Р 50—605—86—94

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ

НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

# ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ И ПАРОГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

**Издание официальное**

БЗ 8—95/102

ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ
Москва

gost.e-ecolog.ru

## Предисловие

**1 РАЗРАБОТАНЫ И ВНЕСЕНЫ Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИстандарт) Госстандарта России с участием рабочей группы специалистов Всероссийского научно-исследовательского института гидрогеологии и инженерной геологии (ВСЕГИНГЕО) Комитета по геологии и использованию недр Российской Федерации**

**РАЗРАБОТЧИКИ**

**А. А. Шпак; В. П. Стрепетов; Л. В. Фромм; Е. В. Пашков,** канд. техн. наук; **М. Б. Плущевский; О. М. Александрова**

**2 УТВЕРЖДЕНЫ Приказом от 10.06.94 № 29 директора ВНИИстандарт**

**3 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ**

© ИПК Издательство стандартов, 1996

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение . . . . . IV
1 Область применения . . . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . . . 1
3 Основные определения . . . . . 2
4 Общие представления о природных теплоносителях, используемых в геотермальной энергетике, и закономерностях их распространения. Техника и технология использования природных теплоносителей . . . . 3
5 Методы определения гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов . . . . . 5
6 Методы определения исходных параметров . . . . . 8
7 Требования к достоверности оценок ресурсов . . . . . 11
8 Рекомендации по оценке ресурсов разных типов месторождений теплоэнергетических вод . . . . . 13
Приложение А Список методической литературы . . . . . 16
Приложение Б Основные закономерности распространения гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов . . . . . 17
Приложение В Пример определения гидрогеотермальных ресурсов Тарумовского месторождения . . . . . 22

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящие рекомендации входят в комплекс нормативных документов по нетрадиционной энергетике, установленных ГОСТ Р «Нетрадиционная энергетика. Направления стандартизации. Основные положения»* в подгруппу документов «Геотермальная энергетика»*.

Разработка данных рекомендаций обусловлена возрастающими потребностями народного хозяйства в энергоносителях, в том числе путем увеличения масштабов использования нетрадиционных возобновляемых и экологически чистых источников энергии.

В настоящих рекомендациях даны термины и определения, основных понятий, характерных для теплоэнергетических подземных вод. Приведен список методической литературы по методам оценки гидротермальных ресурсов (приложение А). Приведены закономерности распространения гидротермальных и парогидротермальных ресурсов (приложение Б) и пример определения гидротермальных ресурсов по одному из месторождений пластового типа (приложение В).

---

* В стадии разработки.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ

**Нетрадиционная энергетика**
**ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**
**Методика определения гидротермальных и парогидротермальных ресурсов**
NONTRADITIONAL POWER ENGINEERING
Geothermal power engineering.
Methods for determination of hydro-geothermal and vapour-geothermal resource

**Дата введения 1995—01—01**

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие рекомендации распространяются на теплоэнергетические подземные воды и устанавливают основные закономерности распространения, методы оценки гидротермальных и парогидротермальных ресурсов (эксплуатационных запасов), методы определения исходных параметров для указанной оценки, а также требования к достоверности производимых оценок.

Положения настоящих рекомендаций подлежат применению при изучении и оценке месторождений теплоэнергетических вод всех типов, а также при оформлении лицензий на участки недр, предназначенных для проведения поисково-оценочных работ и добычи теплоэнергетических вод.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящих рекомендациях использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 17.1.1.04—80 Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод по целям водопользования

ГОСТ 27065—86 Качество вод. Термины и определения

ОСТ 41—05—263—86 Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре.

## 3 ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Геотермальная энергетика базируется на использовании теплового потенциала природных теплоносителей, представленных термальными водами и парогидротермами.

В связи с областью распространения в рекомендациях используют следующие термины и их определения.

Теплоноситель природный — подземные воды, используемые в качестве источника нетрадиционной энергии для целей теплоснабжения различных объектов, горячего водоснабжения и выработки электрической энергии.

Воды теплоэнергетические — ГОСТ 17.1.1.04. В настоящих рекомендациях используют как синоним теплоносителя природного.

Воды термальные — теплоэнергетические воды температурой до 100 °С (при давлении 0,1 МПа). В системе пласт—скважина находятся в однофазном состоянии.

Пароводяная смесь (ПВС) — теплоэнергетические воды температурой выше 100 °С, представляющие смесь воды и пара. В пласте находятся в однофазном состоянии; в стволе скважины вследствие снижения давления вскипают и переходят в двухфазное состояние, образуя пароводяную смесь.

Теплоноситель низкопотенциальный природный — теплоэнергетические воды температурой менее 70 °С.

Теплоноситель среднепотенциальный природный — теплоэнергетические воды температурой 70—100 °С.

Теплоноситель высокопотенциальный — теплоэнергетические воды температурой более 100 °С.

Потенциал теплоэнергетический — количество тепла в единице объема термальных вод. Определяется по разности температур природного теплоносителя на входе в теплообменник и на выходе из него и теплоемкости теплоносителя.

Теплосодержание — аналог потенциала теплоэнергетического для ПВС. Определяется по разности конечной и начальной температур воды в большеобъемном калориметре.

Минерализация — ГОСТ 27065.

Кондиции — совокупность технических показателей (дебит скважины, температура, давление на устье скважины и др.), при соответствующих значениях которых эксплуатация месторождений (участков) теплоэнергетических вод экономически оправдана.

Другие определения, связанные с методами оценки гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов, приводятся в разделах 5 и 6.

## 4 ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРИРОДНЫХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ, И ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

К природным теплоносителям и теплоэнергетическим водам относятся подземные воды, которые содержат (аккумулируют) глубинное тепло земных недр в количествах, позволяющих экономически эффективно использовать это тепло для выработки электрической энергии, теплоснабжения, горячего водоснабжения и технологических целей. Попутно они могут использоваться для бальнеологических целей, рекреации и т. д.

Теплоэнергетический потенциал природных теплоносителей находится в зависимости от геолого-гидрогеотермических особенностей регионов, в пределах которых локализуются месторождения теплоэнергетических вод, и варьирует в очень широких пределах. В столь же широких пределах изменяются и другие показатели качества природных теплоносителей (минерализация, химический и газовый состав, содержание вредных примесей и т. д.).

Современный технический уровень в России позволяет использовать в качестве теплоэнергетических вод подземные воды температурой не менее 40—50 °С, хотя в принципе могут использоваться воды и с более низкой температурой.

Низкопотенциальные теплоносители могут использоваться в различных технологических процессах (оттаивание мерзлых грунтов, промывка россыпей и др.), для обогрева открытого грунта, подогрева воды в рыборазводных водоемах, для горячего водоснабжения.

Среднепотенциальные теплоносители используют для теплоснабжения промышленных, сельскохозяйственных, коммунальных объектов, а также в технологических процессах (сушка древесины, ферментация чая и др.).

Высокопотенциальные теплоносители используют для теплоснабжения, а при температуре 150 °С и выше — для выработки электроэнергии.

Высокопотенциальные теплоносители, используемые для выработки электроэнергии, характеризуются следующими показателями.

| Показатели | Типы месторождений | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Однофазные | Однофазные с пароконденсатной зоной | Двухфазные водопреобладающие | Двухфазные паропреобладающие |
| Температура в коллекторе, °С | 180 | 180—250 | 250—300 и выше | 250—275 |
| Вид теплоносителя на поверхности | ПВС | ПВС, пар | ПВС, пар | Пар |
| Энтальпия теплоносителя, кДж/кг | 420—750 | 760—1050 | 1050—2700 | 2700—2940 |
| Теплоэнергетическая мощность месторождений, кВт (Гкал/л) | $n10^{0}$—$n10^{1}$ | $n10^{1}$ | $n10^{1}$—$n10^{2}$ | $n10^{1}$—$n10^{3}$ |

Помимо температуры принципиальное значение для использования подземных вод в качестве теплоносителя имеют их минерализация и химический состав, которые определяют технику и технологию использования их теплового потенциала и разработки месторождений.

Подземные воды с повышенными температурами имеют широкое региональное распространение на территории РФ. Основные закономерности их распространения приведены в приложении Б.

Технология использования природных теплоносителей условно может подразделена на две части: добыча теплоносителя и использование теплового потенциала у потребителя с помощью различных теплотехнических или теплоэнергетических систем.

Месторождения и участки теплоэнергетических вод для добычи теплоносителя разрабатываются при помощи эксплуатационных скважин либо фонтанным (за счет упругой энергии пластов), либо насосным способом с применением водоподъемников.

Однако для соленых (минерализация 10—35 г/дм$^3$) вод и рассолов (минерализация более 35 г/дм$^3$) по экологическим причинам для добычи теплоносителей применяют так называемую геоциркуляционную технологию (ГЦС-технология). При этой технологии поступающей из эксплуатационных скважин теплоноситель пропускается

через 1-й контур теплообменника и заканчивается в продуктивный водоносный горизонт через нагнетательные скважины. Обратную закачку теплоносителя производят как на месторождения пластовых, так и на трещинно-жильных ГГТС.

Гидрогеотермальные и парогидрогеотермальные ресурсы оценивают применительно к технико-экономическим показателям, которые обосновываются либо на устье скважин, либо на групповых тепловых пунктах, либо на теплообменнике (при ГЦС-технологии). Такие показатели обосновываются как с учетом качества и количества теплоносителей, так и особенностей использования теплового потенциала потребителями.

Природные теплоносители как в одноконтурных, так и в двухконтурных системах могут использоваться как без догрева, так и с пиковым догревом.

Технико-экономические показатели обосновываются для каждого месторождения (участка) и при этом составляется технико-экономическое обоснование (ТЭО) кондиций.

## 5 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ И ПАРОГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Оценка гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов или эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод заключается в определении возможной производительности водозаборного сооружения при заданном понижении уровня (или устьевого давления) воды в скважине или в прогнозе снижения уровня (устьевого давления) при заданной производительности водозаборного сооружения. Одновременно должно быть доказано, что при расчетном водоотборе качество термальных вод (температура, химический состав и др.) будут удовлетворять обоснованным в ТЭО технико-экономическим (кондиционным) показателям в течение всего периода эксплуатации.

Ресурсы (эксплуатационные запасы) подсчитываются по месторождениям или эксплуатационным участкам с целью оформления лицензий на эти месторождения для добычи теплоэнергетических вод и обоснования проектирования водозаборных сооружений для обеспечения конкретных объектов теплом или паром, а также в пределах крупных гидрогеологических регионов для обоснования генеральных схем использования этих вод в народном хозяйстве (региональная оценка).

На месторождениях (участках) эксплуатационные запасы оценивают по результатам специальных разведочных работ или по данным эксплуатации действующих водозаборов. Запасы при этом оценивают, как правило, с учетом заявленных потребностей в теплоэнергетическом сырье.

Региональная оценка ставит своей задачей, как правило, полную оценку эксплуатационных ресурсов региона и производится главным образом на основании анализа и обобщения фондовых и опубликованных материалов; при этом в отдельных случаях допускается ревизионное обследование ранее пробуренных скважин (нефтяных, газовых и т. д.). Во всех оценках должно учитываться наличие действующих водозаборных сооружений (хозяйственно-питьевых, минеральных, промышленных вод) и промыслов по добыче нефти и газа с целью установления возможного взаимного влияния проектируемого и действующих водозаборных и промысловых сооружений.

Разработка месторождений термальных вод (особенно пластового типа) в основном происходит при неустановившемся режиме фильтрации жидкости. Поэтому при оценке ресурсов (эксплуатационных запасов) определяется срок разработки месторождения, в течение которого количество и качество подземных вод должно соответствовать кондиционным показателям, а ожидаемая величина снижения уровня не превысит допустимую.

Для оценки ресурсов (запасов) теплоэнергетических вод используют в основном гидродинамический и гидравлический методы. Возможно совместное использование этих методов (комбинированный метод). Допустим и метод гидрогеологической аналогии, однако практическое применение его требует доказательства сходства гидрогеологической обстановки и основных параметров между эталоном (объектом-аналогом) и изучаемым объектом.

Гидродинамические методы базируются на достаточно строгих гидродинамических и теплофизических решениях и применяются в основном для пластовых ГГТС и приуроченных к ним месторождений. Они позволяют рассчитывать понижения уровней или пластовые депрессии, а также устьевые давления водозаборных и нагнетательных скважин при проектном дебите в системе пласт—водоприемная часть — ствол скважины с учетом гидрогеологических параметров и граничных условий пласта, степени и характера вскрытия водоносного горизонта, технических параметров скважины, теплопотерь и выделения газов в стволе скважины. При

расчетах используют достаточно обоснованные закономерности и общеизвестные расчетные зависимости для вышеприведенных условий. При этом для относительно простых условий, когда природные условия могут быть приведены к типовым расчетным схемам, применяют аналитические методы, в более сложных условиях целесообразно использование методов математического моделирования, реализуемых на современных ЭВМ.

Оценка ресурсов (эксплуатационных запасов) термальных вод и пароводяных смесей (ПВС) гидравлическим методом заключается в определении дебита водозаборного сооружения или прогнозных понижений уровней в скважинах по эмпирическим данным, полученным непосредственно в процессе проведения опыта и комплексно учитывающим влияние различных факторов (естественных и искусственных), определяющих режим водоотбора.

Гидравлический метод оценки запасов применяют при существенной неоднородности водовмещающих пород, сложном геолого-структурном строении месторождений, а также при сложных геотермических условиях, определяющих формирование термальных вод и закономерности их распределения. Эти условия характерны для месторождений трещинно-жильного типа, когда схематизация природной обстановки, обоснование граничных условий и определение опытным путем расчетных гидрогеологических параметров сопряжены с большими трудностями, либо практически невозможны. При аналогичных обстоятельствах этот метод используют и для наиболее сложных месторождений пластового типа.

Как гидродинамический, так и гидравлический методы оценки эксплуатационных запасов имеют определенные недостатки. Для гидродинамических методов (особенно при использовании аналитических решений) требуются довольно строгая схематизация природной обстановки и обоснованность расчетных гидрогеологических параметров. Гидравлический метод, основанный на конкретных эмпирических зависимостях, таких требований не предъявляет, однако длительность эксплуатационных выпусков (откачек), по данным которых выявляются эмпирические зависимости, несоизмеримо мала по сравнению с расчетным сроком эксплуатации водозаборов.

Поэтому в ряде случаев, особенно в условиях неустановившейся фильтрации жидкости, эффективным может быть совместное использование гидродинамического и гидравлического методов. В таких случаях гидравлическим методом определяется понижение уровня

при проектном дебите скважин (с учетом их взаимодействия) на период времени, соответствующий продолжительности опытных работ. Дополнительное понижение уровня на конец расчетного периода при этом же дебите скважин определяется гидродинамическим методом.

## 6 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Для оценки ресурсов (эксплуатационных запасов) месторождений теплоэнергетических вод с учетом особенностей их геологогидрогеологических условий и технологии разработки в процессе изучения необходимо определение гидрогеологических, водно-физических, теплофизических параметров, а также параметров и показателей, характеризующих качество природных теплоносителей.

Гидрогеологические параметры. К основным гидрогеологическим параметрам, характеризующим водонасыщенный пласт и используемым для гидродинамических прогнозов при подсчете ресурсов (эксплуатационных запасов) гидродинамическим или комбинированным методами, относятся коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности.

**Коэффициент водопроводимости** (или **водопроводимость**) представляет произведение коэффициента фильтрации на эффективную мощность ($Km$) и имеет размерность $м^2$/сут. Определяется обычно как комплексный параметр по данным обработки одиночных и кустовых откачек путем построения полулогарифмических графиков снижения или восстановления давления (уровня) и их обработки с использованием уравнения Тейса—Джейкоба.

При раздельном определении входящих в водопроводимость параметров коэффициент фильтрации определяют лабораторными методами на образцах керна, а эффективная мощность — по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

**Коэффициент пьезопроводимости** ($a$) или **пьезопроводность** представляет комплексный параметр и характеризует скорость перераспределения давления в водоносном горизонте под влиянием его возмущения (водоотбора или закачки). Определяется одновременно с коэффициентом водопроводимости по полулогарифмическим графикам снижения (восстановления) давления (уровня) в наблюдательных скважинах при кустовых откачках. Приблизительно коэффициент пьезопроводности может рассчитываться как отношение ко-

эффициента фильтрации к произведению **вязкости** воды на **коэффициент упругоемкости** ($\beta^*$). Последний также представляет комплексный параметр и физически показывает, какое количество жидкости может высвободиться из единицы при снижении в нем давления на 1 МПа или 1 м вод. ст. за счет расширения воды и одновременного сжатия породы.

$\beta^*=n(\beta_п+\beta_ж)$ или $\beta^*=\beta_с+n\beta_ж$,

где $\beta_п$, $\beta_с$ и $\beta_ж$ — коэффициенты упругого сжатия породы и жидкости; определяются в лабораторных условиях или по справочникам;

$n$ — пористость.

К водно-физическим параметрам относятся: пористость (общая, открытая, активная), коэффициент проницаемости или коэффициент фильтрации, плотность породы или скелета породы, плотность воды, вязкость воды, коэффициент упругого сжатия породы и воды.

Пористость ($n$) — часть общего объема образца, занимаемого поровым пространством. Общая пористость характеризуется объемом всех пустот; открытая — объемом пустот, сообщающихся между собой; активная — объемом пустот, по которым происходит движение жидкости. Измеряется в долях единицы или процентах.

Все виды пористости определяют на образцах керна стандартными методами. В естественном залегании водовмещающих пород пористость может определяться по данным ГИС.

**Коэффициент проницаемости** или **проницаемость** ($K_{пр}$) характеризует способность породы пропускать сквозь себя жидкость или газ под действием перепада давления. Измеряется в мкм$^2$. Определяется лабораторными методами на образцах керна на специальных приборах.

**Коэффициент фильтрации** в отличие от проницаемости характеризует свойства пласта пропускать сквозь себя воду и свойства фильтрующейся в нем жидкости.

Имеет размерность скорости (м/сут) и численно выражает расход потока пластовой жидкости через единицу площади его живого сечения при уклоне пьезометрической поверхности, равном единице.

**Плотность породы** ($\gamma_п$) представляет массу породы в единице объема. Измеряется в кг/м$^3$. Определяется лабораторными методами на образцах керна. Помимо плотности породы различают плотность скелета породы ($\gamma_{ск}$), т. е. плотность минералов, слагающих породу (без учета пор).

**Плотность воды** ($\gamma_в$) — масса воды в единице объема (кг/м$^3$). Изменяется в зависимости от температуры, минерализации и давления. Определяется в лабораторных условиях на пробах пластовой воды. Может определяться по справочникам или рассчитываться по эмпирическим формулам.

**Вязкость** ($\mu$) характеризует свойство жидких сред сопротивляться течению, т. е. сдвигу. Измеряется в Па. Определяется в специальных приборах — вискозиметрах. Может определяться по справочникам или графикам, учитывающим зависимость вязкости от температуры и минерализации.

**Коэффициент упругого сжатия** ($\beta$) характеризует способность вещества (породы, скелета породы, пластовой жидкости) изменять свой объем под влиянием приложенного давления. Измеряется в относительных единицах (например 1/МПа или 1/м). Определяется на приборах всестороннего сжатия типа стабилометров или по справочникам.

Теплофизические параметры необходимы для тепловых прогнозов работы водозаборов теплоэнергетических вод и прежде всего с применением обратной закачки отработанного теплоносителя. Для тепловых расчетов необходимы такие параметры, как удельная теплоемкость, теплопроводность и коэффициент температуропроводности.

**Удельная теплоемкость** ($C$) представляет количество теплоты, которое надо сообщить единице массы вещества (породы, воды), чтобы изменить температуру его на 1 К. Измеряется в Дж/(г · К). Изменяется в зависимости от температуры. Определяется в калориметрах на образцах керна и пробах пластовой воды или принимается по справочникам.

**Теплопроводность** ($\lambda$) — параметр, показывающий, какое количество теплоты передается за единицу времени сквозь единичную площадь поверхности единичной толщины при разности температур в 1 К. Измеряется в Вт/(м · К). Определяется в лабораторных условиях на пластинках (таблетках) пород с помощью лазерных приборов. Для воды принимается по справочникам.

**Коэффициент температуропроводности** представляет аналог коэффициента пьезопроводности и характеризует скорость передачи температуры. Измеряется в м$^2$/с.

Качество теплоэнергетических вод или природных теплоносителей характеризуется следующими показате-

лями и параметрами: минерализация и химический состав, температура (для пароводяных смесей — теплосодержание), газонасыщенность и состав газов.

**Минерализация и химический состав** (включая содержание полезных компонентов и вредных примесей) определяются по анализам проб воды в лабораторных условиях, отобранных на устье скважины или глубинными пробоотборниками. Для анализов проб воды используются стандартные методики. Для пароводяных смесей газовая (паровая) и водная составляющие анализируются раздельно после сепарирования.

**Температура воды** определяется на устье и в пластовых условиях с применением электрических (термометров сопротивления, термопар) и ртутных термометров. Измеряется в К или °С.

**Теплосодержание (энтальпия)** представляет количество теплоты в единице массы пароводяной смеси (ПВС) или пара. Измеряется в Дж/г. Определяется при опробовании скважин с помощью большеобъемных калориметров или сепараторов.

**Газонасыщенность** представляет объем газа (при нормальных условиях) в единице объема жидкости. Измеряется в $м^3/м^3$. Определяется при опробовании скважин с помощью газоотделителей путем раздельного измерения расхода жидкости и газа, а также путем отбора и последующего разгазирования глубинных проб. Состав газов изучается путем лабораторных анализов проб газа с применением газовых хроматографов. Особое внимание должно уделяться определению кислых газов ($H_2S$, $CO_2$).

Для прогнозных расчетов водозаборов используются также следующие показатели: давление на устье скважины или динамический уровень, давление нагнетания, дебит эксплуатационной (водозаборной) скважины, приемистость нагнетательной скважины. Эти показатели обычно являются расчетными.

## 7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНОК РЕСУРСОВ

Согласно действующему определению эксплуатационных запасов подземных вод достоверность их оценки сводится к надежности прогноза дебита водозабора и качества теплоносителя по данным разведочных работ на расчетный срок эксплуатации, принимаемый для большинства теплопотребителей 25 годам, а для ГеоТЭС — 50 годам. В соответствии с методикой прогнозных расчетов водозабо-

ров теплоэнергетических вод достоверность оценки запасов может быть сформулирована так: остаточные устьевые давления на устьях эксплуатационных скважин и давления закачки на нагнетательных скважинах не превысят предельных значений, определяемых кондициями, при сохранении постоянства дебита водозабора и качества воды до конца расчетного срока.

Надежность прогнозов зависит от степени адекватности расчетной модели природным условиям месторождения, точности определения гидрогеологических и других параметров (показателей), надежности определения источников обеспеченности эксплуатационных запасов и технологией разработки продуктивных горизонтов.

Разработанные в настоящее время методы изучения и оценки эксплуатационных запасов при прогнозных расчетах учитывают степень сложности геолого-гидрогеологических (природных) условий месторождений и стадию их изучения. Степень сложности природных условий месторождений в свою очередь определяется характером границ водоносных горизонтов в плане и разрезе, наличием тектонических нарушений, возможностью гидравлической взаимосвязи продуктивных горизонтов с другими водоносными горизонтами и поверхностными водами, неоднородностью фильтрационных свойств водовмещающих пород, закономерностями изменения температуры и химического состава подземных вод. По степени сложности природных условий месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на три группы. В соответствии со сложностью группы месторождений планируются и проводятся необходимые виды и объемы геологоразведочных работ для получения информации, необходимой и достаточной для обоснования исходных данных и выполнения прогнозных расчетов дебитов (или понижений) и обоснования качества воды или пароводяной смеси. Так на месторождениях первой группы с наиболее простыми природными условиями необходимая информация может быть получена при опробовании минимального количества скважин (1—3) и прогнозные расчеты при этом будут выполнены с высокой степенью достоверности (по опыту ошибки не превышают 20 %). На наиболее сложных месторождениях III группы, к которым относятся месторождения ПВС, достоверная оценка эксплуатационных запасов возможна лишь в том случае, если суммарный дебит опытно-эксплуатационного выпуска приближается или равен проектному дебиту водозабора.

В соответствии с новым законодательством РФ «О недрах» требования к достоверности оценок эксплуатационных запасов месторождений теплоэнергетических вод в общем виде могут быть сформулированы следующим образом.

На стадии геологического изучения недр должна быть получена информация, достаточная для приближенной (с ошибкой до 50 %) оценки эксплуатационных запасов, выполнения технико-экономических расчетов и оформления лицензии на участок недр для добычи теплоэнергетических вод и при этом должны быть выделены запасы не ниже категории $C_1$.

При изучении месторождений в рамках лицензии на разработку месторождений разведочные работы проводятся в объемах, позволяющих получить информацию, достаточную для уточненной оценки эксплуатационных запасов (с ошибкой до 20 %), составления проекта разработки и выполнения технико-экономических расчетов. Строго говоря, владелец лицензии может осваивать месторождения со степенью риска (т. е. достоверностью оценки эксплуатационных запасов), существенно превышающей и 20 %-ный уровень.

## 8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ РАЗНЫХ ТИПОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

Принципиальные возможности использования теплоэнергетических вод в качестве нетрадиционного источника энергии в том или другом районе определяются по данным региональных оценок прогнозных ресурсов термальных вод и имеющегося фонда выявленных объектов теплоэнергетических вод (месторождений, участков, площадей). В недостаточно изученных районах проводятся поисково-оценочные работы.

Данные региональных оценок прогнозных ресурсов теплоэнергетических вод, результаты по ранее изученным (разведанным) объектам и специальных поисково-оценочных работ позволяют оценить масштабы большинства типов месторождений и приближенно качество теплоносителей. Масштабы месторождений парогидротерм могут быть определены лишь по данным поисково-оценочных работ.

Дальнейшее изучение месторождений теплоэнергетических вод и оценка их эксплуатационных запасов осуществляются применительно к конкретным теплопотребителям. При этом с учетом оцененных масштабов месторождения и качества теплоносителя, а также харак-

тера теплопотребителя и его потребностей в тепле обосновываются: необходимая потребность в воде (или паре), технология теплосъема (одноконтурная или двухконтурная, способ пикового догрева), способ обратной закачки и другие технические показатели.

Эксплуатационные запасы оценивают в следующей последовательности. Обосновывают: количество и размещение эксплуатационных (водозаборных) и резервных скважин и проектные нагрузки на них, режим водоотбора, систему сбора и транспорта воды, способ сброса отработанных вод.

Скважины размещают с учетом расположения теплопотребителя, особенностей рельефа. Нагрузки на скважины задают по данным опробования скважин. Обычно рассматривают несколько вариантов конструкции водозабора. Сумма проектных дебитов скважин во всех вариантах должна обеспечивать заявленную потребность в воде и тепле, и желательно превышение ее на 10—20 %.

В случае использования обратной закачки отработанного теплоносителя обосновывают количество к размещению нагнетательных скважин и проектные нагрузки на них.

Для каждого варианта выполняют гидродинамический расчет, сводящийся к определению понижений давления (уровня) на устьях эксплуатационных скважин и давлений нагнетания на устьях эксплуатационных скважин. Расчеты выполняют аналитически или с применением моделирования.

В случае использования «ГЦС-технологии» (обратной закачки отработанного теплоносителя) проверяют обеспеченность эксплуатационных запасов теплом, заключенном в водовмещающих породах и пластовой воде. Обеспеченность теплом рассчитывают аналитически или с применением моделирования.

На месторождениях III группы расчетным путем оценить эксплуатационные запасы не представляется возможным. Величину эксплуатационных запасов определяют по данным опытно-эксплуатационных выпусков гидравлическим или комбинированным методом. Обеспеченность запасов тепловой энергией выполняют аналитическими расчетами. Имеется специфика в определении эффективной мощности водовмещающих пород, участвующей в обеспечении теплом отбора ПВС или пара. Целесообразно осуществлять изучение и освоение месторождений ПВС очередями. После оценки запасов на участке 1-й очереди на нем проектируется и создается водозабор и

строятся мощности по использованию теплоносителя. Освоение последующих очередей месторождения производится на базе данных изучения и опыта эксплуатации участка 1-й очереди, что позволяет существенно сократить затраты.

*ПРИЛОЖЕНИЕ А*
*(рекомендуемое)*

## СПИСОК МЕТОДИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические рекомендации по поискам, разведке и оценке эксплуатационных запасов термальных вод / ВСЕГИНГЕО. Сост.: Б. Ф. Маврицкий, Н. В. Ефремочкин, А. А. Шпак. — М., 1982.

2. Методические рекомендации по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных термальных вод / ВСЕГИНГЕО. Сост.: А. А. Шпак. — М., 1980.

3. Методическое руководство по поискам, разведке, оценке и картированию гидрогеотермальных ресурсов / Постоянная Комиссия СЭВ по сотрудничеству в области геологии. Сост.: И. Станев, Ф. Секей, А. Шпак и др. — М., 1986.

4. Инструкция по применению Классификации эксплуатационных запасов подземных вод к месторождениям теплоэнергетических вод / Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совмине СССР. Под ред. А. М. Быбочкина, В. М. Борзунова, Л. З. Быховского и др. — М., 1986.

5. Классификация эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод / Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совмине СССР. Под ред.: А. М. Быбочкина, В. М. Борзунова, Л. З. Быховского и др. — М., 1986.

6. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР и ТКЗ материалов по подсчету эксплуатационных запасов лечебных минеральных, промышленных и теплоэнергетических подземных вод / Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совмине СССР. Под ред.: А. М. Быбочкина, В. М. Борзунова, Л. З. Быховского и др. — М., 1986.

7. Временные методические рекомендации по комплексированию методов поисков подземных вод в зонах тектонических разломов (стадия детальных поисков) / Узбекгидрогеология. Сост.: С. Ш. Мирзаев и др. — Ташкент, 1983.

8. Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / ВСЕГИНГЕО. Сост.: С. С. Бондаренко, Г. С. Вартанян, Г. В. Куликов и др. — М.: Недра, 1986.

9. Поиски, разведка и оценка прогнозных ресурсов и эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод / Сост.: А. А. Шпак, Н. В. Ефремочкин, Л. В. Боревский. — М.: Недра, 1989.

*ПРИЛОЖЕНИЕ Б*
*(Справочное)*

## ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ И ПАРОГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Гидрогеотермальные ресурсы связаны с двумя типами гидрогеотермальных систем (ГГТС): трещинно-жильными и пластовыми; парогидрогеотермальные ресурсы — только с трещинно-жильными ГГТС. Тип ГГТС определяет условия распространения и формирования ресурсов, а также особенности методики их оценки.

Трещинно-жильные ГГТС приурочены к складчатым областям различного возраста, для которых характерны весьма неравномерно развитая система тектонической трещиноватости в интрузивных, метаморфических и вулканогенно-осадочных комплексах, а также резко выраженная неоднородность геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических полей. Для этих систем, как правило, весьма сложно установить области питания и транзита; однако они довольно часто имеют видимые зоны (очаги) разгрузки, приуроченные к пересечению зон тектонических нарушений с эрозионными врезами. Им в общем случае свойственно преобладание вертикальной фильтрации над латеральной и конвективного тепломассопереноса над кондуктивным. Рассматриваемые системы связаны с тремя основными типами геолого-структурных обстановок (областей), определяющих качество теплоэнергетических вод (температура, минерализация, химический состав) и масштабы месторождений: области кайнозойской (камчатской) складчатости (современного вулканизма), области кайнозойской (альпийской) складчатости и области эпох складчатости древнее кайнозойской, испытавшие интенсивное воздействие неотектонических движений (мезозойской, герцинской, каледонской и байкальской).

В пределах рассматриваемых ГГТС чаще всего развиты пресные и солоноватые термальные воды, их минерализация в общем случае не превышает 30—35 г/дм$^3$. Геотемпературные поля, определяющие теплоэнергетические параметры природных теплоносителей, характеризуются температурами до 200—300 °С и более в ГГТС областей современного вулканизма. В этих условиях формируются месторождения парогидротерм. В областях вне пределов современного вулканизма температуры не превышают, как правило, 100 °С.

Пластовые ГГТС связаны с межгорными и предгорными впадинами (артезианскими бассейнами) горноскладчатых областей. К последним могут приурочены рассмотренные выше трещинножильные ГГТС. Кроме того, они могут быть связаны с артезианскими бассейнами платформенных областей (эпипалеозойских и реже докембрийских). Пластовые ГГТС платформенных областей связаны с водоносными комплексами различного возраста (от протерозоя до кайнозоя), залегают на глубинах, превышающих, как правило, 1500 м, отличаются сравнительно спокойным залеганием пластов, выдержанностью на больших площадях гидрогеохимических и гидрогеотермических показателей, относительной выдержанностью по площади фильтрационных и емкостных свойств. Для них в целом характерно преобладание латеральной фильтрации над вертикальной, низкие естественные скорости фильтрации, и, соответственно кондуктивного теплопереноса над конвективным.

ГГТС предгорных и межгорных впадин занимают промежуточное положение между ГГТС платформенных областей (преимущественно пластовый тип циркуляции подземных вод) и ГГТС горно-складчатых областей (сложная тектоника, изменчивость

глубин залегания продуктивных пластов, гидродинамических, гидрогеохимических и гидрогеотермических показателей, повышение роли конвективного механизма теплопереноса.

Качество теплоэнергетических вод пластовых ГГТС определяется историей их геологического развития. Выделяется три основные группы геологических обстановок, определяющих состав и степень минерализации вод:

а) области и районы, где среди осадочных толщ различного генезиса развиты галогенные (эвапористые) отложения;

б) области и районы, где развиты осадочные толщи морского генезиса, лишенные галогенных отложений;

в) области и районы, где развиты пресноводные континентальные осадочные образования, а также не содержащие галогенных отложений.

С первой группой областей и районов, сложенных преимущественно палеозойскими породами, связаны только рассольные термальные воды (артезианские бассейны Русской и Сибирской платформ, Минусинские и Тувинские межгорные артезианские бассейны и др.); в бассейнах с преобладанием мезокайнозойских пород развиты воды от рассольных до пресных, с преобладанием рассольных и соленых (Скифская и Туранская платформенные области с прилегающими к ним краевыми прогибами). Ко второй группе областей и районов приурочены термальные воды от соленых до пресных (Западносибирская платформенная артезианская область, бассейны о. Сахалин). К третьей — воды от солоноватых до пресных (бассейны впадин байкальского типа).

Теплоэнергетический потенциал подземных вод пластовых ГГТС определяется их геотермическими условиями. По степени интенсивности геотемпературных полей выделяется два вида этих систем:

а) древних платформ и сочлененных с ними краевых прогибов и межгорных впадин, выполненных палеозойскими породами. В основании их осадочного чехла температуры достигают 50, 75, реже 100 °С;

б) эпипалеозойских плит и сочлененных с ними краевых прогибов и межгорных впадин, выполненных мезо-кайнозойскими отложениями. В основании их осадочного чехла максимальные температуры достигают 100—200 °С.

Фильтрационные и емкостные свойства водовмещающих пород пластовых ГГТС также определяются историей их геологического развития. В общем случае эти показатели для глубокозалегающих палеозойских пород докембрийских платформ во много раз ниже, чем у мезокайнозойских пород эпипалеозойских платформ.

Степень перспективности территории РФ и сопредельных стран СНГ на теплоэнергетические воды с учетом возможности комплексного их использования для различных народнохозяйственных нужд отражены на рисунке 1.

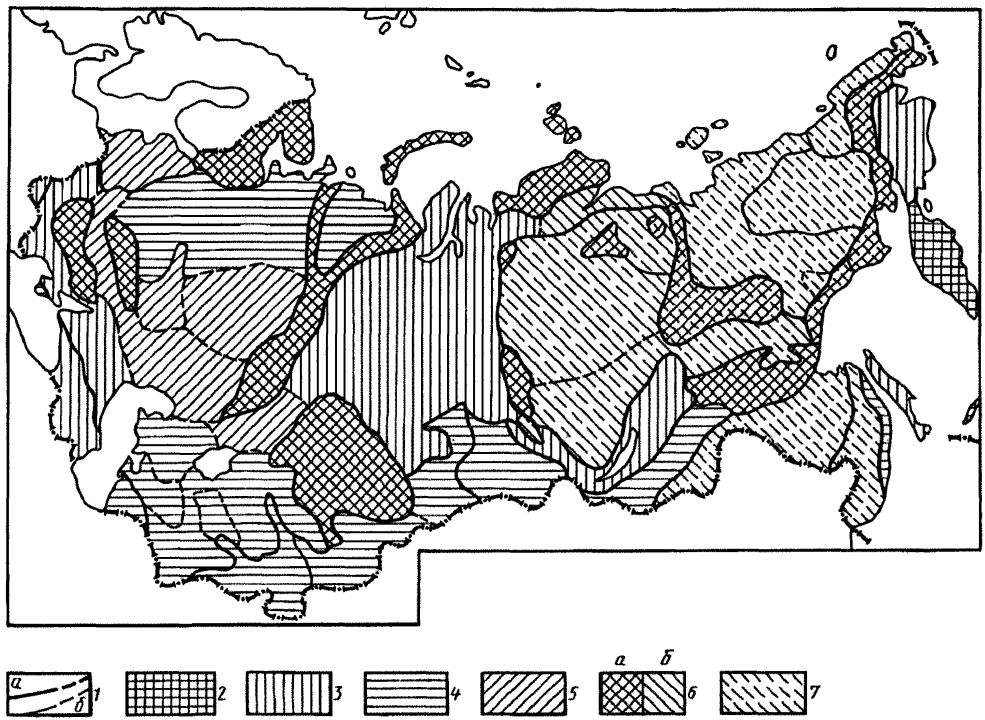
Условия локализации гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов в пределах ГГТС определяются комплексом геологоструктурных, геотермических, геоморфологических и гидрогеологических условий. Благоприятное сочетание этих условий приводит к формированию месторождений теплоэнергетических вод. Под месторождениями теплоэнергетических вод в настоящее время принято понимать пространственно ограниченную часть гидрогеотермальной (водонапорной) системы, в пределах которой под влиянием естественных факторов созданы благоприятные условия для отбора природных теплоносителей и рентабельного их использования в народном хозяйстве по тому или иному целевому назначению. Часть месторождения, намеченная под эксплуатационный водозабор, называется эксплуатационным или

водозаборным участком. Таких участков в пределах месторождения может быть один или несколько, местоположение их определяется сочетанием наиболее благоприятных геолого-гидрогеотермических условий и технико-экономических показателй извлечения и практического использования теплоэнергетических вод.

Из приведенных определений следует, что оба понятия (месторождение и эксплуатационный участок) являются категориями геолого-экономическими и эти объекты могут иметь как природные границы (геолого-структурные, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические), так и условные, определяемые на основе технико-экономических расчетов и оценок.

Установленные закономерности распределения гидрогеотермальных и парогидрогеотермальных ресурсов на территории РФ являются лишь предпосылкой для выявления месторождений и теплоэнергетических вод. Однако для выявления месторождений и количественной оценки их ресурсов необходимо проведение специальных поисково-разведочных работ с бурением и опробованием гидрогеологических скважин.

Рисунок 1 — **Районирование территории РФ и сопредельных стран по степени перспективности на гидрогеотермальные ресурсы (теплоэнергетические воды)**



## Условные обозначения к рисунку 1

«Районирование территории Российской Федерации и сопредельных стран СНГ по степени перспективности на гидрогеотермальные ресурсы»

*1* — границы гидрогеологических областей (а) и районов (б) области и районы; *2* — высокоперспективные, с термальными водами и парогидротермами, пригодными для выработки электроэнергии, теплоснабжения, бальнеологии, рекреации, технологических нужд; *3* — перспективные, с термальными водами (реже парогидротермами), пригодными для теплоснабжения, бальнеологии и рекреации, извлечения полезных компонентов, технологических нужд; *4* — с ограниченными перспективами теплотехнического использования преимущественно низкопотенциальных и высокоминерализованных термальных вод, более перспективные для целей бальнеологии, рекреации или извлечения полезных компонентов; *5* — с весьма ограниченными перспективами теплотехнического использования в основном низкопотенциальных и/или высокоминерализованных термальных вод; *6* — бесперспективные: а) — в пределах древних щитов и древнескладчатых областей; б) — в пределах платформенных областей; *7* — не изученные или слабо изученные в гидрогеотермическом отношении.

*ПРИЛОЖЕНИЕ В*
*(Справочное)*

## ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ТАРУМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тарумовское месторождение теплоэнергетических вод находится в пределах Равнинного Дагестана. Месторождение объединяет три самостоятельных участка: Болгарский Хутор, Большая Арешевка и Юрковский. Разделение месторождения на участки произведено в соответствии с особенностями размещения проектных теплопотребителей.

При постановке и проведении геологоразведочных работ на Тарумовском месторождении в качестве теплопотребителей были определены теплично-парниковые хозяйства, жилые и административные здания, животноводческие комплексы и др. Заявленная потребность в тепле по участкам составит в 28—31 МВт.

Разведка месторождения выполнялась Дагестанской геологоразведочной экспедицией ГГП «Севкавгеология» в 1983—1991 гг. По результатам выполненного комплекса разведочных гидрогеологических работ и предварительных (предпроектных) теплотехнических и технико-экономических проработок по упомянутым участкам и месторождению в целом были оценены ресурсы (эксплуатационные запасы) теплоэнергетических вод, которые были утверждены в соответствии с действовавшим в то время Законодательством Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых (протокол от 27.03.91 № 11033).

Тарумовское месторождение является типичным месторождением пластового типа.

Теплоэнергетические воды месторождения приурочены к двум водоносным комплексам: караган-цокракскому и плиоценовому (континентальной толщи).

Караган-чокракский водоносный комплекс связан с терригенными отложениями и залегает на глубинах 2166—2358 м. Теплоэнергетические воды комплекса имеют температуру 85—93 °С и минерализацию от 3,5 до 26,5 г/дм$^3$.

Комплекс подразделяется на несколько водоносных горизонтов, из которых были разведаны I и II горизонты.

Скважины, вскрывающие комплекс, самоизливающие. Избыточный напор на устье достигает 1,9 МПа, дебиты скважин при опробовании составляли 27—63 л/с.

Плиоценовый (континентальной толщи) водоносный комплекс связан так же с терригенными отложениями и залегает на глубинах 1380—1495 м. Теплоэнергетические воды комплекса имеют температуру 62—63 °С и минерализацию 6,5—10 г/дм$^3$. Воды комплекса самоизливающие — избыточный напор на устье скважин составляет 1,1—1,6 МПа, дебиты при опробовании — 23,5—31,5 л/с.

Вследствие высокой минерализации теплоэнергетических вод и невозможности открытого сброса отработанного теплоносителя разведка месторождения и оценка ресурсов (эксплуатационных запасов) осуществлялись применительно к технологии разработки продуктивных водоносных комплексов с обратной закачкой отработанного теплоносителя или геоциркуляционной технологии (ГЦС-технологии). В соответствии с этой технологией проектный водозабор на каждом участке месторождения состоит из одинакового количества эксплуатационных (водоподъемных) и нагнетательных скважин. Теплоэнергетические воды (природный теплоноситель) из самоизливающих эксплуатационных скважин поступает в первый контур теплообменников, где отдает тепло теплоносителю во втором контуре (пресная вода), и затем закачивается через нагнетательные скважины в продуктивные комплексы (горизонты).

В процессе поисково-разведочных гидрогеологических работ были получены необходимые исходные данные для обоснования конструкции водозаборов, проектных нагрузок на эксплуатационные и нагнетательные скважины, определения гидрогеологических и теплофизических параметров и оценки ресурсов (эксплуатационных запасов) теплоэнергетических вод.

Оценка ресурсов (эксплуатационных запасов) теплоэнергетических вод выполнялась гидродинамическим методом с применением моделирования и методически заключалась в гидродинамических и тепловых прогнозах работы водозаборов на каждом участке на 25-летний срок эксплуатации.

Для выполнения гидродинамических прогнозов были определены следующие параметры: эффективная мощность, коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности.

Эффективная мощность определена по диаграммам геофизических исследований скважин (ГИС) и составила:

| Водоносный комплекс (горизонт) | Эффективная мощность, м | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Участки | | | Средняя по месторождению |
| | Болгарский Хутор | Большая Арешевка | Юрковский | |
| Караган-чокракский: I горизонт | 39 | 33 | 23,5 | 32 |
| II горизонт | 14 | 20 | 43,5 | 26 |
| Плиоценовый (континентальной толщи) | 48,5 | 59 | 55 | 54 |

Коэффициенты водопроводимости ($K_т$) и пьезопроводности ($a$) определены по данным гидродинамических исследований скважин (кустовых водовыпусков или водовыпусков-нагнетаний). Значения гидрогеологических параметров продуктивных водоносных комплексов (горизонтов) по участкам приводятся ниже:

| Участок, водоносный комплекс (горизонт) | Гидрогеологические параметры | |
|---|---|---|
| | Водопроводимость, $м^2$/сут | Пьезопроводность, $м^2$/сут |
| **Болгарский Хутор** | | |
| Караган-чокракский: | | |
| I горизонт | 218 | $2 \cdot 10^6$ |
| II горизонт | 66 | $2 \cdot 10^5$ |
| Плиоценовый (континентальной толщи) | 212 | $3 \cdot 10^6$ |
| **Большая Арешевка** | | |
| Караган-чокракский, | | |
| I горизонт | 216 | $6 \cdot 10^5$ |
| **Юрковский** | | |
| Караган-чокракский, | | |
| I горизонт | 221 | $3{,}1 \cdot 10^6$ |
| Плиоценовый (континентальной толщи) | 216 | $3 \cdot 10^6$ |

Для тепловых прогнозов по данным лабораторных исследований образцов водовмещающих пород и проб подземных вод определены их воднофизические и теплофизические параметры. Значения их в целом по месторождению приводятся ниже:

| Параметры | Един. измер. | Теплоноситель | Водовмещающие породы | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Водоносный комплекс | |
| | | | Караган-чокракский | Плиоценовый |
| 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 | $м^2/(с \cdot 10^{-6})$ | — | 0,815 | 0,835 |

Гидродинамическими прогнозами обоснованы давления на устьях эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Теплофизическими расчетами доказано, что за 25-летний срок работы водозаборов фронт заканчиваемых охлажденных вод не достигнет эксплуатационных скважин.

При подсчете запасов учитывался также прерывистый режим эксплуатации, поскольку срок теплопотребления составляет в году 180—200 сут для теплиц и 160 сут для коммунальных служб и круглогодично для горячего водоснабжения. В среднем срок теплопотребления принят равным 182 сут.

Ресурсы (эксплуатационные запасы) теплоэнергетических вод Тарумовского месторождения на 25-летний срок эксплуатации (по состоянию изученности на 01.01.90) в пересчете на непрерывный режим эксплуатации составляют (в т. ч. по участкам и продуктивным горизонтам):

**Эксплуатационные запасы (ресурсы) теплоэнергетических вод Тарумовского месторождения**

| Участок, водоносные комплексы, горизонты | Эксплуатационные запасы, тыс. м$^3$/сут | | | |
|---|---|---|---|---|
| | В пересчете на непрерывный режим | | | |
| | Всего | В т. ч. по категориям | | °С |
| | | В | $C_1$ | |
| **Болгарский Хутор** | 7,67 | 1,5 | 6,17 | |
| В т. ч. по комплексам и горизонтам: | | | | |
| Караган-чокракский: | | | | |
| I горизонт | 3,0 | — | 3,0 | 90 |
| II горизонт | 2,37 | 1,5 | 0,87 | 90 |
| Плиоценовый (континентальной толщи) | 2,3 | — | 2,3 | 62 |
| **Большая Арешевка** | 7,3 | 1,46 | 5,84 | |
| В т. ч. по комплексам и горизонтам: | | | | |
| Караган-чокракский, I горизонт | 7,3 | 1,46 | 5,84 | 90 |
| **Юрковский** | 7,49 | 2,91 | 4,58 | |
| В т. ч. по комплексам и горизонтам: | | | | |
| Караган-чокракский, I горизонт | 4,99 | 1,66 | 3,33 | 90 |
| Плиоценовый (континентальной толщи) | 2,5 | 1,25 | 1,25 | 63 |
| Всего по месторождению | 22,46 | 5,87 | 16,59 | |

Запасы тепловой энергии за счет использования теплоэнергетических вод Тарумовского месторождения характеризуются следующими показателями:

| Участки | Годовое производство тепла, ГДж | Производство тепла за расчетный срок, ГДж |
|---|---|---|
| Болгарский Хутор | 404,9 | 10 122,5 |
| Большая Арешевка | 470,9 | 11 772,5 |
| Юрковский | 386,4 | 9 660 |
| В целом по месторождению | 1262,2 | 31 555 |

УДК 669.014 Е02 ОКСТУ 3110

Ключевые слова: энергетика, геотермальная энергетика, теплоэнергетические воды, ресурсы, запасы, теплоноситель, потенциал теплоэнергетический, гидрогеотермальные системы, месторождение, геоциркуляционные системы, гидрогеологические параметры, теплофизические параметры

**Нетрадиционная энергетика**

## ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

**Методика определения гидрогеотермальных и парогидротермальных ресурсов**

Редактор *В. П. Огурцов*
Технический редактор *В. Н. Прусакова*
Корректор *Л. Я. Митрофанова*
Оператор *А. П. Финогенова*

Сдано в набор 31.01.96. Подп. в печать 05.03.96. Формат 60 × 84$^{1}/_{16}$. Бумага типографская. Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл. печ. л. 1,86. Усл. кр.-отт. 1,86. Уч.-изд. л. 1,53. Тираж 135 экз. Зак. 129. Изд. № 1828/4. С 3252.

ИПК Издательство стандартов, 107076, Москва, Колодезный пер., 14.
ЛР № 021007 от 10.08.95
Набрано в Калужской типографии стандартов на ПЭВМ.
Калужская типография стандартов, ул. Московская, 256.
ПЛР № 040138

gost.e-ecolog.ru