Тернаирскому геотермальному месторождению

Проведены исследования по оптимизации режимно - эксплуатационных и конструкционных параметров комбинированной геотермально-парогазовой энергоустановки с привязкой к Тернаирскому геотермальному месторождению. На месторождении имеется 8 геотермальных скважин с суммарным дебитом 20000 $м^3$/сут и температурой воды у устьев скважин 100 ^oC. Разработана технологическая схема комбинированной геотермально-парогазовой системы, где осуществляются два цикла – Ренкина и Брайтона. В схеме возможны следующие варианты: нагрев низкокипящего рабочего тела до определенной температуры термальной водой и дальнейший нагрев испарение и перегрев его за счет выхлопных газов ГТУ; нагрев рабочего тела до температуры испарения термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов; нагрев и частичное испарение рабочего тела термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов. Существует оптимальный дебит термальной воды в контуре ГЦС, соответствующий максимуму полезной мощности энергоустановки, которая в свою очередь зависит от мощности и проницаемости эксплуатируемого термоводоносного горизонта, уровня сработки температуры термальной воды в энергоустановке, диаметров скважин в ГЦС и расстояний между скважинами. Реализация технологии на Тернаирском месторождении в пригороде г. Махачкалы позволит получить общую полезную мощность энергетической системы до 65 МВт, что позволит решить значительные энергетические проблемы города.

В Северном Дагестане на выработанных нефтегазовых месторождениях имеется значительное количество простаивающих скважин, которых успешно можно перевести на добычу термальных вод. Только на Южносухокумской газонефтяной площади имеется более 30 таких скважин. Газовый фактор в водах этих скважин достигает до 10 $м^3/м^3$. Предварительные оценки показывают, что имеющиеся ресурсы термальных вод и газа достаточны для снабжения электроэнергией г. Южносухокумска и прилегающих населенных пунктов на основе геотермально-парогазовая электростанция (ГПЭС) общей мощностью до 45 МВт. ГПЭС успешно могут быть реализованы и в других регионах. В Западно - Сибирском артезианском бассейне пластового типа, площадью 3,5 млн. $км^2$, расположены большинство ресурсов термальных вод России, которые используются главным образом

попутно с освоением нефтяных а газовых месторождений. При нефтедобыче теряется значительное количество попутного газа, который сжигается в факеле. Кроме того, газодобывающие компании располагают значительными остаточными запасами низконапорного газа, который нецелесообразно транспортировать, но можно использовать для выработки электроэнергии и тепла в промысловых участках. Используя такие ресурсы газа совместно с термальными водами можно осуществить эффективное автономное электро- и теплоснабжение объектов нефтегазового сектора путем строительства ГПЭС.

1.2 Оптимизация энергетических затрат на закачку отработанного теплоносителя в ГЦС с горизонтальными телескопическими скважинами

Было проведено исследование влияния изменения температуры закачиваемого обратно в пласт теплоносителя на эффективность геотермальной циркуляционной системы (ГЦС). Показана зависимость температуры закачиваемого обратно в пласт теплоносителя от температуры теплоносителя на устье, дебита и времени эксплуатации. Расчеты проводились для Тарумовского геотермального месторождения. Для практического использования были получены регрессионные уравнения зависимости оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя от дебита при различных значениях диаметра добычной и нагнетательной скважин. На основе проведенных исследований установлено, что значение температуры закачиваемого теплоносителя очень сильно зависит от дебита. Прогрев закачиваемого теплоносителя от устья до забоя скважины заметен для относительно небольших значений дебита. С ростом дебита значение температуры закачиваемого теплоносителя падает. Показано наличие оптимального значения температуры закачиваемого теплоносителя, которое зависит как от дебита, так и от диаметров добычной и нагнетательной скважин, обеспечивающее наиболее эффективное функционирование геотермальной циркуляционной системы.

Оценена энергоэффективность бинарной геотермальной электростанции, в основе работы которой лежит цикл Ренкина в докритическом и сверхкритическом циклах и в разных режимах закачки отработанного теплоносителя. Расчеты проводились для Кумухского месторождения термальных вод. На примере Кумухского месторождения термальных вод проведена оптимизация технологических параметров первичного контура геотермальной электростанции, оценена ее энергоэффективность в докритическом и сверхкритическом циклах Ренкина с низкокипящим вторичным теплоносителем. Показано, что утилизация низкопотенциальной энергии рассолов на теплонасосных установках позволяет улучшить

эффективность энергетических циклов на месторождении. Проведенный анализ показывает, что создание комплексных технологий освоения высокопотенциальных минерализованных геотермальных ресурсов месторождения позволит существенно улучшить экономическую структуру региона.

Освоение высокопараметрических геотермальных ресурсов среди возобновляемых источников энергии (ВИЭ) представляет большую перспективу. Повышение конкурентоспособности таких ресурсов достигается их комплексным использованием для выработки электроэнергии, теплоснабжения и извлечения ценных растворенных компонентов [1, 2]. Наиболее перспективно использование тепловой энергии высокотемпературных минерализованных геотермальных рассолов для преобразования в электроэнергию в бинарных геотермальных электростанциях (ГеоЭС) на низкокипящих рабочих агентах. Это позволяет не только значительно улучшить экономические показатели освоения геотермального месторождения, но и решить проблему постоянной эксплуатации скважин [3, 4].

С точки зрения комплексного освоения высокопараметрических ресурсов наибольший интерес представляет Тарумовское геотермальное месторождение в Северном Дагестане. Из пяти пробуренных в начале 80-х годов прошлого столетия скважин, две скважины №№ 3 и 5 были ликвидированы, а скважины 2, 4 и 6 являются самыми глубокими (5500 м) в мире специально пробуренными на термальные воды (ТВ) [2]. Тарумовское геотермальное месторождение содержит паротермальные высокоминерализованные воды со следующими характеристиками [5, 6]:

Таблица 1.1 - Параметры Тарумовского месторождения термальных вод

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Скважина		
			2	4	6
1	Эффективная мощность пласта	м	2,5	3,0	3,5
2	Плотность воды при $P_{ат}$ и t=20 °С	кг/м^3	1222	1123	1118
3	Проницаемость пласта	мд	1250	685	1560
4	Пористость пласта	%	25	25	25
5	Минерализация воды	г/л	191	180	176
6	Пластовая температура	ºС	198	198	198
7	Пластовое давление	ат	715	719	709
8	Газовый фактор	м^3/м^3	1,2	4,5	1,7
9	Расчетный максимальный дебит	м^3/сут	4100	4600	11900

Основным недостатком ГЦС является принудительный характер закачки отработанного теплоносителя. В связи с чем, очень актуальна проблема изменения энергозатрат на обратную закачку. Данную проблему рассмотрим на примере Тарумовского

месторождения. Рассмотрим различные варианты организации циркуляционной системы на данной площади и их эффективность.

Показателем оценки эффективности эксплуатации ГЦС является получаемая полезная мощность, определяемая по формуле [7]:

$$N_n = G \cdot \left(C \cdot \left(\rho_Д \cdot T_Д - \rho_H \cdot T_H \right) - \frac{\Delta P_H}{\rho_H} \right) \quad (1)$$

где G – массовый дебит скважины, кг/с; C – удельная теплоемкость термальной воды, Дж/кг·°С; $T_Д$ – температура добываемой термальной воды, °С; $T_З$ – температура нагнетаемой в пласт воды, °С; $\rho_Д$ – плотность добываемой термальной воды, кг/м^3; ρ_H – плотность добываемой термальной воды, кг/м^3; ΔP_H – давление нагнетания, Па.

Давление нагнетания в циркуляционном контуре составляет [7]:

$$\Delta P_H = (\rho_Д - \rho_H) \cdot g \cdot H + \Delta P_Г + \Delta P_Ф \quad (2)$$

где H – глубина скважины, м; $\Delta P_Г$ – гидравлические потери давления в нагнетательной и добычной скважинах и наземной теплотрассе, Па; $\Delta P_Ф$ – фильтрационные потери давления в пласте, Па; g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с^2.

Расстояние между нагнетательной и добычной скважинами определяется из формулы [8]:

$$\tau = \frac{\pi \cdot C_O \cdot R^2 \cdot \rho_H \cdot h}{4 \cdot C \cdot G} \quad (3)$$

где C_O – удельная теплоемкость окружающих пород, Дж/кг·°С; τ – время прорыва температурного фронта, с. Время эксплуатации скважины t будем считать равным времени прорыва температурного фронта τ.

До 30% генерируемой на бинарных ГеоЭС электрической мощности затрачивается на циркуляцию теплоносителя в контуре в контуре ГЦС [9-11]. Для учета тепловых потерь при транспортировке, преобразовании тепловой энергии в электрическую введем коэффициент η=0,3.

Температура закачиваемого обратно в пласт теплоносителя зависит от температуры теплоносителя на устье нагнетательной скважины T_y, от дебита нагнетательной скважины G и времени эксплуатации ГЦС.

Эта зависимость задается формулой Намиота [12]:

$$T_З(t) = \Theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta_0}(\beta_0 \cdot H - 1) + \left(T_У - \Theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta_0} \right) \cdot \exp(-\beta_0 \cdot H) \quad (4)$$

$$\beta_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{on}}{Q \cdot C_в \cdot \rho_в \cdot \ln\left(\frac{r(t)}{r_c} \right)} \quad (5)$$

$$r(t) = 2\sqrt{x_{on} \cdot t} \qquad (6)$$

где x_{on} – температуропроводность окружающих пород, м^2/с; λ_{on} – теплопроводность окружающих пород, Вт/м·К; Q – объемный дебит скважины, м^3/с; r_c – радиус скважины, м; t – времени эксплуатации ГЦС, с.

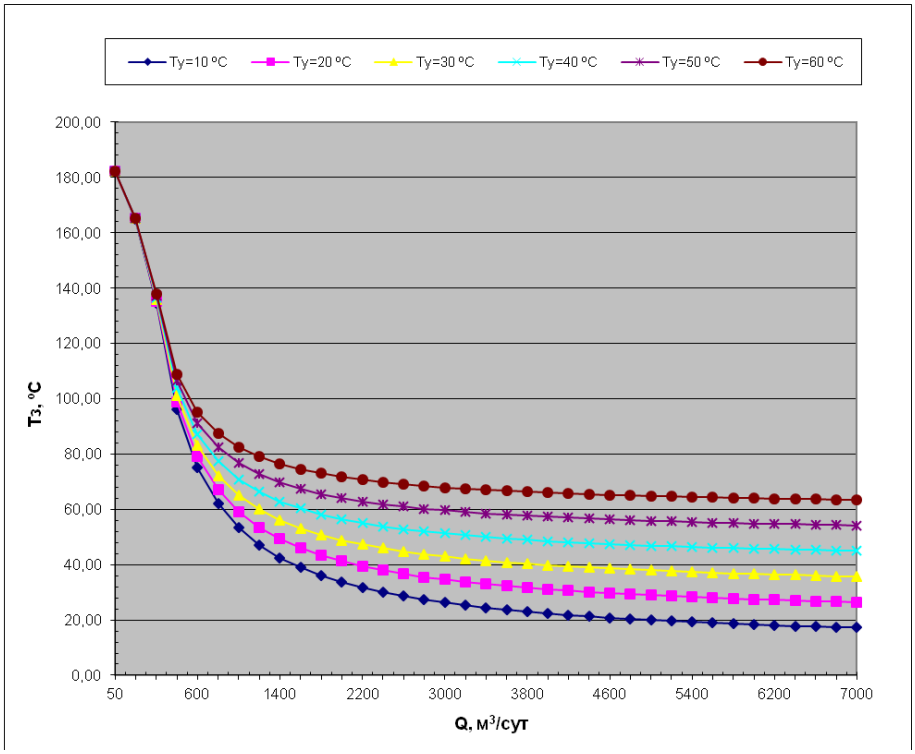

Рисунок 1.1 - Зависимости $T_з$=f(Q) для разных значений T_y при t=1 год

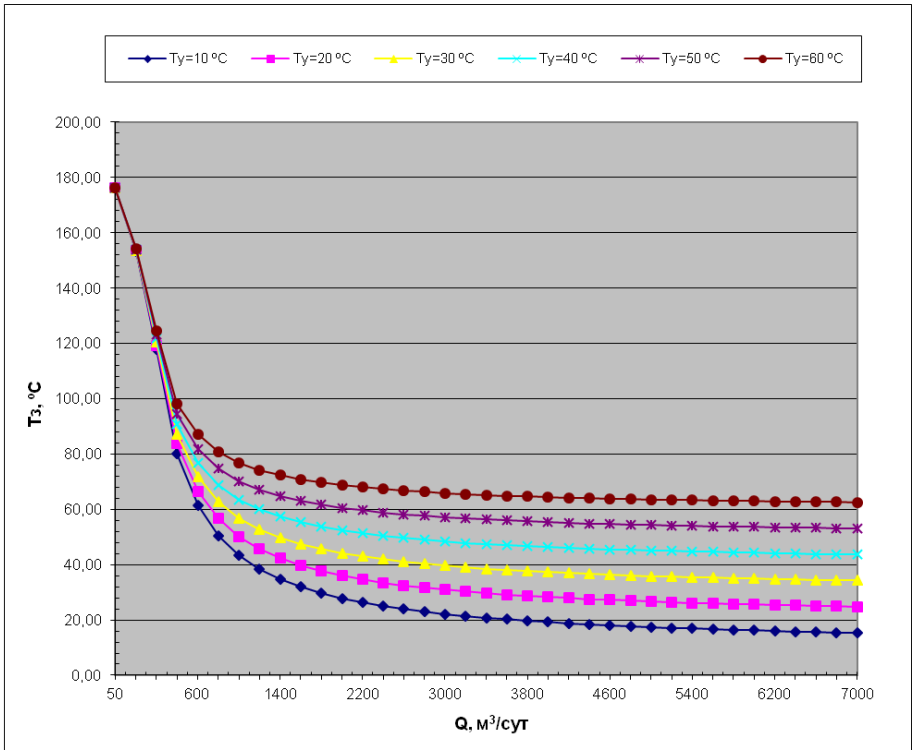

Рисунок 1.2 - Зависимости $T_з$=f(Q) для разных значений T_y при t=30 лет

Из графиков, приведенных на рисунках 1.1, 1.2 видно, что чем выше дебит закачиваемого теплоносителя, тем меньше значение температуры закачиваемого теплоносителя. С увеличением времени эксплуатации скважины, значение температуры закачиваемого теплоносителя уменьшается, но не значительно. Разница между 1 годом эксплуатации и 30 годами составляет 1-2 °С.

Для выбора оптимальных технологических параметров ГЦС рассмотрим критерий:

$$\frac{N_n}{N_{пол}} \longrightarrow \max \qquad (7)$$

где $N_{пол}$ – полная тепловая мощность ГЦС с учетом коэффициента потерь.

В результате решения данной оптимизационной задачи определяется оптимальная температура для закачки $T_y^{опт}$, обеспечивающая выполнение данного условия. Результаты расчетов приведены в таблицах 1.2, 1.3. По полученным результатам были построены графики (рис. 1.3, 1.4) зависимости $T_y^{опт}=f(G_1)$, где $G_1= G/10$

Таблица 1.2 - Расчетные значения оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя ($T_у^{опт}$), и получаемой полезной мощности ($N_п$) при t=1 год

Q, $м^3$/сут	$d_д=d_н$=0,178 м			$d_д$=0,178 м $d_н$=0,25 м			$d_д$=0,178 м $d_н$=0,34 м		
	$T_у^{опт}$, °С	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$	$T_у^{опт}$, °С	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$	$T_у^{опт}$, °С	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$
200	0,00	0,59	0,982	0,00	0,59	0,982	0,00	0,59	0,982
500	0,00	1,46	0,978	0,00	1,46	0,979	0,00	1,46	0,979
1000	0,00	2,89	0,967	0,00	2,89	0,968	0,00	2,89	0,968
1600	32,95	3,78	0,951	33,49	3,77	0,953	33,24	3,78	0,953
2000	43,72	4,36	0,942	44,65	4,35	0,944	44,51	4,35	0,945
2600	52,87	5,25	0,927	54,41	5,21	0,931	54,41	5,22	0,932
3000	56,59	5,83	0,917	58,52	5,78	0,922	58,62	5,79	0,924
3600	60,23	6,70	0,902	62,75	6,63	0,909	62,97	6,63	0,911
4000	61,84	7,27	0,892	64,72	7,18	0,900	65,02	7,19	0,903
4600	63,44	8,11	0,875	66,85	8,00	0,887	67,27	8,00	0,890
5000	64,14	8,66	0,864	67,88	8,54	0,877	68,37	8,54	0,881
5500	64,70	9,32	0,850	68,83	9,19	0,865	69,42	9,19	0,869
6000	65,02	9,96	0,834	69,52	9,83	0,853	70,18	9,84	0,858
6500	65,15	10,58	0,819	69,99	10,46	0,840	70,74	10,46	0,846
7000	65,14	11,17	0,802	70,30	11,06	0,827	71,12	11,07	0,833
7500	65,02	11,72	0,785	70,49	11,64	0,814	71,38	11,66	0,821
8000	64,83	12,25	0,768	70,57	12,20	0,800	71,53	12,22	0,808
9000	64,26	13,18	0,732	70,51	13,24	0,772	71,58	13,29	0,781
10000	63,53	13,95	0,693	70,23	14,18	0,742	71,41	14,26	0,754

Таблица 1.3 - Расчетные значения оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя ($T_у^{опт}$), и получаемой полезной мощности ($N_п$) при t=30 лет

Q, $м^3$/сут	$d_д$=$d_н$=0,178 м			$d_д$=0,178 м $d_н$=0,25 м			$d_д$=0,178 м $d_н$=0,34 м		
	$T_у^{опт}$, °C	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$	$T_у^{опт}$, °C	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$	$T_у^{опт}$, °C	$N_п$, МВт	$N_п/N_{пол}$
200	0,00	0,59	0,982	0,00	0,59	0,982	0,00	0,59	0,982
500	0,00	1,46	0,977	0,00	1,46	0,977	0,00	1,46	0,978
1000	15,61	2,65	0,964	15,55	2,65	0,965	15,14	2,66	0,965
1600	42,13	3,55	0,949	42,64	3,55	0,951	42,40	3,56	0,951
2000	50,35	4,16	0,940	51,24	4,15	0,942	51,10	4,16	0,943
2600	57,50	5,07	0,926	58,99	5,03	0,929	58,99	5,04	0,931
3000	60,44	5,66	0,916	62,32	5,61	0,921	62,41	5,62	0,922
3600	63,30	6,54	0,901	65,76	6,47	0,908	65,98	6,47	0,910
4000	64,54	7,12	0,890	67,37	7,03	0,899	67,67	7,03	0,902
4600	65,74	7,96	0,874	69,09	7,85	0,885	69,51	7,85	0,889
5000	66,23	8,51	0,863	69,91	8,39	0,876	70,40	8,39	0,880
5500	66,58	9,17	0,848	70,66	9,05	0,864	71,23	9,05	0,868
6000	66,73	9,82	0,833	71,17	9,69	0,852	71,83	9,69	0,857
6500	66,72	10,44	0,817	71,51	10,32	0,839	72,24	10,32	0,845
7000	66,59	11,03	0,801	71,70	10,92	0,826	72,51	10,93	0,833
7500	66,37	11,58	0,784	71,79	11,50	0,813	72,66	11,52	0,820
8000	66,09	12,11	0,767	71,78	12,07	0,799	72,73	12,09	0,807
9000	65,38	13,04	0,730	71,58	13,11	0,771	72,65	13,16	0,780
10000	64,54	13,81	0,691	71,20	14,05	0,741	72,37	14,13	0,753

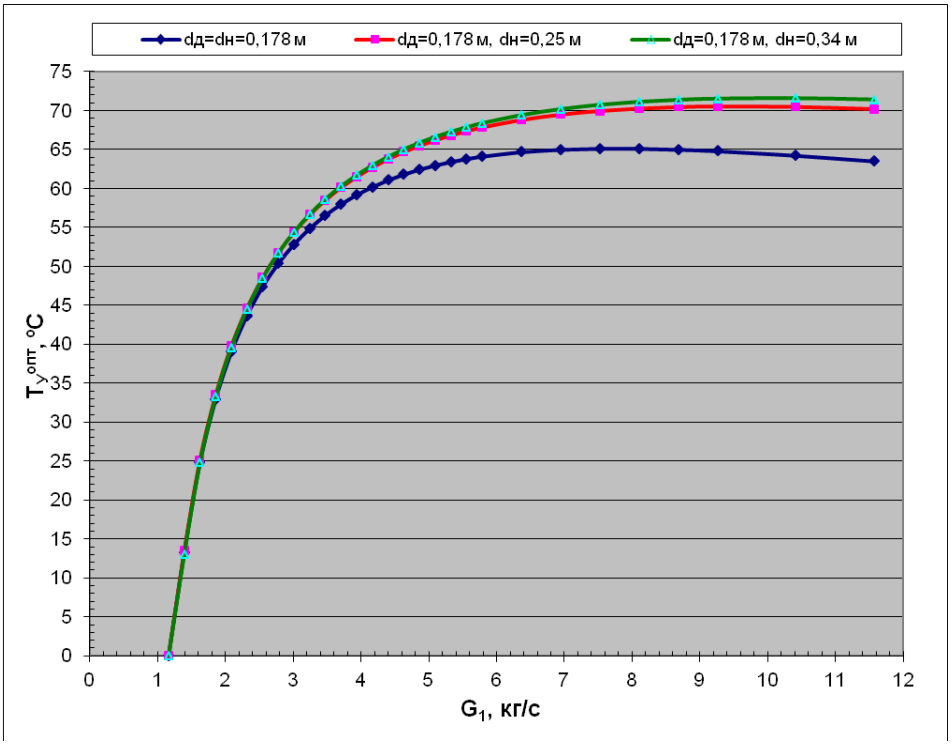

Рисунок 1.3 - График оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя ($T_у^{опт}$) от массового дебита (G) при t=1 год

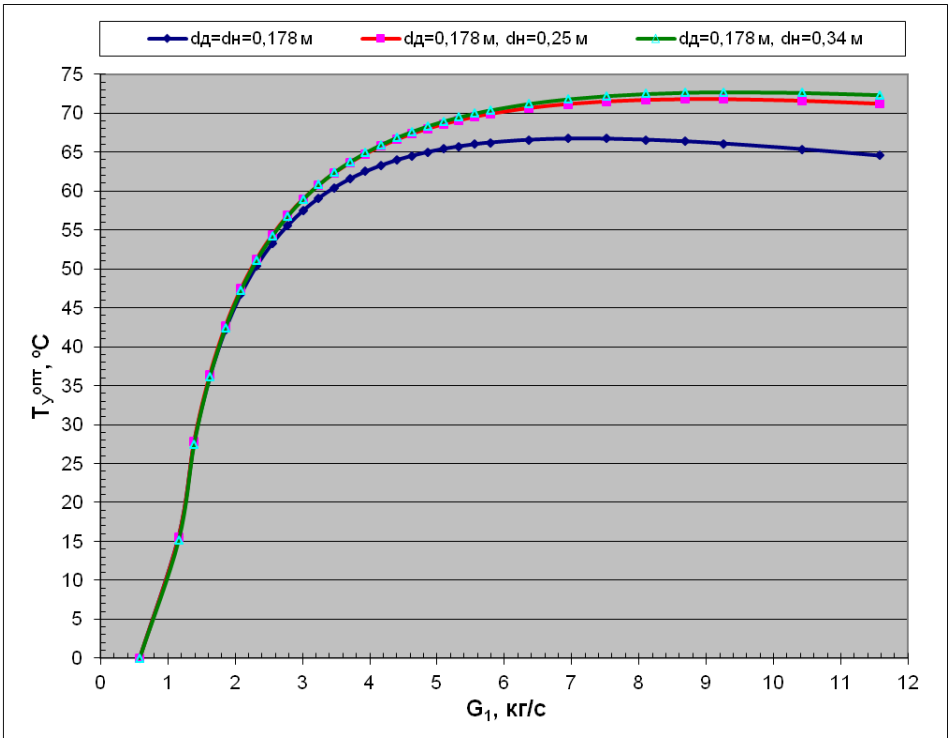

Рисунок 1.4 - График оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя ($T_y^{опт}$) от массового дебита (G) при t=30 лет

Для практического использования можно построить регрессионные уравнения данной зависимости. Регрессионные зависимости оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя от дебита при различных значениях диаметра добычной и нагнетательной скважин имеют вид:

Таблица 1.4 - Зависимости оптимальной температуры закачиваемого теплоносителя ($T_y^{опт}$) от массового дебита (G) для разных значений времени эксплуатации

Время эксплуатации *t*=1 год	
$d_д=d_н=0,178$ м	$T_y^{опт}= 0,0101\cdot G^5-0,3652\cdot G^4+5,0865\cdot G^3-34,432\cdot G^2+115,26\cdot G-92,433$ ($R^2=0,9969$)
$d_д=0,178$ м,$d_н=0,25$ м	$T_y^{опт}=0,0101\cdot G^5-0,3632\cdot G^4+5,0582\cdot G^3-34,28\cdot G^2+115,78\cdot G-93,226$ ($R^2=0,9974$)
$d_д=0,178$ м,$d_н=0,34$ м	$T_y^{опт}=0,0099\cdot G^5-0,3576\cdot G^4+4,9879\cdot G^3-33,88\cdot G^2+114,96\cdot G-92,894$ ($R^2=0,9977$)
Время эксплуатации *t*=30 лет	
$d_д=d_н=0,178$ м	$T_y^{опт}=0,0038\cdot G^5-0,1486\cdot G^4+2,2986\cdot G^3-17,528\cdot G^2+66,585\cdot G-35,545$ ($R^2=0,9937$)
$d_д=0,178$ м,$d_н=0,25$ м	$T_y^{опт}=0,0035\cdot G^5-0,1413\cdot G^4+2,206\cdot G^3-17,015\cdot G^2+66,193\cdot G-35,574$ ($R^2=0,9944$)
$d_д=0,178$ м,$d_н=0,34$ м	$T_y^{опт}=0,0034\cdot G^5-0,1352\cdot G^4+2,1311\cdot G^3-16,608\cdot G^2+65,409\cdot G-35,358$ ($R^2=0,9943$)

С точки зрения использования тепла для получения электрической энергии на геотермальных электростанциях (ГеоЭС) высокопотенциальные месторождения термальных вод (ТВ) имеют большую перспективу. Однако месторождения ТВ характеризуются высокой

степенью минерализации. Поэтому электроэнергетическое освоение таких ресурсов целесообразно только использованием технологии двухконтурных (бинарных) ГеоЭС на низкокипящих рабочих агентах.

Бинарные ГеоЭС включают как геотермальную циркуляционную систему (ГЦС), в контуре которой циркулирует ТВ так и паротурбинную установку (ПТУ), где циркулирует низкокипящий вторичный теплоноситель. Использование ГеоЭС такого типа значительно увеличивает перспективы геотермальной энергетики, а также повышает конкурентоспособность геотермальной энергии по сравнению с традиционной.

Ряд месторождений ТВ на Севере Дагестана, в том числе, Кумухское, являются первоочередными для освоения, с точки зрения комплексного использования для получения электроэнергии, теплоснабжения и извлечения основных химических компонентов – карбоната лития, магнезия жженной, карбоната кальция и поваренной соли. Кумухское месторождение термальных вод (ТВ) расположено в Северо–дагестанской равнине. На месторождении в триасовых отложениях, на глубине 4850 м, залегает водоносный горизонт эффективной мощностью 65 м. Температура подземных вод в пластовых условиях составляет – 180 ^{0}С, минерализация –140–160 г/л, пластовое давление – 53,3 МПа, пористость – 16%, проницаемость – $0{,}5\cdot10^{-12}$м^2 [13].

При строительстве бинарной ГеоЭС наиболее важное значение имеет выбор рабочего тела во вторичном контуре, обладающего рядом свойств. Термодинамический анализ работы ПТУ, в основе которой лежит цикл Ренкина, позволил определить наиболее перспективный рабочий агент – изобутан [2], который обладает рядом преимуществ (лучшие теплофизические свойства, совместимость с маслами, не вызывает коррозии оборудования энергоустановок, невысокая стоимость и экологическая безвредность).

Главной целью строительства ГеоЭС является получение максимальной полезной мощности с минимизацией капитальных затрат на ее создание. Другим направлением повышения мощности ГеоЭС является увеличение производительности ГЦС.

Просчитаем различные варианты создания бинарной ГеоЭС на Кумухском месторождении и проведем оценку их эффективности.

Для улучшения термодинамических характеристик ГеоЭС проведем оптимизацию технологических параметров первичного контура ГеоЭС – дебит системы, диаметры скважин, расстояние между скважинами, обеспечивающие минимум функционала (8).

За критерий оптимальности будем рассматривать функционал удельных капитальных затрат, определяемый по формуле [7]:

$$F = S / N_n \qquad (8)$$

где S – капитальные затраты в строительство ГЦС и наземной коммуникации, отн.ед.; N_n – полезная мощность ГеоЭС, кВт.

Кроме того, учитывая значительную температурную зависимость вязкости теплоносителя, и, соответственно, потери давления в цикле ГЦС [2, 14] необходимо определить температуру, с которой целесообразно закачивать теплоноситель обратно в пласт, для получения максимальной полезной мощности.

Для сравнения рассмотрены два вида термодинамических цикла ПТУ, в основе работы которых лежит цикл Ренкина – докритический и сверхкритический [2]. Проведем оценку эффективности ГеоЭС в каждом из этих циклов.

Существование глубинного теплового потока, направленного от ядра к поверхности Земли, объясняет наличие геотермического градиента, величина которого зависит от географического положения района, теплопроводности горных пород, образующих геологический разрез, а также от глубины земной коры. Для невулканических районов наиболее высокий геотермический градиент 0,03–0,05 К/м имеет Северо – Кавказский регион.

Для Кумухского геотермального месторождения на глубине 4850 м, где температура подземных вод в пластовых условиях которого составляет – 180 °С, усредненное значение геотермического градиента можно взять равным 0,034 К/м.

Температура теплоносителя, закачиваемого обратно в пласт на забое нагнетательной скважины $T_З$ зависит от температуры ТВ на устье $T_У$, от дебита нагнетательной скважины G и времени эксплуатации ГЦС t, от геологических характеристик окружающих пород.

От температуры теплоносителя на забое скважины зависит важная характеристика ГЦС – вязкость, от величины которого зависят фильтрационные потери давления в пласте, а значит и полезная мощность ГЦС.

В приведенном ниже рисунке 1.5 для Кумухского месторождения показана зависимость температуры теплоносителя на забое нагнетательной скважины $T_З$ и вязкости μ от дебита G ГЦС, при устьевой температуре $T_Н$=42 °С по формуле (2).

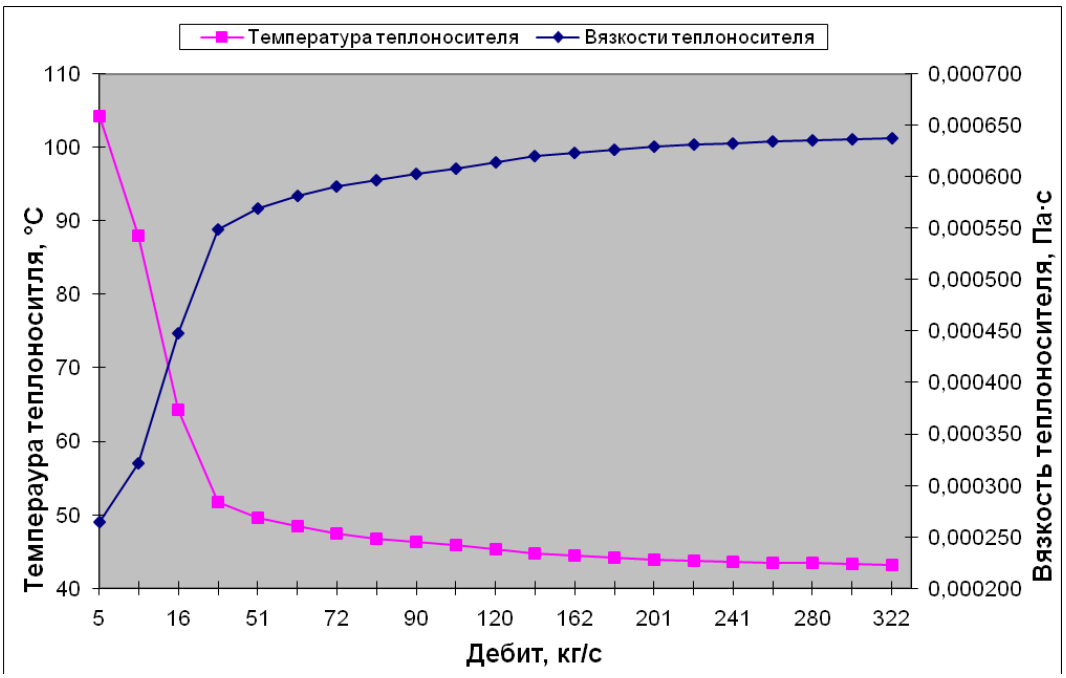

Рисунок 1.5 - Изменение температуры и вязкости теплоносителя

Анализ приведенных данных показывает, что, прогрев закачиваемого теплоносителя от устья до забоя относительно заметен для значений дебита до 40 кг/с (более 10 °С), для дебитов больше этого значения, температуру теплоносителя на устье и забое нагнетательной скважины можно брать одинаковой.

Для этих же дебитов изменение значения вязкости составляет более чем два раза.

Оптимальные значения удельной полезной мощности энергоустановки (турбины) $N_Э$ (кВт), массового расхода m (кг/с) и давления испарения $P_И$ (МПа) низкокипящего рабочего агента в расчете на 1кг/с расхода термальной воды при температуре теплоносителя $T_Т$=180 °С, в докритическом цикле, составляют, соответственно [2]:

$N_Э$=76,6 кВт; m=1,25 кг/с; $P_И$=3,4 МПа

Температура отработанной термальной воды, закачиваемой обратно в пласт при этом составляет $T_Н$=55 °С.

Те же характеристики в сверхкритическом цикле составляют, соответственно:

$N_Э$=101,1 кВт; m=1,54 кг/с; $P_И$=5,0 МПа

Температура, закачиваемого обратно в пласт теплоносителя – $T_Н$=42 °С.

Из приведенных характеристик циклов следует, что с увеличением полезной мощности турбины в сверхкритическом цикле на 32%, по сравнению с докритическим, температура отработанной термальной воды $T_Н$ нагнетаемой обратно в пласт в докритическом цикле с составляет *55* °С, тогда как в сверхкритическом цикле с эта температура $T_Н$=42 °С.

Изменение вязкости ТВ (увеличение) для температур T_H=55 °С и T_H=42 °С составляет более 20%, что соответственно ведет к увеличению фильтрационных потерь давления в пласте, при сверхкритическом цикле.

Проведем расчеты основных технологических параметров ГеоЭС для Кумухского месторождения ТВ, при различных значениях диаметров скважин ГЦС. Соответствующие формулы для расчета основных технологических параметров приведены в работах [2, 14, 15].

Анализ проведенных расчетов показывает существование оптимума удельных капитальных затрат (таблица 1.5). Оптимизация по критерию (8) дает следующие значения диаметров: $d_н$=d_0=0,257 м – в докритическом и $d_н$=d_0=0,254 м – в сверхкритическом циклах. При этом полезная мощность в сверхкритическом цикле на 34% выше, значения в докритическом цикле, а удельные капитальные затраты – на 31% меньше.

Таблица 1.5 - Параметры ГеоЭС в докритическом и сверхкритическом циклах Ренкина и оптимальные значения этих параметров

$d_н$=$d_д$, м	Докритический цикл						Сверхкритический цикл Ренкина						Относительное изменение полез. мощности в циклах, %	Относительное изменение удельных капитальных затрат %
	Расстояние между скважинами, м	Дебит ГЦС, кг/с	Давление нагнетания, МПа	Мощность нагнетательного насоса, МПа	Полезная мощность, МВт	Удельные капитальные затраты, отн. ед./МВт	Расстояние между скважинами, м	Дебит ГЦС, кг/с	Давление нагнетания, МПа	Мощность нагнетательного насоса, МПа	Полезная мощность, МВт	Удельные капитальные затраты, отн. ед./МВт		
0,1	662	24,8	22,3	0,5	1,3	1,1	660	24,7	22,2	0,56	1,93	0,76	+48	–32
0,15	1072	65,2	21,3	1,4	3,5	0,61	1062	63,9	21,0	1,38	5,01	0,43	+43	–42
0,18	1318	98,6	20,6	2,1	5,4	0,5	1298	95,6	20,0	1,97	7,7	0,36	+42	–39
0,21	1556	137,3	19,7	2,8	7,7	0,45	1522	131,4	19,0	2,58	10,7	0,33	+39	–36
0,24	1779	179,6	18,7	3,5	10,2	0,43	1727	169,2	17,9	3,13	13,4	0,32	+31	–34
0,26	1918	208,8	18,0	3,9	12,1	0,42	1852	194,5	17,2	3,45	16,2	0,32	+34	–31
0,27	1985	223,4	17,7	4,1	13,0	0,43	1910	206,8	16,9	3,6	17,3	0,32	+33	–34
0,28	2048	238,0	17,4	4,3	13,9	0,44	1965	219,0	16,6	3,74	18,4	0,33	+32	–33
0,29	2109	252,3	17,1	4,45	14,9	0,44	2017	230,8	16,2	3,86	19,5	0,34	+31	–29
0,30	2168	266,5	16,8	4,6	15,8	0,45	2067	242,3	15,9	3,97	20,5	0,35	+30	–28
Результаты оптимизации														
$d_и$=0,266 $d_д$=0,247	1992	225,1	22,3	5,1	12,0	0,42	$d_и$=0,262 $d_д$=0,244	244,5	31,4	7,9	16,8	0,293	+40	–43
$d_и$=$d_д$=0,257	1986	223,8	22,4	5,14	12,1	0,42	$d_и$=$d_д$=0,254	243,0	31,3	7,86	16,7	0,296	+38	–42

Отработанная термальная вода в докритическом и сверхкритическом циклах имеет еще достаточно большой потенциал тепловой энергии, который необходимо утилизировать,

но эта вода практически не годится для нужд теплоснабжения и горячего водоснабжения, из–за, невысокой температуры.

Для утилизации такой низкопотенциальной энергии в настоящее время активно используются теплонасосные установки (ТНУ), где осуществляется обратный термодинамический цикл на низкокипящем рабочем веществе. ТНУ получают наибольшее применение в теплоснабжении, горячем водоснабжении административных, жилых и производственных зданий, в ряде технологических процессов. Использование ТНУ позволяет повысить тепловой потенциал отработанной воды до необходимого уровня и их применение приводит к экономии топлива, уменьшению вредных выбросов в атмосферу, к оптимизации суточных графиков нагрузки электрических систем [16, 17].

Экономическая эффективность применения ТНУ определяется капитальными затратами и соотношением цен на электроэнергию и на традиционное топливо, которое используется в котельных. Эффективность использования ТВ в ТНУ также зависит от ее конечной температуры – чем она ниже, тем выше эффективность. Для получения достаточно высоких температур конденсации рабочего вещества и повышения экономической эффективности установки, в зависимости от параметров теплоносителя в ГЦС (дебита и температуры) и конечной температуры воды, в системы теплоснабжения могут быть последовательно включены несколько (до 3–х) ТНУ. Принципиальная схема такой установки с двумя ТНУ приведена в [2]. Первая ТНУ работает на отопление, вторая – на горячее водоснабжение.

Экономическая эффективность ТНУ существенна только при массовом их использовании, с расширением области использования.

Таблица 1.6 - Изменение суммарной мощности ГеоЭС, в зависимости от температуры закачиваемой воды в докритическом цикле

Температура закачиваемой обратно в пласт воды, *°С*	Оптимальный дебит ГЦС, *кг/с*	Полезная мощность ГеоЭС, *МВт*	Дополнительная мощность, получаемая за счет отбора тепла с закачиваемой ТВ, *МВт*	Полезная мощность, получаемая дополнительно с учетом возможных потерь ($\eta=0,3$), *МВт*	Суммарная полезная мощность ГеоЭС, *МВт*
25	165,8	10,0	21,3	6,4	16,4
30	174,1	10,4	18,6	5,6	16,0
35	181,5	10,7	15,5	4,6	15,3
40	188,2	11,1	12,1	3,6	14,7
45	194,2	11,3	8,3	2,5	13,8
50	199,6	11,6	4,3	1,3	12,9
55	204,4	11,8	0,0	0,0	11,8

Таблица 1.7 - Изменение суммарной мощности ГеоЭС, в зависимости от температуры закачиваемой воды в сверхкритическом цикле

Температура закачиваемой обратно в пласт воды, *°C*	Оптимальный дебит ГЦС, *кг/с*	Полезная мощность ГеоЭС, *МВт*	Дополнительная мощность, получаемая за счет отбора тепла с закачиваемой ТВ, *МВт*	Полезная мощность, получаемая дополнительно с учетом возможных потерь (η=*0,3*), *МВт*	Суммарная полезная мощность ГеоЭС, *МВт*
25	165,8	14,0	12,1	3,6	17,6
30	174,1	14,6	8,5	2,6	17,2
35	181,5	15,2	4,9	1,5	16,7
42	190,7	15,8	0,0	0,0	15,8

Оценим эффективность ГеоЭС в докритическом и сверхкритическом циклах при закачке отработанной ТВ с разными температурами на устье нагнетательной скважины.

В таблицах 1.6, 1.7 показана динамика изменения суммарной мощности ГеоЭС, в зависимости от температуры закачиваемой воды в докритическом и сверхкритическом циклах.

Из данных таблиц следует, что чем выше температура закачиваемой термальной воды, тем выше полезная мощность ГеоЭС. Объясняется это с уменьшением фильтрационных потерь давления в цикле ГЦС.

Часть тепловой энергии, закачиваемой низкопотенциальной воды можно утилизировать с помощью ТНУ. Тепловая мощность, получаемая дополнительно в контуре ТНУ равна:

$$Q = GC(T_1 - T_2) \qquad (9)$$

где G – массовый расход термальной воды, кг/с; C – теплоемкость термальной воды, кДж/кг·К; T_1, T_2 – температура термальной воды на входе и на выходе из испарителя, соответственно, °С.

Полагая, что температура термальной воды на входе в испаритель равна 55°С и 42°С, для докритического и сверхкритического циклов, соответственно, а температура на выходе из испарителя 25 °С, и, считая, что с учетом возможных тепловых потерь КПД ТНУ, η=0,3, оценим полезную мощность, которую можно получить дополнительно (в таблицах 1.6 и 1.7 предпоследняя строка).

Анализируя полученные данные в таблицах 1.6 и 1.7, можно сделать следующие выводы:

– суммарная мощность, вырабатываемая турбиной, без утилизации низкопотенциальной энергии, в сверхкритическом цикле на 34 % больше, чем в докритическом;

– суммарная мощность, вырабатываемая турбиной, с учетом утилизации низкопотенциальной энергии, в сверхкритическом цикле на более чем 7 % больше, чем в докритическом;

– эксплуатация ГеоЭС в сверхкритическом цикле более эффективно, чем в докритическом.

Но здесь необходимо иметь в виду, что увеличение давления испарения рабочего агента в сверхкритическом цикле с 3,4 до 5,0 МПа повышает плотность потока вещества, поступающего на турбину (в 1,7 раза и выше), что улучшает транспортные свойства теплоносителя и уменьшает размеры подводящих трубопроводов и турбины.

В то же время повышение начального давления испарения влияет на стоимость турбины. Растет число ступеней турбины, требуется более развитое концевое уплотнение, увеличиваются толщины стенок корпуса и других элементов [18].

Поэтому поиск теплоносителей с более низкой критической температурой, позволяющие использовать сверхкритические циклы с термальными водами с более низкой температурой, актуальная проблема для повышения конкурентоспособности геотермальной энергетики. В этом отношении хорошую перспективу имеет хладон R13 B1 (трифторбромметан) с критическими параметрами [2]:

T_k=66,9 °С, P_k=3,946 МПа, ρ_k=770 кг/м^3.

Поиск наиболее удобных рабочих агентов для геотермальных энергетических циклов, путем подбора состава смеси – одно из направлений исследований Института проблем геотермии ДНЦ РАН.

Выводы

Анализ полученных результатов показал, что значение температуры закачиваемого теплоносителя очень сильно зависит от дебита. С ростом дебита значение температуры закачиваемого теплоносителя падает. Зависимость температуры закачиваемого теплоносителя от времени настолько мала (единицы градусов), что ей можно пренебречь.

Существует оптимальное значение температуры закачиваемого теплоносителя, которое зависит как от дебита, так и от диаметров добычной и нагнетательной скважин, обеспечивающее наиболее эффективное функционирование ГЦС. Использование больших диаметров нагнетательной скважины по сравнению с добычной приводит к увеличению оптимального значения температуры (рисунок.1.4, 1.5).

Строительство бинарной ГеоЭС на Кумухском месторождении ТВ позволит получить относительно дешевую электроэнергию с мощностью до 15 МВт, и 2–3 МВт полезной тепловой мощности на ТНУ, с годовой выработкой $135 \cdot 10^6$ кВт·ч электрической энергии и годовой экономией замещающего топлива более 500 т.у.т. в год. С учетом того, что ТВ Кумухского месторождения богаты еще содержанием редкоземельного сырья: хлорид натрия, бром, йод, бор, литий, рубидий, цезий, стронций, калий, не говоря уже о растворенных газах, то создание комплексных технологий освоения высокопотенциальных минерализованных геотермальных ресурсов месторождения существенно улучшить экономическую структуру региона.

1.3 Экспериментальная оценка скорости выпаривания геотермальной морской воды из частиц дисперсных потоков получаемых в электрическом поле

Как известно, скорость выпаривания жидкостей зависит от размеров частиц выпариваемых с теплонагруженных поверхностей. Актуальным является оптимизация режимов получения частиц наименьших размеров и исследование скорости выпаривания.

Для получения нано- и микроразмерных частиц в работе использован метод диспергирования частиц жидкости в электрическом поле, который отличается высокой степенью однородности частиц.

Для оптимизации (получение стационарных режимов диспергирования жидкости) были проведены исследования в зависимости от разности потенциалов между электродами, от расстояния между ними, давления в капилляре, температуры жидкости. Потенциал диспергирования варьируется в диапазоне от 0 до 7kV при нулевом давлении в капилляре и изменении расстояния между электродами в интервале $(5 \div 100)\ 10^{-3}$ м, температура от $20 \div 80$ °С.

Вода без солей, тяжело подвергается диспергированию, но добавление солей и других компонентов для увеличения вязкости и поверхностного натяжения до нужных значений, позволяет получить стационарные режимы диспергирования. По мере пролета частицы жидкости, от конца капилляра до нижнего электрода, в процессе дробления, частицы обретают наименьшие размеры и значительно быстрее выпариваются у подложки, чем у вершины капилляра. Увеличение интенсивности инфракрасного излучения в этой зоне увеличивает скорость выпаривания частиц жидкости.

1.4 Оценка эксплуатационных запасов месторождений теплоэнергетических вод приуроченных к геолого - литологическому разрезу плиоцен – среднемиоценового термоводоносного комплекса Терско - Кумского артезианского бассейна, при эксплуатации с использованием геоциркуляционных технологий

По результатам проведенного анализа и систематизации результатов геологоразведочных работ для подсчета ресурсного потенциала (эксплуатационных запасов), и обеспеченности запасами тепла применительно к эксплуатации участков месторождений с использованием геоциркуляционных технологий (ГЦС), уточнены основные термогидродинамические параметры по комплексу фильтрационных, емкостных и теплофизических свойств водовмещающих пород и теплоносителя и их качественные показатели приуроченных к плиоцен-среднемиоценовым термоводоносным комплексам Терско-Кумского артезианского бассейна.

Наиболее перспективными районами широкомасштабного освоения теплоэнергетических вод в Республике Дагестан (РД) являются Тарумовско - Кизлярская зона (Терско - Кумский артезианский бассейн), в пределах которого сосредоточены значительные ресурсы с огромным теплоэнергетическим потенциалом.

С начала развития геотермального производства на территории республики целевым назначением пробурено более 100 (поисковых, поисково-разведочных и разведочно-эксплуатационных) скважин, а также отремонтировано и восстановлено около 70 ликвидированных скважин нефтегазового фонда.

Всего в республике разведано 12 месторождений (площадей и участков) теплоэнергетических вод, разведанные запасы которых по состоянию на 01.01.2019г. составляют 86,2 тыс. $м^3$ /сут, а утвержденные в ГКЗ по промышленным категориям $A+B+C_1$ – 39,3 тыс. $м^3$/сут. с температурой на устье 40-100^oC [27].

Перспективы развития геотермального производства связываются с широкомасштабным многоцелевым и комплексным использованием геотермальных ресурсов, включающим прямое использование геотермальных ресурсов для целей теплоснабжения в коммунальном хозяйстве, агропромышленном комплексе, рыборазведении, бальнеологии и выработке электроэнергии, а также химическом производстве с целью извлечения из высокоминерализованных термальных вод ценных компонентов и утилизацией отработанных вод.

Из числа разведанных наиболее значительные месторождения и площади в республике приурочены к плиоцен-среднемиоценовым отложениям, которые обладают огромным ресурсным и теплоэнергетическим потенциалом (Ногайское, Тарумовское и Кизлярская площади, и другие участки).

Месторождения находятся в пределах Прикаспийской низменности на территории Кизлярского, Таруморского, Ногайского районов и в Приморской зоне Республики .

Водовмещающими породами, как плиоценового так и среднемиоценового водоносных комплексов являются слабосцементированные, высокопроницаемые, рыхлые песчаники, характеризующие выдержанностью литологического состава и эффективных мощностей как по площади так и по вертикальному разрезу.

Применительно к задачам разведки и эксплуатации теплоэнергетических вод (ТЭВ) месторождения имеют однотипные гидрогеологические условия и характеризуются близким качеством теплоносителя, хотя минерализация существенно меняется даже в пределах одного и того же горизонта от 1,5г/дм^3 (Кизлярская площадь) до 26,2 г/дм^3 (участок Б.Арешевка), что и предопределяет одинаковую их методику разведки и близкие технико-экономические условия эксплуатации.

По химическому составу воды месторождений в основном, хлоридные натриевые, температура на устье скважин вскрывших горизонты среднемиоценовых отложений 90-92°С, а континентальной толщи и апшеронского яруса 45-63°С. Воды всех горизонтов кроме континентальной толщи и апшеронского яруса характеризуются повышенным содержанием фенолов 0,16-0,94мг/дм^3,что исключает возможность сброса их в поверхностные водоемы.

Одним из наиболее перспективных для промышленного освоения из разведанных месторождений, на которое геотермальная отрасль в Республике может рассчитывать без значительных инвестиций в геологоразведочные работы, является Тарумовское месторождение с утвержденными эксплуатационными запасами при эксплуатации на основе использования геоциркуляционных технологий [12].

В процессе проведения геологоразведочных работ на месторождении пробурено 14 скважин глубиной от 1500 до 2450м., из них 5 разведочно-эксплуатационных, 5 нагнетательных и 4 наблюдательных. На участке Болгарский.Хутор из старого фонда скважин пробуреных ПО "Дагнефть" в 1984-1986ггс целью сооружения ГеоТЭС одна скважина №5 Тарумовская восстановлена и оборудована на среднемиоценовый водоносный комплекс и использована в качестве наблюдательной.

Как показывают результаты опытно-фильтрационных исследований на участках месторождения изученные водоносные горизонты и комплексы позволяют получать из

скважин разведочной конструкции глубиной до 2300м. дебиты до 3х и даже 5 тыс. $м^3$/сут воды с температурой на устье до 92°С (скв. 1-ТЮ участок Юрковка).

На стадии проведении предварительной разведки на трех разведочных площадях Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод экспериментально выявлены в естественных условиях наиболее оптимальные и стабильные режимы работы эксплуатационных скважин (водозаборных и нагнетательных) при функционировании наземного комплекса ГЦС.

Каждый участок месторождения разбурен так, чтобы получить опытную или опытно-промышленную ячейку ГЦС, состоящую из одной водозаборной, одной нагнетательной и одной наблюдательной скважин одинаковой конструкции. Скважины на участках располагаются в соответствии с требованиями предварительной разведки, т.е. разведочные скважины располагаются на одной линии на достаточном удалении друг от друга и между ними пробурена наблюдательная скважина.

Скважины располагаются, как можно ближе к потребителю и направление профиля нарастающих рядов определяется в сторону развития термоводозабора в соответствии с общей схемой разработки месторождения.

Информация, полученная по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распространения, так как объём исследуемой зоны составляет лишь незначительную долю всего пласта. В этом смысле существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов имеют термогидродинамические исследования, основанные на непосредственных измерениях дебитов, давлений, температуры. Используя формулы подземной гидродинамики, по данным опытных работ можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства продуктивных горизонтов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ и т.д.).

В соответствии с принимаемой технологической схемой разработки продуктивных водоносных горизонтов с применением обратной закачки отработанного теплоносителя набор определяемых параметров существенно иной, чем при подсчете эксплуатационных запасов традиционным гидродинамическим методом.

Для рассматриваемой технологической схемы разработки водоносных горизонтов и установления по результатам разведочных работ значений гидрогеологических параметров гидродинамические прогнозы не являются главными, хотя и необходимыми. Более существенное значение имеют емкостные и теплофизические параметры водоносных

горизонтов. Эти параметры необходимы для тепловых прогнозов по охлаждению пласта в процессе закачки отработанного теплоносителя и оценки обеспеченности эксплуатационных запасов теплом, как по участкам, так и по месторождению в целом.

В работе представлены результаты опытных и экспериментальных исследований полученных по данным опытных работ проведенных в отложениях среднего миоцена и континентальной толщи плиоцена на одном из участков (Юрковка) Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод.

Все разведочные скважины опробованы одиночными выпусками продолжительностью от 5 до 15 суток.

Во всех случаях учитывается экспериментальный характер каждого опыта, и необходимость получения от него максимум качественной информации путем правильного выбора способов бурения и оборудования скважин, использования точных контрольно-измерительных устройств, применения обоснованной методики расчета по схеме, наиболее полно отражающей особенности геолого-гидрогеологической обстановки, условия ведения опыта и требования проекта.

Для подсчета эксплуатационных запасов тепловой мощности месторождения и обеспеченности эксплуатационных запасов емкостными запасами тепла уточнены следующие гидрогеологические параметры: эффективная мощность продуктивных горизонтов, водопроводимость и пьезопроводность.

Коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности определены по результатам кустовых опытных выпусков.

Основной характеристикой водопроницаемости горных пород является коэффициент фильтрации, который служит исходным параметром для всех фильтрационных расчетов. Коэффициент фильтрации может определяться опытными выпусками, нагнетаниями, геофизическими и лабораторными исследованиями. Наиболее надежным количественным методом определения этого коэффициента являются опытные выпуски (откачки).

Поскольку пробные и опытные выпуски являются наиболее распространенным видом гидрогеологических исследований, их необходимо проводить на всех стадиях разведки.

Опытные кустовые выпуски проводятся на кусте скважин, включающем центральную скважину, из которой выпускают воду, и наблюдательные, по которым фиксируют развитие депрессионной воронки в водоносном горизонте. Кустовые выпуски позволяют определить гидрогеологические параметры на большей площади и с большей точностью, чем одиночные, так как при их выполнении исключается влияние фильтра и призабойной зоны, а при расчетах не требуется принимать условное значение радиуса влияния. В большинстве

случаев движение воды в терригенных породах подчиняется линейному закону фильтрации, так как радиус зоны турбулентности при выпусках весьма невелик, а ошибки в расчетах, не учитывающих ее, не превышают нескольких процентов [21].

При кустовых выпусках помимо коэффициента фильтрации могут быть определены коэффициент пьезопроводности, фильтрационная неоднородность и анизотропия пласта, характер формирования депрессионной воронки, степень взаимосвязи водоносных горизонтов, а при запуске индикаторов - действительные скорости фильтрации и водоотдача пород. Кроме того, кустовыми выпусками при необходимости можно определить опытным путем полное сопротивление фильтра и при скважиной зоны, т.е. несовершенство скважины по характеру вскрытия водоносного горизонта [22,23].

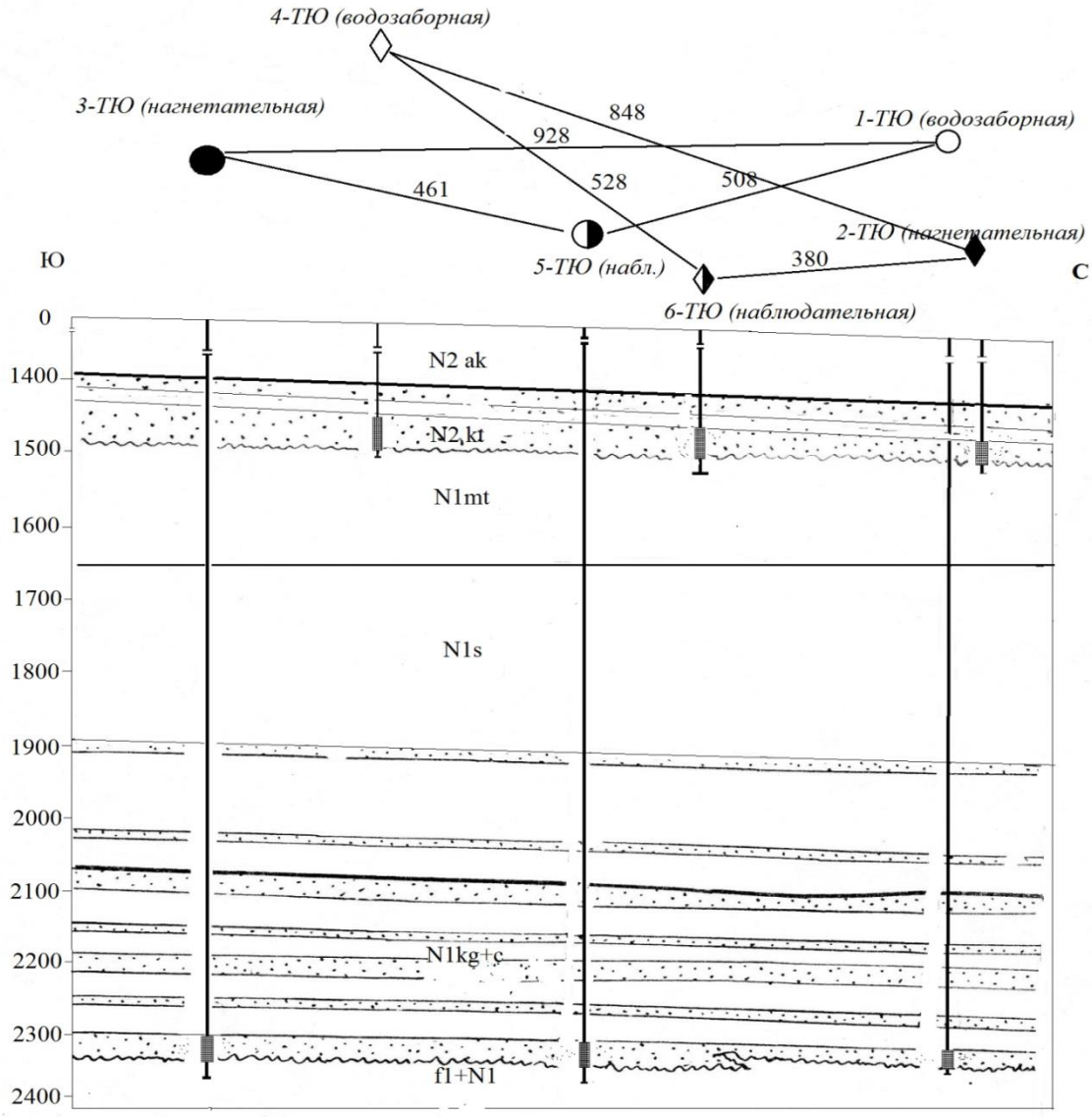

Рисунок 1.6 - Схема расположения скважин опытных ячеек ГЦС на участке Юрковка Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод оборудованных на плиоцен среднемиоценовый термоводоносный комплекс.

Особенно большое значение при опробовании глубоко залегающих водоносных горизонтов имеют результаты, полученные по данным снижения уровня в наблюдательных скважинах независимо от положения в них фильтра по отношению к центральной скважине, в качестве наблюдательных должны использоваться все разведочные скважины, пробуренные в радиусе влияния опытной скважины.

Точность получаемых в результате опытных выпусков характеристик водопроницаемости горных пород в первую очередь зависит от того, насколько удачно проведена схематизация природных условий, а также сделан выбор понижений и продолжительности выпусков.

При совместном определении коэффициентов фильтрации и пьезопроводности (уровнепроводности) продолжительность кустовой откачки увеличивают в напорных водах обычно до 10-15 сут. При этом продолжительность кустовой откачки должна обеспечить не только необходимые значения понижений в наиболее удаленных наблюдательных скважинах, но и достижение в них квазистационарного режима в течение времени, достаточного для построения временных и комбинированных графиков прослеживания.

Коэффициенты фильтрации и пьезопроводности для относительно однородного пласта, неограниченного в плане, можно определять методом графоаналитической обработки результатов откачки в том случае, если наступает квазистационарный режим фильтрации, т.е. при соблюдении условия

$$r2/(4at) \leq 0,1 \qquad (10)$$

Для расчетов по центральной скважине это условие всегда соблюдается, а для расчетов по наблюдательным скважинам при кратковременных выпусках и малом значении коэффициента пьезопроводности оно может быть нарушено, и тогда следует пользоваться общей зависимостью для неограниченного пласта пользуясь формулой:

$$S = -\frac{Q}{4\pi Km} E_i\left(-\frac{r^2}{4at}\right), \qquad (11)$$

где Ei – интегральная показательная функция, определяемая по таблице;

r – радиус скважины (если определение производится по центральной скважине) или расстояние от центральной скважины до наблюдательной (если определение производится по наблюдательной скважине);

a – коэффициент пьезопроводности;

t – время, исчисляемое от начала выпусков.

Основные сведения по скважинами и исследуемым объектам приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Основные сведения по скважинам, оборудованным на среднемиоценовый термоводоносный комплекс

№№ пп.	Основные сведения	Разведочные скважины	
		центральная	Наблюдательная
		1-ТЮ	5-ТЮ
1	Эффективная мощность водоносного горизонта, м	8,0	22,5
2	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168
3	Расположение водоприемной части скважины в пласте (интервал перфорации)	2285-2295 (открытий ствол)	2282-2306 (перфорированная колона)
4	Водовмещающие породы	песчаники плотные, мелкозернистые	
2	Расстояние до наблюдательной скважины, м	500	
	Режим водовыпуска скважины, дебит, $дм^3/с$	33,3 (при постоянном, максимальном расходе)	
	Температура воды на устье, ^oC	90-92	
4	Степень однородности пласта	однородный по простиранию и по мощности	
5	Гидравлический тип пласта	напорные воды	
6	Характер внешних границ пласта в плане	пласт неограниченный по простиранию, с кровли и подошвы перекрыт водоупорными глинами	
7	Режим подземных вод	напорный, температурный	
8	По степени и характеру вскрытия пласта	скважины совершенные	
9	Разновидность опытной откачки	Кустовая	

Для получения представительного участка расчетного графика S = f(lgt) общая продолжительность выпусков, судя по опыту [2], должна быть не менее чем в 5 раз больше контрольного времени. Расчеты эти ориентировочны, и общая продолжительность откачки корректируется в процессе опыта путем построения расчетного графика, начало прямолинейного участка, которого соответствует наступлению квазистационарного режима.

Пуск скважин на начальном этапе, как правило, сопровождается обильным выносом песка. Собственно выпуск был начат после полной очистки скважины от песка.

Скважину отрабатывали через 30мм штуцер с дебитом $33дм^3/с$. Продолжительность ступени 55 часов. Замеры дебита производились объемным методом (мерная емкость объемом $25м^3$ градуированный через 1м-замеряемый объем 6286 литров).

В центральной скважине стабилизация параметров (давления, температуры, дебита) происходит практически после очистки скважины от песка т.е. в течение 2-4 суток.

Как видно из графика слежения за темпом снижения давления на устье наблюдательной скважины 5-ТЮ, при водовыпусках из центральной 1-ТЮ (находящейся на удалении 500 метров) стабилизация давления наступает через 28-30 часов после достижения фронта возмущения (рисунок 1.7).

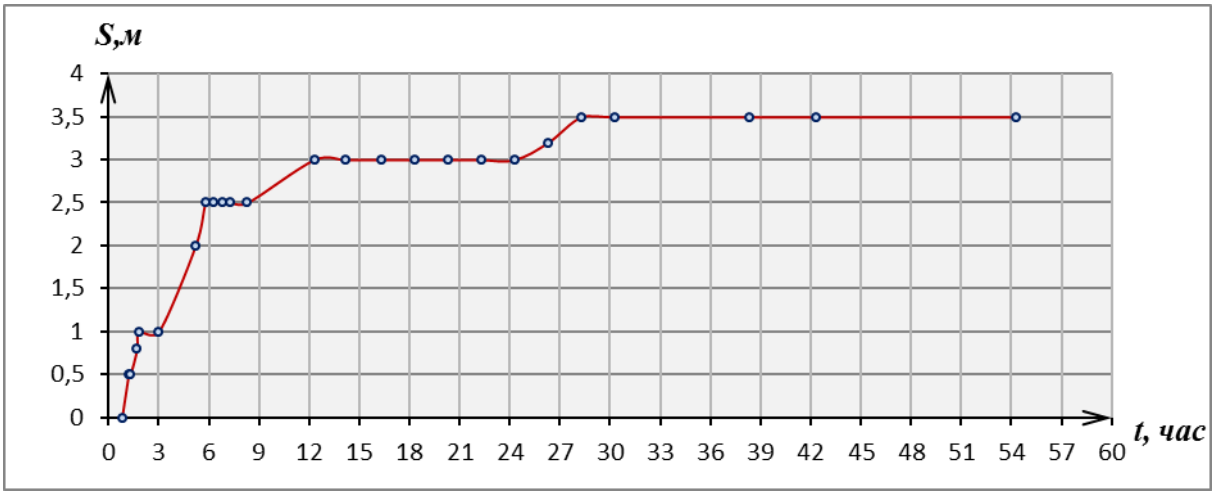

Рисунок 1.7 - График прослеживания за снижением уровня S = f(t) в наблюдательной скважине 5-ТЮ

Для определения коэффициентов фильтрации и пьезопроводности по данным выпусков в напорных водоносных горизонтах строится полулогарифмический график зависимости значения понижения S от времени, так называемый "график временного прослеживания" S = f (lgt). Этот график выражается прямой (рисунок 1.8), уравнение которой имеет вид:

$$S = A + C \cdot lgt, \quad (12)$$

где t - время, исчисляемое от начала выпуска;

A - начальная ордината, определяемая как отрезок, отсекаемый на оси ординат;

C - угловой коэффициент, который равен tgα,

$$C = (S2 - S1)/(lgt2 - lgt1). \quad (13)$$

Коэффициент фильтрации определяется по формуле:

$$Km = 0{,}183\ Q/C, \quad (14)$$

где m - мощность водоносного пласта.

Формула (12) справедлива при расчетах как совершенных, так и несовершенных скважин.

Коэффициент пьезопроводности для совершенных скважин определяется по следующей формуле:

$$lga = 2\ lgr - 0{,}35\ \frac{A}{C}, \quad (15)$$

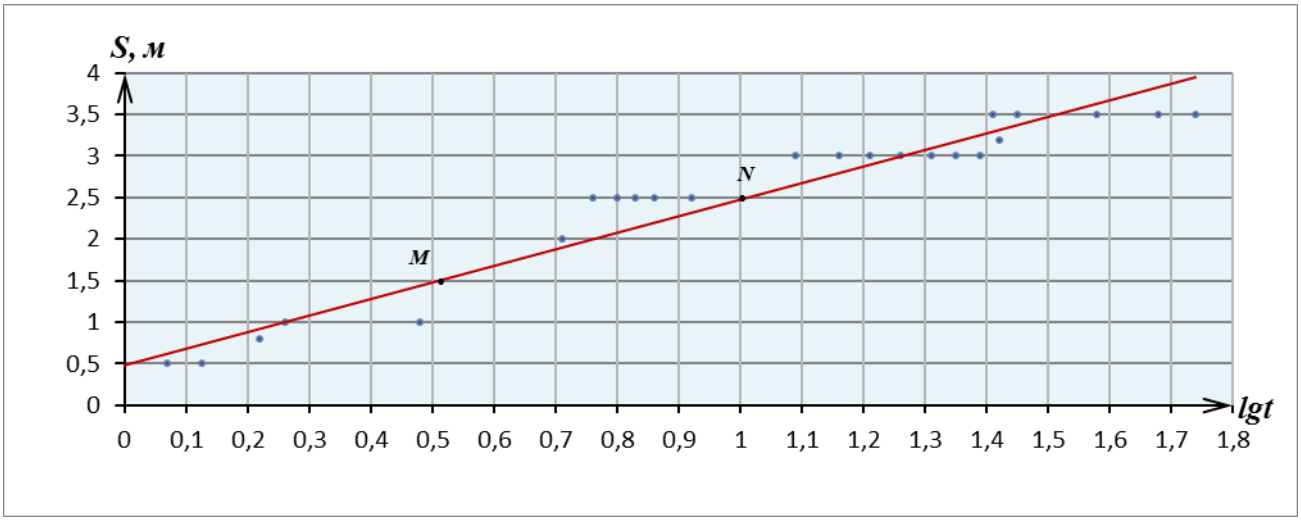

Рисунок 1.8 - Преобразованный график прослеживания за понижением уровня S = f (lgt) в наблюдательной скважине 5-ТЮ

Из графика находим А = 0,5. Пользуясь формулой (13), определяется С по точкам М и N, взятым произвольно на прямой,

$$C = (2,5 – 1,5)/(1,0 - 0,5) = 1,0/0,5 = 2,0$$

По формулам (14) и (15) определяется коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности:

$$Km = 0,183 \cdot 2877/2,0 = 263 \text{ м2/ сут;}$$

$$\lg a = 2 \cdot \lg 500 - 0,35 + 0,5/2,0 = 5,39 - 0,35 + 0,25 = 5,29$$

откуда $a = 4,6 \cdot 106$ м^2/сут.

Продолжительность наблюдений за восстановлением давления зависит от времени наступления стабилизации, что составило 14 часов с момента остановки центральной скважины т.е 75-80% продолжительности выпуска (рисунок 1.9).

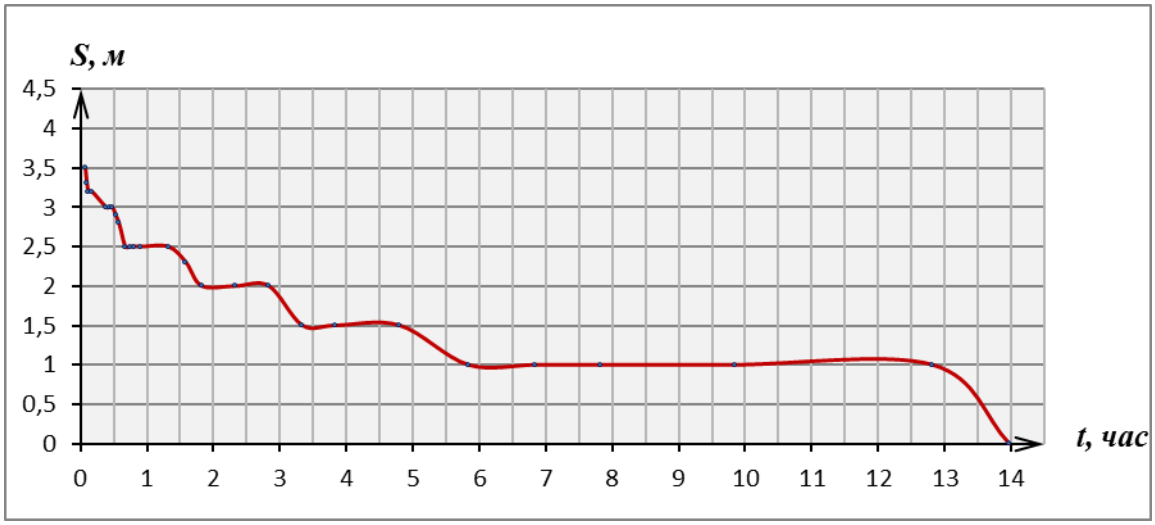

Рисунок 1.9 - График прослеживания за восстановлением уровня S = f (t) в наблюдательной скважине 5-ТЮ

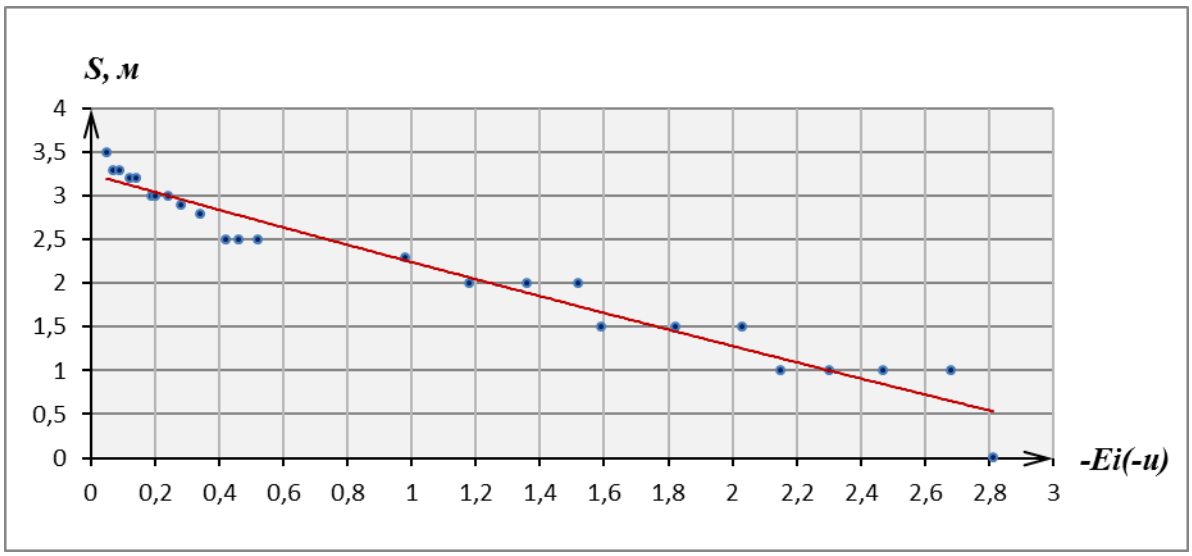

Рисунок 1.10 - Преобразованный график прослеживания за восстановлением уровня S= f [-Ei(-u)]в наблюдательной скважине 5-ТЮ

Пользуясь формулой (11) определяем по точкам С,

$$C = -\frac{S_2 - S_1}{-Ei(-u_2)] - [-Ei(-u_1)}$$;

$u_1 = \frac{r^2}{4at_1}$; $u_2 = \frac{r^2}{4at_2}$; а = 3,1·10^6 м^2/сут.

$$c = -\frac{2,0-1,5}{1,8-0,6} = 0,83;$$

Подставляя значения в формулу (5) определяем водопроводимость

$$Km = \frac{2877}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,83} = \frac{2877}{10,42} = 276 \text{ м}^2/\text{сут};$$

Как видно из расчетов по определению фильтрационных параметров по данным кустовой откачки по кривым снижения и восстановления давлений, полученные величины водопроводимости и пьезопроводности для среднемиоценовых отложений отличаются хорошей сходимостью.

Аналогичные опыты на каждом из ячеек проводились и на других участках Болгарский Хутор и Большая Арешевка.

Полученные результаты и принятые значения расчетных гидрогеологических параметров по всем продуктивным горизонтам на участках приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Значения расчетных гидрогеологических параметров продуктивных термоводоносных горизонтов (комплексов)

№№ пп	Номера скважин		Расчетные значения принятых гидрогеологических параметров					
			по кривой снижения давления (уровня)		по кривой восстановления давления (уровня)		принятые значения	
	центр	набл.	km, $м^2$/сут	а, $м^2$/сут	km, $м^2$/сут	а, $м^2$/сут	km, $м^2$/сут	а, $м^2$/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	участок Юрковский							
1	Первый продуктивный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	1-ТЮ 5-ТЮ	5-ТЮ 1-ТЮ	263 228	$3,6 \cdot 10^6$ $2,6 \cdot 10^6$	276	$2,85 \cdot 10^6$	221	$3,1 \cdot 10^6$
2	Продуктивный горизонт континентальной толщи плиоцена							
	4-ТЮ	6-ТЮ	203	$4,5 \cdot 10^6$	221	$1,8 \cdot 10^6$	212	$3,0 \cdot 10^6$
	участок Большая Арешевка							
3	Первый продуктивный горизонтв отложениях ср. миоцена							
	3-ТА 3-ТА	2-ТА 1-ТА	204 229	$8,1 \cdot 10^6$ $4,3 \cdot 10^6$	217 222	$1,9 \cdot 10^6$	216	$6,0 \cdot 10^6$
	участок Болгарский Хутор							
4	Первый продуктивный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	1-ТД	-		$3,6 \cdot 10^6$	-	-	218	$2,0 \cdot 10^6$
5	Второй продуктивный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	4-ТД	5-Тар	66	$2,0 \cdot 10^5$	-	-	66	$2,0 \cdot 10^5$
6	Продуктивный горизонт континентальной толщи плиоцена							
	2-ТД	-	215	-	-	-	212	$3,0 \cdot 10^6$

Учитывая, что по разным участкам получены достаточно близкие значения параметров, эти параметры можно распространить как по месторождении в целом так и по аналогии на новых соседних участках (месторождениях).

Полученные значения гидродинамических параметров можно использовать в качестве исходных данных при решении задач по прогнозу взаимодействия водозаборных участков и изменения гидродинамических условий продуктивных горизонтов при эксплуатации в режиме самоизлива и при условии обратной закачки с использованием методов математического моделирования.

Моделирование необходимо выполнить применительно к схеме водозабора конкретно на каждом из участков.

По результатам выполненной геофильтрационной схематизации для каждого из продуктивных термоводоносных горизонтов необходимо принять однопластовую расчетную схему модели, движение подземных вод которой подчиняется законам плановой фильтрации. Границы моделей водозаборных участков необходимо задать исходя, главным образом, из расстояний между участками, полученных гидродинамических параметров продуктивных горизонтов, а также максимальных значений водоотбора (нагнетания). При моделировании гидродинамических прогнозных задач решение необходимо проводить в зависимости от понижений динамических уровней от статических, границы моделей при решении задач представляют собой контур с неизменной величиной расхода подземных вод.

С целью облегчения схематизации геолого-гидрогеологических условий при подборе расчетных схем расширены понятия об однородности и неоднородности водоносных горизонтов в граничных условиях. Уже на стадии детальных поисков уточнена методика определения расстояний от водозаборных скважин до нагнетательных и продолжительности выпусков при определении гидрогеологических параметров в условиях установившегося режима фильтрации [19].

Лабораторными методами определены теплофизические параметры: для воды (теплоносителя) - теплоемкость и теплопроводность, для водовмещающих пород - теплоемкость, теплопроводность и температуропроводность.

Эффективные мощности определены по интерпретации каротажных диаграмм. Усредненные значения эффективных мощностей по разведочным участкам и месторождения в целом приводятся в таблице 1.10.

Таблица 1.10 - Принятые значения эффективных мощностей продуктивных термоводоносных горизонтов

№№ пп	Эффективная мощность, м			
	Разведочные участки			Среднее по месторождению
	Юрковский	Большая Арешевка	Болгарский Хутор	
1	2	3	4	5
1	Первый продуктивный горизонт в отложениях ср. миоцена			
	23,5	33,0	39,0	32,0
2	Второй продуктивный горизонт в отложениях ср. миоцена			
	43,5	20,0	14,0	26,0
3	Продуктивный горизонт в отложениях ср. плиоцена			
	55,0	59,0	48,5	54,0

Теплофизические параметры определены и приняты по данным лабораторных исследований на пробах воды и образцах керна. При этом по теплоносителю (пластовой воде) получены значения достаточно близкие к стандартным величинам [24].

При определении теплоемкости водовмещающих пород получен большой разброс значений, а по разным участкам расхождения даже средних величин теплоемкости достигают порядка 100 Дж/кг·К. В качестве расчетной величины теплоемкости водовмещающих пород приняты данные по Юрковскому участку. Принятые значения теплофизических параметров приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Расчетные значения теплофизических параметров теплоносителя и водовмещающих пород

аметры	Единица измерения	Вода (теплоноситель)	Водовмещающие породы	
			Водоносный комплекс	
			Средний миоцен	Средний плиоцен
1	2	3	4	5
Объемная масса (плотность)	кг/м^3	979	2111	2032
Теплоемкость	Дж/кг·К	4120	772	772
Теплопроводность	Вт/м·К	0,667	1,24	1,13
Температуропроводность	м ^{2}/с·10^{-6}	-	0,815	0,835

В основу изучения геотермической обстановки месторождения и определения гидрогеологических параметров положены данные глубинных термогидродинамических исследований, которые проводились перед началом в процессе и по окончании работ на каждом из участков.

Проектные нагрузки на эксплуатационные скважины и рабочие (динамические) давления принимаются по фактическим данным опробования скважин, поскольку в этом случае интегрально учитывается скачок уровня в призабойной зоне, гидродинамические потери на трение и термолифт. В этом случае, если принятые проектные нагрузки не совпадали с фактическими дебитами при опробовании скважин, проектные дебиты эксплуатационных скважин и рабочие (динамические) давления определяются по индикаторным диаграммам Рдин = f (Q). Принятые проектные нагрузки на водозаборные и нагнетательные скважины по участкам приведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 - Проектные нагрузки на эксплуатационные и нагнететельные скважины по разведанным участкам Тарумовского месторождения

	Водозаборные скважины				Нагнетательные скважины			
							Результаты опробования	
	Проектный дебит, $м^3$/сут	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Фактический дебит, давление дин. Q, $м^3$/сут / Р, МПа	Проектный дебит, $м^3$/сут	Рабочее давление, МПа	Дебит, $м^3$/сут	Рабочее давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	участок Юрковский							
	Первый продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	3333	0,725	90	2420÷5443 0,725÷1,3	3333	4,7	1434-2765	2,1-3,2
2	Продуктивный горизонт континентальной толщи плиоцена							
	2500	0,75	63	2151÷2851 0,75÷1,1	2500	4,7	1728-2678	2,0-2,4
3	участок Большая Арешевка							
	Первый продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	2920	0,72	90	2678÷2929 0,72÷0,83	2920	4,5	1382-2592	1,5-2,6
4	участок Болгарский Хутор							
	Первый продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	3000	0,5	90	3024÷3456 0,5÷0,68	3000	4,5	-	-
5	Второй продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена							
	1730-3000	0,3-0,42	90	1495÷3060 0,26÷0,6	1730-3000	4,5	1037-1261	1,1-1,8
6	Продуктивный термоводоносный горизонт континентальной толщи плиоцена							
	2300	0,27	62	2246÷2740 0,06÷0,27	2300	4,5	-	-

Таблица 1..13 - Эксплуатационные запасы теплоэнергетических вод Тарумовского месторождения, тыс.м^3/сут. (по состоянию на 01.01.2019г)

№№ пп	Эксплуатационные запасы, тыс.м^3/сут						Температура, ^{0}С
	При заданном режиме эксплуатации, *зимой* / *летом*			При непрерывном режиме эксплуатации			
	Всего	в т.ч. по категориям		Всего	в т.ч. по категориям		
		В	C_1		В	C_1	
1	2	3	4	5	6	7	8
участок Юрковский							
1	Продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена						
	10,0 / 0,9	2,2 / 0,9	7,8 / –	5,0	1,1	3,9	90
2	Продуктивный горизонт континентальной толщи плиоцена						
	5,0 / –	2,6 / –	2,4 / –	2,5	1,3	1,2	63
3	*Всего по участку:*						
	15,0 / 0,9	4,8 / 0,9	10,2 / –	7,5	2,4	5,1	63-90
участок Большая Арешевка							
4	Продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена						
	14,6 / 0,9	2,2 / 0,5	12,4 / –	7,3	1,1	6,2	90
5	*Всего по участку:*						
	14,6 / 0,9	2,2 / 0,5	12,4 / –	7,3	1,1	6,2	90
участок Болгарский Хутор							
6	Первый продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена						
	6,0 / –	– / –	6,0 / –	3,0	-	3,0	90
7	Второй продуктивный термоводоносный горизонт в отложениях ср. миоцена						
	4,73 / 0,5	1,03 / 0,5	3,7 / –	2,37	0,5	1,87	90
8	Продуктивный термоводоносный горизонт континентальной толщи плиоцена						
	4,6 / –	– / –	4,6 / –	2,3	-	2,3	62
9	Всего по участку:						
	15,33 / 0,5	1,03 / 0,5	14,3 / –	7,7	0,5	7,2	62-90

На основании выполненных расчетов и обоснований по разведанным участкам категоризация подсчитанных запасов выполнена следующим образом: к категории В отнесены запасы, подтвержденные продолжительными экспериментами по закачке на разведочных дуплетах скважин, остальные подсчитанные запасы отнесены к категории C_1 – 82 %.

По результатам опытно-промышленной эксплуатации и при условии устойчивой работы циркуляционных систем запасы могут быть переведены из категории C_1 в категорию В, т.е. после полного освоения подсчитанных запасов все они могут быть переведены в категорию В.

Для оценки обеспеченности эксплуатационных запасов практический интерес представляют естественные запасы тепла в продуктивных горизонтах между рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Приближенные балансовые расчеты показывают, что емкостные запасы тепла в пластовой воде и в скелете водовмещающих пород в трех продуктивных горизонтах на каждом участке составляют порядка

$n \cdot 10^8$ Гкал (где n = 1÷ 5). При планируемых темпах извлечения тепла по участкам и горизонтам порядка

$n \cdot 10^4$ Гкал /год. Этих запасов тепла при равномерном охлаждении пласта достаточно для работы водозаборов в течение 10^4 лет. Следовательно, естественными запасами тепла работа водозаборов обеспечена практически на неограниченный срок по всем участкам и горизонтам.

Таблица 1.14 - Эксплуатационные запасы тепла по месторождению

Участки	Годовое производство тепла, ГДж	Эксплуатационные запасы за расчетный срок, ГДж
1	2	3
Юрковский Большая Арешевка Болгарский хутор	386,4 470,9 404,9	9660,0 11772,5 10122,5
Всего по месторождению	1262,2	31555,0

Согласно действующей классификации эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод при достигнутом соотношении запасов категорий В и C_1 разведанные участки формально не подготовлены к промышленному освоению. Однако это обстоятельство не обусловлено недостаточной изменчивостью продуктивных горизонтов. Предложенная осторожная категоризация запасов связана с неуверенностью прогнозов по работе нагнетательных скважин (точнее их приемистостью и с приближенностью тепловых прогнозов по движению фронта охлажденных вод). Дополнительными разведочными работами надежность прогнозов повысить невозможно.

Выводы:

Проведя, опытные и опытно-промышленные испытания с полным циклом исследовательских работ в течение одного отопительного сезона получена информация об эксплуатационных параметрах ГЦС и уточнена промышленно-технологическая схема разработки месторождения и её технико-экономические показатели.

Экспериментально установлено влияние качества закачиваемых вод (содержание механических примесей, нефтепродуктов и других органических соединений) на изменение проницаемости призабойной зоны нагнетательных скважин.

Циркуляционная технология добычи геотермальной энергии приближает этот вид энергетики к традиционным и требует нового подхода к оценке эксплуатационных запасов месторождений. Основным, существенным отличительным признаком такого подхода к оценке эксплуатационных запасов является оценка извлекаемых и полезно используемых тепловых запасов. В продуктивном коллекторе и насыщающем его флюиде аккумулирована тепловая энергия, которую необходимо извлечь наиболее эффективным способом, однако только часть извлеченной из недр тепловой энергии может быть полезно использована в эксплуатационном комплексе.

Трудность геолого-экономической оценки месторождений теплоэнергетических вод заключается и в том, что эти воды являются комплексным полезным ископаемым и одновременно могут использоваться в самых различных целях. Возможность разностороннего комплексного использования этих вод создает определенные трудности в разработке систем геотермального теплоснабжения и требует проведения специальных опытных, опытно-экспериментальных, технико-экономических исследований и сопоставлений на всех стадиях геологоразведочных работ от поисков до опытно-промышленной эксплуатации. В этой связи (т.е. при использовании ГЦС) предлагается не разделять стадии проведения геологоразведочных работ. Уже в начальной стадии разведки предлагается создание на площади термоводозабора одной ячейки ГЦС и пуска ее в опытно - промышленную эксплуатацию.

Под разведкой месторождения в данном случае понимается выявление возможности получения геотермального флюида (на первой разведочной скважине) и создание ячейки ГЦС (бурения второй нагнетательной скважины в непосредственной близости от первой). Натурные исследования на первой ячейке позволят определить режимы работы и спроектировать (заложить точки бурения) второй ячейки. Постадийное наращивание мощности термоводозабора позволит более детально с меньшими ошибками и капвложениями изучать площадь термоводозабора, экспериментально определить все особенности коллектора и флюида и одновременно получать прибыли уже на действующих опытно-промышленных ячейках ГЦС. Для месторождений пластового типа оконтуривать участок работ нет необходимости, так как работа одной ячейки затрагивает очень небольшую (расположенную между водозаборной и нагнетательной скважинами) площадь пласта и практически не влияет на работу других ячеек ГЦС. Материал, полученный при опытно-промышленной эксплуатации ячеек, позволит с большей достоверностью оценить эксплуатационные запасы разведочной площади или месторождения.

Понятие ГЦС включает в себе наземную и подземную части единого геотермального комплекса и при оценке экономических показателей геологоразведочных работ к оценке запасов необходимо учитывать и затраты на обустройство схем опытных ячеек.

Оценка запасов по тепловой энергии - это не простой пересчет извлекаемых объемов ТЭВ с их температурным потенциалом в соответствующий эквивалент тепловой энергии. При работе ГЦС можно извлекать любое наперед заданное количество флюида, все зависит от той приемистости, которую при существующих технических средствах можно добиться в ячейках и от плотности числа ячеек на единицу поверхности термоводозабора. Однако понятие извлекаемых тепловых запасов включает не только объем циркулирующего теплоносителя, но и температурный его режим (устьевые температуры на добычных и нагнетательных скважинах). Этот факт накладывает определенные ограничения на плотность сетки скважин, что и приводит к определенным ограничениям на величину извлекаемых тепловых запасов. Разбурив единицу поверхности месторождения более плотной сеткой скважин можно добиться более высокого коэффициента извлечения тепловой энергии. Однако здесь вступает в действие экономические показатели: извлечение максимума тепловой энергии при минимуме затрат. Здесь определенную роль играет и сроки окупаемости капитальных затрат, а также промышленный срок эксплуатации геотермального комплекса.

На величину коэффициента извлечения влияет допустимый разброс параметров геотермального теплоносителя, определенный потребителем. Например, потребитель может работать на теплоносителе с разбросом входной и выходной температуры, соответственно, в пределах 90-95^{0}С и 35-45^{0}С, то срок промышленной эксплуатации может быть значительно увеличен, или может быть увеличено плотность числа скважин, что означает увеличение энергопроизводительности и соответственно коэффициента извлечения.

Оценка эксплуатационных запасов, в соответствии с вышеизложенным, диктует определенные условия и требования к фактическому материалу, получаемому в процессе разведки, изучения и опытно-промышленной эксплуатации. Значительно расширяется круг промысловых исследований. Это, прежде всего режимные наблюдения, их анализ и обобщение на опытных ячейках. Сроки проведения этих экспериментов определяются из условий гидродинамического взаимодействия пары скважин (водозаборной и нагнетательной). Экспериментальное выявление стабильных и оптимальных режимов работы ячеек является основным этапом геологоразведочных работ. Кроме того, на этой же стадии апробируется схема наземного оборудования от теплообменных устройств до системы водоподготовки. Так как методика предполагает оценку запасов по теплу, то достоверное знание теплофизических свойств в значительной степени определяет точность

расчетов. Поэтому определение теплофизических параметров необходимо проводить в лабораторных условиях

Отличительными требованиями к исходному материалу является определение в естественных условиях мощности охлаждения горизонта и равномерности фронта потока в плане. С этой целью необходимо использовать глубинную расходометрию, термометрию и закачку индикатора. Очень важно, для расчета полезно используемых тепловых запасов, знание режима работы потребителя в данных климатических условиях и динамические характеристики роста и снижения тепловых нагрузок.

В предлагаемой схеме определение количества извлекаемых тепловых запасов является достаточно сложной научно-технической задачей. Простое бурение скважин, их освоение до получения промышленного притока является только одним этапом геологоразведочных работ. Срок опытно-промышленной эксплуатации с целью оценки эксплуатационных запасов определяется для каждого месторождения теплоэнергетических вод индивидуально. Однако стабильный режим работы ячеек должен наблюдаться не менее одного полного отопительного сезона.

Общим требованием ко всем системам геотермального теплоснабжения с вторичным теплоносителем является обеспечение большого перепада температур на стороне геотермального теплоносителя, чтобы можно было максимально снизить расход геотермальной воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки. Учитывая, что здесь речь идет не о строительстве каких-то конкретных ГЦС, а о методике расчета основных параметров наземного комплекса на этапе оценки ресурсов теплоэнергетических вод, необходимым условием является допущение о повсеместности потребителя. Это означает, что при определении себестоимости добычи геотермальной энергии учитываются затраты на сооружение магистральной теплотрассы средней длиной 10 км, т.е. предполагается, что на любой площади диаметром 20 км уже имеется или когда-нибудь может появиться потребитель геотермальной воды. Второе допущение сводится к ограничению верхнего уровня температуры добываемого теплоносителя до 100^0С, пренебрегая несущественным изменением ее теплового потенциала при больших расходах воды в скважинах и изолированной теплотрассе. Представляется, что именно такая последовательность изучения и освоения месторождений теплоэнергетических вод позволит значительно сократить сроки ввода их в эксплуатацию и снизить затраты на проведение геологоразведочных работ. Одновременно более обоснованной будет и оценка эксплуатационных запасов, базирующихся на результатах анализа достоверных данных эксплуатации.

Реализованный подход на трех участках (Болгарский хутор, Юрковка, Большая Арешевка) Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод в Северном Дагестане

где по результатам предварительной разведки оценены и утверждены эксплуатационные запасы по промышленным категориям $B+C_1$, и рекомендованы их в опытно-промышленную эксплуатацию необходимо использовать как близкий к исходному (базовый) при проектировании ГЦС пуска их в опытно-промышленную эксплуатацию и оценке эксплуатационных запасов (по методу аналогий) на других соседних площадях и участках с близкими (аналогичными) геолого-гидрогеологическими и геотермическими условиями такие как Кизлярская, Кордоновка, Речнинское, Крайновка, Кочубей, Южно-Тарумовскаяи т.д.), запасы которых не заявлены и не представлены на утверждение в Комиссию по запасам полезных ископаемых и соответственно находятся на нераспределенном фонде недр.

Раздел 2. Оценка перспектив использования ресурсного потенциала возобновляемых источников энергии регионов Юга России

2.1 Исследование энергетического потенциала и уровня технологического развития Республики Дагестан за 2000-2018 гг.

В отчёте по этапу основное внимание уделено разработке исходных данных, сбору и обработке фактического и статистического материала по топливно-энергетическим ресурсам Республики Дагестан за длительный период, поиску системы показателей, наиболее адекватно отображающих уровень технологического развития региона.

В настоящее время в республике ведётся работа по разработке "Стратегии социально-экономического развития Республики Дагестан" на период до 2035 года. Стратегия направлена на обеспечение устойчивого развития Республики Дагестан и основывается на приоритетах, определенных в Указе Президента РФ от 07.05.2018 № 204 "О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации" на период до 2024 года, Государственной программе РФ "Научно-технологическое развитие Российской Федерации", утверждённой постановлением Правительством РФ от 29.03.2019 №377, Концепции научно-технологического развития Республики Дагестан, утвержденной Правительством РД от 01.07.2019 № 180-р, Послании Главы Республики Дагестан Народному Собранию Республики Дагестан на 2019 год от 20 марта 2019 года.

При этом анализ сложившейся ситуации в топливно-энергетическом комплексе региона и стратегическое видение его развития основывается на следующих аспектах.

Дагестан - энергодефицитный регион с напряжённым энергетическим балансом, не располагает значительными запасами классических видов органического топлива (нефть, уголь, газ) и поэтому вынуждена ввозить из других регионов России до 90% потребляемого

природного газа, 75% нефтепродуктов и почти 100% твердого и жидкого топлива, что ложится тяжелым бременем на бюджет республики и доходы населения.

В тоже время Дагестан относится к перспективным регионам для непрерывного использования солнечной, ветровой, гидро- и геотермальной энергии, и создания гибридных энергетических проектов. Однако, чтобы свести к минимуму риски при реализации подобных проектов необходимо провести предварительную оценку возобновляемых источников энергии. В связи с этим нами проанализированы основные территориальные и климатические зоны Дагестана, и проведена оценка энергетического потенциала и возможного вклада имеющихся в регионе компонентов ВИЭ и прежде всего геотермальной энергии в экономический рост, социальное развитие и доходы бюджета республики.

В современных условиях важнейшим источником экономического роста является научно-технологический прогресс. В развитых странах мира (США, Японии, Германии, Франции и др.) основой экономики является производство высокотехнологичной и наукоёмкой продукции. В таких странах, удельный вес инновационных товаров, работ, услуг в общем объёме отгруженных товаров составляет порядка 15-25%, в то время как в России этот показатель составляет 6-9%.

Одним из ключевых факторов успешного развития экономики региона является высокий уровень развития науки и использования передовых технологий, что способствует росту экономики и повышению качества жизни населения.

Оценка научно-технологического развития Дагестана указывает на значительное отставание республики от других регионов России [31]. Сегодня по индексу научно-технологического развития Дагестан занимает 74 место из 83 исследованных регионов РФ, а по индексу "Социально-экономические условия инновационной деятельности" последнее – 85 из 85. Не лучше обстоит дело и с использованием передовых технологий (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Использование передовых технологий, ед. на 100 тыс. населения

№ пп.	Территория	Значение индекса научно-технол. Развития	Использование передовых технологий							
			2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Откл. от среднерос. знач., раз
1	Москва	80,06								
2	Санкт-Петербург	71,47								
3	Республика Татарстан	65,53								
4	Нижегородская область	65,35	551	442	388	337	349	349	357	2,40
5	Самарская область	63,74	147	193	214	208	227	242	269	1,81
17	Владимирская область	49,59	111	206	226	226	234	245	279	1,87
29	Республика Мордовия	40,49	143	315	318	322	337	360	362	2,43
30	Новгородская область	40,36	161	265	309	285	270	301	303	2,03
31	Удмуртская Республика	38,74	199	310	301	304	322	294	377	2,53
35	Тверская область	37,05	106	184	178	206	253	286	303	2,03
43	Липецкая область	34,17	54	189	194	216	315	274	279	1,87
56	Магаданская область	30,49	0	269	250	338	405	326	420	2,82
…	……	…..	..	...	…..	…..	…..	…..	…..	…..
67	Кабардино-Балкарская Республика	22,91	12	22	31	36	33	29	30	0,20
68	Республика Крым	21,95								
72	Респ. Северная Осетия-Алания	20,44	3	3	3	3	0	0	4	0,03
74	Республика Дагестан	17,76	52	62	19	15	14	14	14	0,09
75	Карачаево-Черкесская Республика	17,54	0	15	18	16	17	18	19	0,13
81	Республика Калмыкия	13,18	3	2	6	5	5	12	18	0,12
82	Чеченская Республика	10,34	0	23	12	15	17	24	26	0,17
83	Республика Ингушетия	7,77								

2.1.1 Система показателей для оценки уровня технологического развития

Оценивать уровень технологического развития (УТР) Дагестана можно по широкому спектру экономических показателей. Однако общими для всех ведущих технологических стран (Южная Корея, Израиль) являются опережающие приросты потребления электроэнергии-нетто. Поэтому в данной работе мы будем придерживаться методологии сайта EES EAEC "Мировая энергетика", согласно которой УТР региона характеризуется уровнем его электрификации, исчисляемый как отношение потребления электроэнергии (нетто) к потреблению энергоносителей [32-34].

Приступая к решению этой проблемы необходимо было:

- дать оценку запасов природных энергоносителей, на основе подтвержденных геологических данных и желательно с приведением картографических данных;

- построить зависимости (таблицы) численности населения, валового регионального продукта (в номинальных и реальных ценах и душевого потребления за длительный период);

- построить топливно-энергетический баланс республики, временные ряды за длительный период производства энергоносителей и конечного потребления;

- дать статистику электроэнергетического комплекса Дагестана: установленная мощность электрических станций (в том числе характеристику состава оборудования электрических станций со сроками ввода), производство электроэнергии-брутто.

- составить электрический баланс Дагестана по всем его составляющим, в том числе, временной ряд конечного потребления;

- проанализировать уровни электропотребления по секторам - промышленность, население, сельское хозяйство;

- рассчитать показатели энергетической эффективности: коэффициенты эластичности производства энергоносителей и производства электроэнергии, душевые потребления электрической энергии (валовое и населением), энергоемкость и электроемкость, и далее уровень технологического развития.

При этом вся приводимая статистика группируется и систематизируется в виде последующих подразделов.

Макроэкономические показатели:

- Население;
- Валовой внутренний продукт (по паритету покупательной способности)
- ВВП*;
- Природные энергоносители (доказанные, подтвержденные запасы);
- Топливно-энергетические балансы.

Технико-экономические показатели**:**

- Установленная мощность генерирующих источников;
- Производство и потребление электрической и тепловой энергии;
- Число часов использования установленной мощности;
- Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций;
- Потери в электрических сетях

Показатели энергетической эффективности**:**

- Душевое потребление валового внутреннего продукта;
- Душевое потребление энергоносителей;
- Душевое потребление полезной электроэнергии;
- Уровень технологического развития;
- Энергоемкость ВВП*
- Электроемкость ВВП*

Тарифы (цены) на электроэнергию**:**

- Тарифы на электрическую и тепловую энергию, цены на энергоносители, преобразуемые в электрическую и тепловую энергию, рыночные индикаторы.

В настоящем отчёте будут рассмотрены макроэкономические показатели, т.е. пять ключевых технологических индикаторов развития дагестанской экономики: ВРП, объёмы добыча нефти и природного газа, запасы ВИЭ, объёмы производства и потребления электроэнергии, объёмы добычи и потребления геотермальных вод.

2.1.2 Душевое потребление валового регионального продукта

2.1.2.1. Население. Республика Дагестан - самый многонациональный регион России. По данным Росстата численность населения республики на 1.01.2019 г. составляет 3086126 чел., плотность - 61,39 чел./км^2. Городское население - 45% [35].

2.1.2.2. ВРП. По данным Росстата, Дагестан - 52-я экономика среди субъектов России по объёму валового регионального продукта. В 2017 г. ВРП Дагестана составил 623,4 млрд. руб. или 0,83% суммарного объёма ВРП Российской Федерации (таблица 2.2) [36, 37].

2.1.2.3. Природные энергоносители. Индикаторы и целевые показатели в области энергосбережения приведены в Государственной программе РД "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Дагестан" на 2014-2020 гг.

Как видно из таблицы 2.3, в республике прослеживается устойчивая тенденция роста численности населения и потребления всех видов энергоресурсов. В 2018 г. было потреблено электрической энергии (полезный отпуск) 4688,3 млн. кВтч, тепловой энергии - 1893,7 тыс. Гкал, природного газа – 4588,9 млн. куб. м, воды – 143,1 млн. куб. м.

2.1.2.4. Добыча нефти и газа. Территория республики находится в пределах Северо–Кавказской нефтегазоносной провинции. Государственным балансом в Дагестане учитывается 57 нефтегазовых месторождений [38, 39].

Добычу углеводородного сырья в Дагестане осуществляют две дочерние структуры компании "Роснефть" - ПАО "НК "Роснефть-Дагнефть" (г. Южно-Сухокумск) и ОАО "Дагнефтегаз" (г. Махачкала).

По данным Министерства промышленности и энергетики Дагестана эти две компании являются недропользователями на 44 лицензионных участках с суммарными остаточными запасами нефти и газоконденсата – 17 млн. т, и природного газа – 11 млрд. куб. м.

По данным Департамента по недропользованию по Северо–Кавказскому Федеральному округу (Кавказнедра), в разработке ПАО "НК "Роснефть-Дагнефть" находятся 22 месторождения и 69 скважин, ОАО "Дагнефтегаз" – 12 месторождений и 41 скважина и ещё 1 месторождение с 1 скважиной числится за компанией ООО "Энерго-Холдинг".

По состоянию на 01.01.2010 г. по ОАО "Дагнефтегаз" числятся промышленные извлекаемые запасы по категории А+В+C_1: нефти – 2,566 млн. т, конденсата – 1,392 млн. т,

природного газа – 54,025 млрд. куб. м. Наиболее крупным месторождением ОАО "Дагнефтегаз" является Димитровское газоконденсатно-нефтяное месторождение в 18 км к юго-востоку от г. Махачкалы, которое обеспечивает 40% потребности Республики Дагестан.

Динамика добычи нефти и газа в Республике Дагестан приведена в таблице 2.4.

Основной проблемой минерально-сырьевой базы республики в настоящее время является устойчивое падение добычи нефти и газа на действующих месторождениях из-за высокой выработанности запасов и обводнённости большинства скважин в связи с длительной эксплуатацией.

В настоящее время крупнейшим предприятием, занимающимся переработкой нефти на территории Республики Дагестан является ООО "Дагестанские новые технологии", мощностью 1 млн. т в год. На заводе установлена комбинированная установка ЭЛОУ-АВТ-1. Стоимость 1-й очереди строительства составила 3,2 млрд. руб., создано 145 рабочих мест. Переработка нефти за 2018 г. составили 45,093 тыс. т.

С начала 2019 года на НПЗ "Дагнотех" поставлено и переработано около 148 тыс. тонн углеводородного сырья. Получена продукция: бензин стабильно газовый 26,2 тыс. т, мазут топочный М-100 42,2 тыс. т, газойль 48,1 тыс. т.

С 2019 г. в поставках нефти для НПЗ "Дагнотех" также участвует ПАО "НК "Роснефть-Дагнефть".

Таблица 2.2 – Динамика объема ВРП Республики Дагестан в текущих основных ценах, млн. руб.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ВРП в основных ценах, млн. руб.	20921	31544	41441	57627	80712	90443	124154	156929	211260	257832	274354	327031	374710	452882	528131	569297	582901	623392
ВРП на душу населения, тыс. руб.	8,5	12,6	16,2	22,2	30,9	34,4	46,9	58,7	78,3	90,5	94,2	111,9	127,8	153,2	178,1	190,3	193,3	204,9

Таблица 2.3 – Динамика объемов потребления топливно-энергетических ресурсов в Республикt Дагестан

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Численность населения, чел.	2 442 609	2 486 002	2 576 531	2 581 412	2 601 980	2 621 820	2 640 984	2 658 630	2 687 822	2 711 679	2 910 249	2 914 204	2 930 449	2 946 035	2 963 918	2 990 371	3 015 660	3 041 900	3 063 885	3 086 126
Объём ТЭР, производимых в РД, тыс. т у.т.	…	…	…	…	…	…	…	1670,5	…	…	…	…	…	…	2154,1	2236,5	2288,0	2379,5	2442,6	3040,3
Объём ТЭР, потребляемых в РД, тыс. т у.т.	…	…	…	…	…	…	…	6546,8	…	…	…	…	…	…	7206,1	7496,7	7811,2	8151,2	8518,5	12520
Объём потребления электрической энергии, млн. кВтч	…	…	…	…	…	…	…	5130,0	…	2879,5	…	…	…	…	5315,9	5388,3	5466,2	5549,9	5639,6	6235,6
Объём потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	…	…	…	…	…	…	…	1479,1	…	1582,2	…	…	…	…	2736,8	2838,2	2946,6	3062,3	3185,8	3944,8
Объём потребления природ. газа, млн.м³	…	…	…	…	…	…	…	3304,6	…	3230,0	…	…	…	…	3633,4	3843,8	4072,3	4320,3	4588,9	6314,1
Объём потребления воды, млн. м³	…	…	…	…	…	…	…	125,1	…	102,2	…	…	…	…	138,0	139,2	140,4	141,7	143,1	151,5

… данные не имеются

Таблица 2.4 – Динамика добычи нефти и природного газа в Республике Дагестан

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Нефть добытая, включая газовый конденсат, тыс. т	326,5	344,9	337,3	341,8	348,1	336,2	331,1	286,1	220,7	195,2	194,3	208,8	193,8	184,9	165,1	175,6	169,4	169,4	157,8
Газ природный и попутный, млн. м³	739,2	572,0	590,0	722,9	735,0	672,9	603,3	474,5	297,7	327,1	325,6	340,1	326,2	288,1	281,1	246,0	212,7	196,2	164,2

2.1.2.5 Гидроэнергетические ресурсы. Дагестанский филиал ПАО "РусГидро" осуществляет эксплуатацию 16 гидроэлектростанций общей мощностью 1885,5 МВт, в том числе крупнейшей на Северном Кавказе Чиркейской ГЭС, установленной мощностью 1000 МВт (1976), Ирганайской ГЭС, установленной мощностью 400 МВт (2008), Миатлинской ГЭС, установленной мощностью 220 МВт (1986), Гоцатлинской ГЭС, установленной мощностью 100 МВт (2015), Чирюртской ГЭС-1, установленной мощностью 72 МВт (1961), Гельбахской ГЭС, установленной мощностью 44 МВт (2006), а также ряда малых ГЭС [40].

Миссия филиала – это обеспечение надежной работы гидроэлектростанций и производство экологически чистой энергии на основе эффективного использования гидроресурсов Дагестана в целях гармоничного развития общества.

По имеющимся оценкам [40-42], общие потенциальные ресурсы гидроэнергии составляют 55,2 млрд. кВтч/год. Сегодня 17 крупных и малых ГЭС вырабатывают ежегодно 5 млрд. кВтч экологически чистой энергии. Их доля в электробалансе составляет 98,6%, а вклад в экономику - 1,8 млн. т у.т. Строительство и эксплуатацию ГЭС ведет Дагестанский филиал ПАО "РусГидро", который планирует сооружение еще 30 малых и средних ГЭС.

В группу ВИЭ входят также малые ГЭС мощностью от 0,5 до 17,8 МВт:

Чирюртская ГЭС-2, установленной мощностью 9 МВт (1964),

Гергебильская, установленной мощностью 17,8 МВт (1990),

Бавтугайская ГЭС, установленной мощностью 0,6 МВт (экспериментальная) (2000),

Ахтынская, установленной мощностью 1,8 МВт (2001),

Гунибская, установленной мощностью 15 МВт (2005),

Агульская, установленной мощностью 600 кВт (2006),

Курушская, установленной мощностью 0,48 МВт (2006),

Магинская ГЭС, установленной мощностью 1,2 МВт (2006),

Амсарская, установленной мощностью 1 МВт (2007),

Аракульская ГЭС, установленной мощностью 1,415 МВт (2007),

Шиназская ГЭС, установленной мощностью 1,38 МВт (2007.

В настоящее время суммарная установленная мощность всех малых ГЭС составляет 40,5 МВт. Имеются возможности по их сооружению на горных реках с большой скоростью течения и значительными уклонами, таких как, Терек, Сулак, Самур, которые относятся к бассейну Каспийского моря.

В целом, потенциальные ресурсы малой гидроэнергетики Дагестана по данным Атласа ресурсов возобновляемой энергии на территории России [43], составляют 16,45 млрд. кВтч/год. Технический потенциал, определяющий реальную возможность использования энергии этого вида, составляет 4,27 млрд. кВтч/год, а экономический потенциал, дающий

возможность сооружения рентабельных малых ГЭС в существующих условиях, 2,25 млрд. кВтч/год.

Общество с ограниченной ответственностью ООО "Дагестанэнерго" является одним из ведущих поставщиков электроэнергии в г. Махачкале, занимается производством и сбытом электрической энергии, а также производством, передачей и сбытом тепловой энергии. Установленная электрическая мощность составляет 18 МВт, среднегодовая выработка – 62 млн. кВтч, тепловая мощность 256 Гкал/ч.

Общая протяженность тепловых сетей ООО "Дагестанэнерго" составляет более 140 километров. Каспийская ТЭЦ расположена в г. Каспийске на берегу Каспийского моря. Установленная мощность Каспийской ТЭЦ – 26 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 30 млн. кВтч. С 2011 г. из-за отсутствия потребителей выведена из эксплуатации.

Динамика производства и потребления электроэнергии в Республике Дагестан приведена в таблице 2.5.

2.1.2.6 Возобновляемые источники энергии. Использование возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива является одним из перспективных направлений энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Республике Дагестан.

В Дагестане представлены почти все виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (таблица 2.6). Их общий технический потенциал просто огромен и по разным оценкам составляет от 73 до 775 млн. т у.т., что на 1-2 порядка превышает годовые потребности экономики республики [44-46].

В настоящее время в Дагестане преимущественное применение находит гидро- и геотермальная энергия. Начинает активно развиваться солнечная энергетика. Достаточно высоким потенциалом обладает ветер, особенно в низменных районах (таблица 2.7).

Дагестан является уникальной геотермальной провинцией России, где широко распространены локальные термоаномальные зоны с необычно высокими пластовыми давлениями и температурами. По термической напряженности недр территория Дагестана превосходит все известные осадочные бассейны в СНГ, за исключением зон современного вулканизма (Камчатка, Курилы). Температуры на глубинах 3-6 км здесь зафиксированы в 140-210 ^{0}С, что на 80-100 ^{0}С выше, чем в Азербайджане, Астраханской и Ростовской областях, на 40-60 ^{0}С выше, чем в соседней Туркмении, Казахстане и Ставропольском своде, на 90-120 ^{0}С выше, чем в Татарии и на Южном Урале.

Таблица 2.5 – Динамика производства и потребления электроэнергии в Республике Дагестан

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Все электростанции, млн. кВтч	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	5541	4329	3911	5262	4073	4251	6157	4236	4784
Электроэнергия на ГЭС, млн. кВтч	3596	4202	4948	3793	5065	4954	3845	4642	4682	5371	5293	4103	3744	5032	3918	4095	5991	4125	4650
в т.ч. малые ГЭС	…	…	…	…	…	…	123	139	161	150	175	165	113	176	96	101	116	59	79
в т.ч. ТЭЦ	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	72,7	61,4	54,0	53,8	59,2	54,9	49,8	52,4	55,8
Потребление электроэнергии, млн. кВтч	3502	4478	3760	3910	4793	3999	4430	5130	6582	5136	5150	3995	3613	4976	5228	6059	6335	6393	6377
Производство-потребление, млн. кВтч	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	391	334	298	286	-1155	-1808	-178	-2157	-1593
Душевое производство электроэнергии, кВтч/год	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	1904	1485	1335	1786	1374	1421	2042	1392	1561
Душевое потребление электроэнергии, кВтч/год	1433	1801	1459	1515	1842	1525	1677	1929	2448	1894	1770	1370	1233	1689	1764	2026	2100	2102	2081

Таблица 2.6 – Технический потенциал ВИЭ в Республике Дагестан

Вид ВИЭ	Технический потенциал ВИЭ, млн. т у.т.	
	Справочник по ресурсам ВИЭ России, 2007 г.	Атлас ресурсов ВИЭ России, 2015 г.
Солнечная энергия	**52,8 млн. т у.т.** 10,588 млрд. кВтч; 246 млн. Гкал	**630,6 млн. т у.т.** 525,5 млрд. кВтч; 2259 млн. Гкал
Энергия ветра	**17,957 млн. т у.т.** 52,815 млрд. кВтч	**140,6 млн. т у.т.** 413,5 млрд. кВтч
Геотермальная энергия	**2,34 млн. т у.т.** 513 тыс. куб. м/сутки; 11,7 млн. Гкал	**2,34 млн. т у.т.** 513 тыс. куб. м/сутки; 11,7 млн. Гкал
Малые ГЭС	**0,578 млн. т у.т.** 1,7 млрд. кВтч	**1,453 млн. т у.т.** 4,27 млрд. кВтч
Итого	**73,6 млн. т у.т.**	**775 млн. т у.т.**
	65,1 млрд. кВтч	*776 млрд. кВтч*
	257,7 млн. Гкал	*2270 млн. Гкал*

Таблица 2.7 – Динамика производства возобновляемой энергии в Республике Дагестан

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1. Большие ГЭС																			
- установленная мощность, МВт	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845	1845
- пр-во электроэнергии, млн. кВтч	3596	4202	4948	3793	5065	4954	3845	4642	4682	5371	5462	4268	3857	5208	4014	4196	6107	4184	4729
2. Малые ГЭС																			
- установленная мощность, МВт	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53	40,53
- пр-во электроэнергии, млн. кВтч	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	72,7	61,4	54,0	53,8	59,2	54,9	49,8	52,4	55,8
3. Солнечные электрические станции																			
- установленная мощность, МВт														1	1	1	1	1	1
- пр-во электроэнергии, млн. кВтч														1 283	1 307	1 377	1 213	1317	1 230
4. Геотермальные источники тепла																			
- установленная мощность, Гкал/ч	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
- пр-во тепловой энергии, тыс.Гкал	130,3	143,9	146,0	96,8	96,8	102,3	101,8	100,8	98,0	102,5	101,0	84,3	102,1	97,9	96,9	89,8	88,7	82,5	78,2

Таблица 2.8 - Характеристика геотермальных месторождений Дагестана (по состоянию на 01.01.2019 г.)

№ п/п	Название месторождения	Разведанные запасы, тыс.м^3/сутки	$T_у$, ^oC	Количество скважин, шт.		Добыча термальных вод, тыс.м^3/сутки	Добыча термальных вод, тыс. м^3/год	Товарная продукция, Гкал/год	Устан. мощность, Гкал/ч	Резерв по воде, тыс.м^3/сутки	Резерв мощности, Гкал/ч	Возможная площадь теплиц, га
				всего	в т.ч.: экспл.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Избербашское	4,54	55-60	16	9	1,584	580,28	16956	2,05	2,95	2,68	0
2	Каякентское	0,3	62	4	4	0,201	73,2	0	0	0,1	0,33	0
3	Манасское	0,1	40	1	1	0,033	11,02	0	0	0,06	0,02	0
4	Махачкалинское	10,2	57-60	32	17	1,128	591,185	15120	1,76	9,07	8,86	0
5	Тернаирское	21,5	60-105	22	7	3,984	746,76	30228	8,34	17,5	49,8	16
6	Кизлярское	21,9	40-105	17	9	7,632	2414,3	64599	17,7	14,3	41,6	12
7	Кордоновское	3,9	44-103	4	1	0,025	9,15	480	0	3,8	7,9	2,3
8	Калиновское	3,5	57-92	3	0	0	0	0	0	3,5	8,31	2,5
9	Крайновское	1,6	40	2	0	0	0	0	0	1,6	0,33	0
10	Речнинское	5,9	42-104	6	0	0	0	0	0	5,9	15,9	4,6
11	Тарумовское, в т.ч.:	44,92	62-90	14	0	0	0	0	0	44,92	102,9	30,2
11.1	*Юрковский*	*14,98*	*62-90*	*3*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*14,98*	*34,3*	*10*
11.2	*Большая Арешевка*	*14,6*	*62-90*	*5*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*14,6*	*33,5*	*9.8*
11.3	*Болгарский Хутор*	*15,34*	*62-90*	*6*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*15,34*	*35,1*	*10,3*
12	Терекли-Мектеб	1,5	82	4	0	0	0	0	0	1,5	2,93	0,86
13	Червлёные Буруны	0,5	82	2	0	0	0	0	0	0,5	0,97	0,3
	Итого	**120,36**	**90**	**127 / 55**	**48**	**15**	**4 425,895**	**127383**	**30**	**105 / 91,92**	**242 / 230**	**68**

Примечание. 1. Конечная температура термальной воды после использования принята 35^{o}С; 2. Расход тепла на обогрев 1 га зимних теплиц принят 3 Гкал/ч.
3. **55** - кол-во скважин, требующих ремонта и восстановления; 4. **91,92** - резерв по воде от 55 восстановленных скважин; 5. **230** – резерв по мощности от 55 скважин.

Здесь выявлены максимальные дебиты скважин (7700 $м^3$/сутки) и высокие пластовые температуры (190 ^{0}C) и давления (600 атм.). При этом наиболее высокие температуры отмечаются на площадях Южно-Сухокумск, Тарумовская, Кизляр, Тарки, Тернаир. Разнообразен и химический состав вод: от пресных до крепких рассолов с минерализацией до 200 г/л, содержащих ценные элементы (литий, магний, йод и др.).

Что касается ресурсов геотермальных вод, то здесь они оцениваются как весьма значительные. По запасам геотермальных вод для теплоснабжения среди федеральных округов и субъектов Российской Федерации Дагестан занимает первое место (86,2 тыс. $м^3$/сутки). За ним идут Камчатский край (77,6), Чеченская Республика (64,68), Краснодарский (46,1) и Ставропольский края (12,2), и другие.

Разведанные запасы наиболее крупных месторождений Дагестана (Каякент, Избербаш, Махачкала, Тернаир, Кизляр, Кордоновка, Речнинское, Крайновское, Калиновское) сегодня используются на 20%. В резерве и в ожидании потребителя простаивает более 100 тыс.$м^3$/сутки теплоэнергетических вод (таблица 2.8).

Выводы

Как видно из представленного анализа, Дагестан является энергодефицитным регионом. Из общего объема потребления ТЭР только 30% приходится на местные ресурсы.

Показано, что по рейтингу социально-экономического положения, также, как и по индексу научно-технологического развития Дагестан значительно отстаёт от других регионов России, что требует значительных преобразований в экономике.

На основе подтверждённых геологических данных, дана оценка запасов классических видов органического топлива (нефть, газ) и источников возобновляемой энергии.

Проанализированы интегральные характеристики энергетики за длительный период (2000-2018 гг.) по таким макроэкономическим показателям, как рост населения, ВРП, производство электроэнергии, уровень газификации, душевое потребление энергоносителей.

СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗАЦИИ РАЗРАБОТОК ИНСТИТУТА НА ПРАКТИКЕ

По просьбе Всероссийской академии внешней торговли Министерства экономического развития РФ составлено экспертное заключение на стратегический проект Республики Дагестан "Использование геотермальных источников теплоэнергии", направленный на использование геотермальных для отопления теплиц высокоинтенсивного овощеводства с последующей утилизацией остаточной тепловой

энергии для товарного производства ценных сортов рыбы и восстановления рыбных стад Каспийского моря.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Проведены исследования по оптимизации режимно - эксплуатационных и конструкционных параметров комбинированной геотермально-парогазовой энергоустановки с привязкой к Тернаирскому геотермальному месторождению. На месторождении имеется 8 геотермальных скважин с суммарным дебитом 20000 $м^3$/сут и температурой воды у устьев скважин 100 ^oC. Разработана технологическая схема комбинированной геотермально-парогазовой системы, где осуществляются два цикла – Ренкина и Брайтона. В схеме возможны следующие варианты: нагрев низкокипящего рабочего тела до определенной температуры термальной водой и дальнейший нагрев испарение и перегрев его за счет выхлопных газов ГТУ; нагрев рабочего тела до температуры испарения термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов; нагрев и частичное испарение рабочего тела термальной водой и дальнейшее испарение и перегрев за счет выхлопных газов. Реализация технологии на Тернаирском месторождении в пригороде г. Махачкалы позволит получить общую полезную мощность энергетической системы до 65 МВт, что позволит решить значительные энергетические проблемы города.

- Проведены исследования влияния изменения температуры закачиваемого обратно в пласт теплоносителя на эффективность геотермальной циркуляционной системы. Показана зависимость температуры закачиваемого обратно в пласт теплоносителя от температуры теплоносителя на устье, дебита и времени эксплуатации на примере Тарумовского геотермального месторождения. Показано наличие оптимального значения температуры закачиваемого теплоносителя, которое зависит как от дебита, так и от диаметров добычной и нагнетательной скважин, обеспечивающее наиболее эффективное функционирование геотермальной циркуляционной системы.

- На примере Кумухского месторождения термальных вод оценена энергоэффективность бинарной геотермальной электростанции, в основе работы которой лежит цикл Ренкина в докритическом и сверхкритическом циклах и в разных режимах закачки отработанного теплоносителя. Строительство бинарной ГеоЭС на Кумухском месторождении ТВ позволит получить относительно дешевую электроэнергию с мощностью до 15 МВт, и 2–3 МВт полезной тепловой мощности на ТНУ, с годовой выработкой $135 \cdot 10^6$ кВт·ч электрической энергии и годовой экономией замещающего топлива более 500 т.у.т. в год.

- По результатам проведенного анализа и систематизации результатов геологоразведочных работ проведенных на разных стадиях получены обобщенные данные

по геолого-гидрогеологической, термогидродинамической, гидрогеохимической изученности и особенностей геолого-литологического разреза по продуктивным толщам приуроченных к плиоцен-среднемиоценовым термоводоносным комплексам Терско-Кумского артезианского бассейна.

- Для подсчета ресурсного потенциала (эксплуатационных запасов), и обеспеченности запасами тепла применительно к эксплуатации участков месторождений с использованием геоциркуляционных технологий, уточнены основные термогидродинамические параметры по комплексу фильтрационных, емкостных и теплофизических свойств водовмещающих пород и теплоносителя и их качественные показатели.

- Собран и систематизирован фактический и статистический материал по топливно-энергетическим ресурсам Республики Дагестан за длительный период – 2000-2018 гг. На основе подтверждённых геологических данных, дана оценка запасов и энергетического потенциала классических видов органического топлива и энергии (дрова, нефть, газ, вода, электроэнергия) и источников возобновляемой энергии. С целью оценки существующего уровня технологического развития региона и прогнозирования спроса на энергоносители, проанализированы интегральные характеристики энергетики по таким макроэкономическим показателям, как рост населения, ВРП, производство электроэнергии, уровень газификации, душевое потребление энергоносителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Томаров Г.В., Никольский А.И., Семенов В.Н., Шипков А.А. Геотермальная энергетика: Справочно-методическое издание / Под редакцией Безруких П.П. - М.: "Интехэнерго-Издат", "Теплоэнергетик", 2015. - 304 с.

2. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии. – М.:Физматлит, 2008. – 376 с.

3. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш., Каспарова М.А. Технологии освоения высокоминерализованных геотермальных ресурсов // Теплоэнергетика. - 2017. - № 9. - С. 17-24.

4. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Оценка эффективности создания бинарных геотермальных энергоустановок с использованием отработанных нефтяных и газовых скважин на юге России // Теплоэнергетика. - 2018. - № 2. - С. 24-32.

5. Саидов А.М., Джабраилов М.О., Рамазанов Ю.М. и др. Предварительные результаты гидродинамических исследований глубоких геотермальных скважин Тарумовской площади / Ресурсы термальных вод Дагестана и оптимизация схем их комплексного освоения: Сб. науч. тр. ИПГ Даг. ФАН СССР. 1985. Вып. 4. с.5-19.

6. Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. - М.: Наука, МАИК "Наука/Интерпериодика", 2001. - 260 с.

7. Алхасов А.Б., Магомедбеков Х.Г. Перспективы строительства ГеоТЭС на базе среднепотенциальных термальных вод.// Геотермия. Геотермальная энергетика. Махачкала, 1994, с.17-35.

8. Алишаев М.Г. Лазурному берегу – геотермальное тепло. // АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕУРСОВ: Материалы IV Школы молодых ученных им. Э.Э.Шпильрайна./ Под ред. д.т.н. А.Б.Алхасов – Махачкала: ИП Овчинников (АЛЕФ), 2011, с.44-49.

9. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Рамазанов А.Ш. Проблемы и перспективы освоения гидрогеотермальных ресурсов Северного Кавказа. // АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕУРСОВ: Материалы XI Школы молодых ученных им. Э.Э.Шпильрайна./ Под ред. д.т.н. Алхасова А.Б. – Махачкала: АЛЕФ, 2018, с.47-57.

10. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Комплексное использование низкопотенциальных термальных вод юга россии для тепло-, водоснабжения и решения экологических проблем // Теплоэнергетика. - 2019. - № 5. - С. 82-88.

11. Алхасов А.Б. Технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов Северокавказского региона // Теплоэнергетика. - 2018. - № 3. - С. 31-35.

12. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: Недра, 1995. – 315 с.

13. Амирханов Х.И., Ятров С.Н. Проблемы геотермальной энергетики Дагестана. М.: Недра, 1980, 208 с.

14. Джаватов Д.К. Математическое моделирование геотермальных систем и проблемы повышения их эффективности. Махачкала: Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, 2007, 248 с.

15. Магомедов К.М. Теоретические основы расчета геотермальных циркуляционных систем. Геотермия, М.: Наука, 1991, с.18–26.

16. Петин Ю.М. Новое поколение тепловых насосов для целей теплоснабжения и эффективность их использования в России. Перспективы энергетики, 2004. Т.8. с.27–38.

17. Баринова Л.С., Закиров Д.Г. Проблемы и перспективы снижения затрат на теплоснабжение. ЖКХ, 2004. №3. с.38–40.

18. Шегляев А.В. Паровые турбины. Т.1. М.: Энергоатомиздат, 1993, 384 с.

19. Ахмедов К.М. Обоснование схемы постановки геологоразведочных работ на стадии проведения предварительной разведки на Тарумовском месторожденнии теплоэнергетических вод Республики Дагестан// Материалы II Международной конференции «Возобновляемая энергетика: Проблемы и перспективы» г. Махачкала 2010г. с.210-221.

20. Боревский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. - Изд. 2-е. - М.: Недра, 1979.-328 с.

21. Боревский Б.В., Хордикайнен М.А., Язвин Л.С. Разведка и оценка эксплуатационных запасов месторождений подземных вод в трещинно-карстовых пластах. - М.: Недра, 1976.-248 с.

22. Веригин Н.Н. Методы определения фильтрационных свойств горных пород. - М.: Госстройиздат, 1962. - 180 с.

23. Мироненко В.А., Шестаков В.М. Теория и методы интерпретации опытно-фильтрационных работ. - М.: Недра, 1978. - 328 с.

24. К.М. Ахмедов К.М. Амаев М.А. Стрепетов В.П. Отчет о результатах предварительной разведки Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод (участки Болгарский Хутор,Юрковский, Большая Арешевка) с подсчетом эксплуатационных запасов (на основе создания подземных ГЦС). Даггеолфонд, г. Махачкала.1990г.

25. Шпак А.А., Мельконовицкий И.М., Сережников И.А.Методы изучения и оценки геотермальных ресурсов. М.: Недра, 1992.

26. Богуславский Э.И. Технико-экономическая оценка геотермальных ресурсов.Л.: Изд-во ЛГИ, 1984.

27. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019г. (Теплоэнергетические воды) выпуск 110, ,М.:Росгеолфонд, 2019г.

28. Изучение и использование геотермальных ресурсов. Под редакцией Э. Тонджорджи. М.: Мир, 1975.

29. Методы изучения и оценки ресурсов глубоких глубоких подземных вод / Под ред. С.С. Бондаренко, Г.С. Вартаняна. М.: Недра, 1986.

30. Протокол № 11037 заседания ГКЗ от 27.03.1991 г. по рассмотрению материалов Отчета о результатах предварительной разведки Тарумовского месторождения теплоэнергетических вод (участки Болгарский Хутор, Юковка, Б.Арешевка) с подсчетом эксплутационных запасов по состоянию на 01.06.90 г (на основе создания подземных геоциркуляционных систем).

31. Индекс научно-технологического развития субъектов РФ – итоги 2018 года. http://vid1.rian.ru/ig/ratings/regions_R&D_19.pdf / (09.01.2020)

32. Данилов И.А. Опережающее развитие электроэнергетики - необходимое условие развития экономической модели. http://www.eeseaec.org/ (09.06.2019)

33. Данилов И.А. и др. Энергетический баланс ведущих стран мира. Роль и место энергетического комплекса ЕврАзЭС: Статистика, оценки / И.А.Данилов, Е.В.Корнеев, Б.С. Посягин, Б.Д.Сюткин, А.А. Апостолов, Н.В. Еремин, Г.Р. Шварц; отв. ред. В.Г. Мартынов.- М.: "Наука", 2009, 198 с.

34. EES EAEC. Мировая энергетика // http://www.eeseaec.org/ (09.06.2019)

35. Население Дагестана. https://ru.wikipedia.org/wiki/ (12.01.2020)

36. Дагестанстат. https://dagstat.gks.ru/ (12.01.2020)

37. Федеральная служба государственной статистики // http://www.gks.ru/ (12.06.2019)

38. ОАО "Дагнефтегаз". http://www.dagneftegaz.ru/ (15.10.2019)

39. ПАО "НК "Роснефть-Дагнефть". https://dagneft.rosneft.ru/ (15.10.2019)

40. Дагестанский филиал ПАО "РусГидро". http://www.dagestan.rushydro.ru/ (12.01.2020)

41. Министерство промышленности и энергетики Республики Дагестан. minpromdag.ru/ (03.12.2019)

42. Муслимов В.Х. Водноэнергетические ресурсы Дагестана. Махачкала. Дагестанское книжное издательство, 1964. 105 с.

43. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России: науч. издание / Т.И. Андреенко, Т.С. Габдерахманова, О.В. Данилова, Попель О.С. и др. - РХТУ им. Д.И. Менделеева. Москва, 2015. 160 с.

44. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б., Чернявский А.А. Возможности использования возобновляемых источников энергии в сельском хозяйстве // Проблемы развития АПК региона: Дагестанская государственная сельскохозяйственная академия. 2010. № 4. С. 81-88.

45. Алхасов А.Б., Бадавов Г.Б., Белан С.И., Ниналалов С.А. Вопросы республиканской целевой программы "Использование возобновляемых источников энергии в Республике Дагестан" // Региональные проблемы преобразования экономики. 2015. № 9. С. 36-42.

46. Алхасов А.Б., Бадавов Г.Б., Белан С.И. О проекте республиканской целевой программы "Использование возобновляемых источников энергии в Республике Дагестан до 2020 года" // Проблемы и перспективы использования потенциала возобновляемых источников энергии в регионе: Материалы круглого стола. (14 мая 2015 г.) – Махачкала, ИСЭИ ДНЦ РАН, 2015. С. 18-28.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО НИР

1. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Комплексное использование низкопотенциальных термальных вод Юга России для тепло-, водоснабжения и решения экологических проблем // Теплоэнергетика. 2019. №5. С. 82-88. (DOI: 10.1134/S0040363619050011)

2. Alkhasov A.B., Alkhasova D.A. Compreheusive Utilization of Low-Potential Geothermal Waters of Southeru Russia for Heat and Water Supply and Solution of Environmental Problems // Thermal Engineering, 2019, Vol. 66, № 5, pp. 361-366. (DOI: 10.1134/S004060151905001X)

3. Abdulkadyrov A.S., Aliyev R.M., Badavov G.B. (2019) EdTech: The Scientific and Educational Platform for Training Digital Personnel for the Cyber Economy. In: Filippov V., Chursin A., Ragulina J., Popkova E. (eds) // The Cyber Economy. Contributions to Economics. Springer, Cham. 2019. P. 163-168. (DOI: 10.1007/978-3-030-31566-5_17)

4. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Анализ производительности горизонтальной телескопической скважины на примере Тарумовского месторождения термальных вод. //Энергосбережение и водоподготовка. 2019. №5 (121). с.27-31.

5. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Оценка эффективности бинарной геотермальной электростанции на основе геотермальных циркуляционных систем с вертикальными и горизонтальными скважинами // Энергосбережение и водоподготовка. 2019. №6 (122). с.68-72.

6. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Применение горизонтальных телескопических скважин при разработке геотермальных месторождений // The Scientific Heritage. 2019. № 40-2 (40). с.21-25.

7. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б. Микропроектирование цементных смесей для заканчивания наклонно направленных скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. - № 1. С. 17-19.

8. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б., Немцов Н.И., Немцов И.Н., Гумаров Р.К. Перспективы нефтегазоносности шельфа Южного Дагестана и возможные технологии бурения при его освоении // Нефть. Газ. Новации. – 2019. - № 3. С. 8-11.

9. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Энергетическая эффективность геотермальной циркуляционной системы при обратной закачке теплоносителя / Материалы IV Всероссийской научно-технической конференции «Геоэнергетика – 2019» / Под ред. д.т.н. Минцаева М.Ш. Грозный: НПП «Геосфера», 2019, с.244-252.

10. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Оптимизация геотермальной циркуляционной системы с горизонтальными скважинами // Материалы IV Всероссийской научно-

технической конференции «Геоэнергетика – 2019» / Под ред. д.т.н. Минцаева М.Ш. Грозный: НПП «Геосфера», 2019, с.253-260.

11. Белан С.И., Бадавов Г.Б., Гусейнов Н.М. Перспективы освоения возобновляемых источников энергии в энергодефицитных регионах Юга России. Актуальные вопросы развития финансовой сферы. // Сборник материалов III Международной научно-практической конференции (06 апреля 2019 года). – Махачкала, 2019. С. 296-307.

12. Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ ДАГЕСТАН / Материалы IV Всероссийской научно-технической конференции «Геоэнергетика – 2019» / Под ред. д.т.н. Минцаева М.Ш. Грозный: НПП «Геосфера», 2019, с.69-71.

13. Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А. Анализ эффективности государственной поддержки возобновляемых источников энергии в России / Большая Евразия: Развитие, безопасность, сотрудничество. Ежегодник. Вып.2. Ч.1 / РАН. ИНИОН. Отд. науч. сотрудничества; Отв. ред. В.И. Герасимов. – М., 2019. – 636 с.