

Приложение
к приказу ОАО «РусГидро»
от 30.10.2013 № 1066



РусГидро

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ОАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ПРОДУКТИВНОСТИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ.
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

СТО РусГидро 03.01.94-2013

Издание официальное

Москва 2013

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России», Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений», Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего профессионального образования «Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова» (Географический факультет)

2 ВНЕСЕН Департаментом технической политики и методологии стандартизации ОАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ОАО «РусГидро» (протокол от 15.11.2012 № 58)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО «РусГидро» от 30.10.2013 № 1066

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «РусГидро»

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины и определения	2
4	Сокращения	4
5	Общие положения.....	4
6	Общие методы оценки геотермальных ресурсов	4
	6.1 Общие потенциальные геотермальные ресурсы (валовой потенциал).....	4
	6.2 Технически доступные геотермальные ресурсы (технический потенциал)	5
	6.3 Экономически эффективные геотермальные ресурсы (экономический потенциал)	6
7	Методы оценки гидрогеотермальных ресурсов.....	7
	7.1 Категоризация ресурсов.....	8
	7.2 Расчет прогнозных ресурсов.....	12
	7.3 Оценка эксплуатационных запасов.....	13
8	Оценка теплоэнергетического потенциала.....	19
9	Промышленная (геолого-экономическая) оценка месторождений термальных вод.....	20
	Приложение А (обязательное) Расчет потенциальных геотермальных ресурсов энергии.....	21
	Библиография	23

Введение

Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Геотермальные электростанции. Определение энергетической продуктивности геотермальных полей. Общие положения» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является нормативным документом ОАО «РусГидро», устанавливающим требования к последовательности и порядку работ при оценке продуктивности геотермальных полей и месторождений.

Разработка Стандарта вызвана необходимостью усиления нормативно-технического регулирования в области развития геотермальной энергетики как современной инновационной области использования возобновляемых источников энергии.

Стандарт входит в группу стандартов ОАО «РусГидро» по геотермальной энергетике. В Стандарте частично применены требования, введенные стандартами организации СТО 17330282.27.140.011-2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», СТО 06.02.76-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана окружающей среды. Оценка воздействия на окружающую среду. Методические указания», СТО РусГидро 04.02.75-2011 «Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования», СТО РусГидро 05.02.68-2011 «Система обеспечения персонала средствами индивидуальной защиты на объектах гидрогенерации и возобновляемых источников энергии. Нормы и требования».

Применение Стандарта совместно с другими стандартами организации, действующими в ОАО «РусГидро», позволит обеспечить выполнение требований по достоверной оценке ресурсов при планировании развития важного направления энергетической отрасли – геотермальной энергетики.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «РусГидро»

**ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Дата введения **30.10.2013****1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт организации (далее – Стандарт) является нормативным документом ОАО «РусГидро», устанавливающим требования к применению методов, используемых для определения продуктивности геотермальных полей и месторождений и для анализа перспективности использования месторождений для создания геотермальных электростанций, а также для количественной оценки прогнозируемой выработки электрической и тепловой энергии на геотермальных электростанциях, проектируемых на изучаемых месторождениях.

1.2 Требования Стандарта не распространяются на низкотемпературные (с температурой ниже 150°C) геотермальные месторождения.

1.3 Стандарт предназначен для применения всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро». Дочерние и зависимые общества ОАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после присоединения к нему в установленном порядке.

1.4 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ОАО «РусГидро», если эти организации в установленном порядке присоединились к Стандарту, или если это обязательство включено в заключаемый между сторонами договор (контракт).

1.5 Обязательность применения требований и норм Стандарта для всех поименованных выше субъектов ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ОАО «РусГидро» и (или) дочерние зависимые общества ОАО «РусГидро».

1.6 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.7 При вводе в действие новых законодательных актов, технических регламентов, нормативных правовых и методических документов, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует пользоваться вновь введенными требованиями этих документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы и стандарты:

«Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 № 74-ФЗ

Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»

Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

ГОСТ Р 54100-2010 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые источники энергии. Основные положения

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

П р и м е ч а н и е – при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования, стандартов – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены понятия в соответствии с Водным кодексом РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ, термины - по ГОСТ 54100, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 геотермальная энергия: Тепло недр Земли.

3.2 геотермальное месторождение: Участок земной коры, часть общего теплосодержания которого, может быть извлечена из недр.

3.3 геотермальные ресурсы потенциальные: Количество тепла, содержащееся в земной коре на глубинах, достижимых бурением в прогнозируемый период.

3.4 геотермальные электростанции (ГэоЭС): Электростанции, которые вырабатывают электричество из геотермальной энергии.

3.5 гидрогеотермальные ресурсы: Часть геотермальных ресурсов, заключенная в подземных водах, паре или пароводяных смесях, заполняющих естественные подземные коллекторы.

3.6 гидротермы: Температурные воды, поступающие из недр земли.

3.7 концептуальная модель месторождения: Содержательная модель, при формулировке которой используются понятия и представления предметных областей знания, занимающихся изучением объекта моделирования (геология, геофизика, гидрогеодинамика, геохимия)

3.8 оценка ресурсов месторождений геотермальной энергии: Определение количественных характеристик месторождений геотермальной энергии.

3.9 петрогеотермальные ресурсы: Часть геотермальных ресурсов, заключенная в сухих твердых породах.

3.10 прогнозные ресурсы геотермальной энергии: Часть потенциальных ресурсов, которая может быть использована с применением некоторых технологий.

3.11 продуктивность геотермального месторождения: Количество электрической и тепловой энергии, получаемой при использовании геотермальных ресурсов месторождения.

3.12 разведочная модель месторождения: Описательная модель месторождения, включающая гидрохимические и температурные данные, сведения о геологической и гидродинамической структурах месторождения, построенная на сведениях, полученных в первичных поисковых и разведочных работах до бурения первой разведочной скважины

3.13 эксплуатационные запасы геотермальной энергии: Часть прогнозных ресурсов, которая доступна для использования при существующих технологиях.

3.14 экономичные геотермальные ресурсы: Часть эксплуатационных запасов геотермальных ресурсов, доступная для экономически эффективного использования.

4 Сокращения

В Стандарте применены следующие сокращения:

ГТР – геотермальные ресурсы;

ГЦС – геодциркуляционная система;

ГеоЭС – геотермальная электростанция.

5 Общие положения

5.1 Оценка продуктивности геотермальных полей и месторождений в каждом случае требует проведения специальных научно-исследовательских и изыскательских работ.

5.2 Существуют три группы методов оценки: количественные, экономические и по комплексу показателей.

5.3 При выполнении количественных оценок геотермальных ресурсов экономические показатели не учитываются.

Примечание - Примером таких оценок является определение теплового содержания толщ литосферы конкретной территории. Большой интерес представляет оценка количества энергии, к которым обеспечен доступ при современном уровне развития техники.

5.4 При экономической оценке в технически доступных ресурсах выделяется та их часть, которая соответствует экономической целесообразности их освоения.

5.5 Общие оценки ГТР необходимо проводить в соответствии с общепринятой классификацией ресурсов возобновляемых источников энергии: валовой, технической и экономической потенциалы.

5.6 Геотермальные ресурсы подразделяются на гидрогеотермальные и петрогеотермальные. Общие методы оценки применяются независимо от указанного деления.

6 Общие методы оценки геотермальных ресурсов

6.1 Общие потенциальные геотермальные ресурсы (валовой потенциал)

Общие потенциальные геотермальные ресурсы (валовой потенциал) оцениваются на основе допущения, что массив при добыче тепловой энергии может быть охлажден до температуры окружающей среды. Теоретически это

допустимо, но практически является маловероятным. Расчетная формула имеет следующий вид:

$$Q_0 = k \cdot c_v \cdot S \cdot (H_{np} - h_{н.с.}) \cdot (T_{из} - T_{о.с.}), \quad (1)$$

где k – коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу;

c_v – объемная теплоемкость породы, усредненная по разрезу, $ккал/(м^3 \cdot ^\circ C)$;

S – площадь участка, района, региона, $м^2$;

H_{np} – прогнозируемая глубина бурения, $м$;

$h_{н.с.}$ – глубина нейтрального слоя, $м$;

$T_{из}$ – средняя температура массива в границах намеченной глубины бурения

(средняя изотерма): $T_{из} = 0,5(T_{np} + T_{н.с.})$, $T_{np} = G(h_{np} - h_{н.сл.}) + T_{н.с.}$;

$T_{н.сл.}$ – температура нейтрального слоя, $^\circ C$;

T_{np} – температура пород на прогнозируемой глубине бурения, $^\circ C$;

$T_{о.с.}$ – температура окружающей среды, $^\circ C$;

G – усредненный по разрезу геотермический градиент.

6.2 Технически доступные геотермальные ресурсы (технический потенциал)

6.2.1 Технически доступные для эксплуатации ГТР (технический потенциал) оцениваются, исходя из следующих условий: массив пород на глубину бурения может быть охлажден до температуры, соответствующей оптимизации работы ГЦС или требований потребителя по температуре поступающего к нему и сбрасываемого теплоносителя.

6.2.2 Если средняя температура массива ($T_{из}$) меньше температуры теплоносителя, направляемого к потребителю, а точнее $T_H > T_{н.сл.}$, то расчеты следует вести по формуле:

$$Q_\partial = k \cdot \xi_t \cdot c_v \cdot S \cdot (H_\partial - H_H) \cdot (T_{из} - T_{о.с.}), \quad (2)$$

где

$$\xi_t = [T_{из} - 0,5(t_{о.м} + t_\kappa)] / (T_{из} - t_{о.с.}) = [(1 - 0,5\theta)(T_{из} - t_{о.м})] / (T_{из} - t_{о.с.});$$

$$T_{из} = 0,5(T_\partial + T_{из}); T_H = 2T_{н.н.} - T_\partial; T_\partial = G(H_\partial - h_{н.с.}) + T_{н.с.};$$

$$H_H = (T_H - T_{н.с.}) / G + h_{н.с.}; T_{н.н.} = (t_\kappa - t_{о.м.}) / \theta + t_{о.м.};$$

ξ_t – коэффициент температурного извлечения, определяемый исходя из заданных или оптимизированных температур теплоносителя на входе в ГЦС и выходе из нее, а также принятой безразмерной температуры θ , ограничивающей срок эксплуатации ГЦС;

H_D – технически доступная глубина бурения, м;

H_H – глубина залегания изотермы, м;

$t_{o.m.}$ и t_k – принятые для типичной циркуляционной системы с замкнутым контуром температуры на входе и выходе из него;

T_H – нижнее значение температуры пород, обеспечивающее $T_{из}$ по заданным или оптимизированным $t_{o.m.}$, t_k и θ ;

H_H – глубина залегания изотермы с температурой T_H ;

$T_{н.п.}$ – предельно низкая средняя температура пород, ограниченная условием

$$\theta = (t_k - t_{o.m.}) / (T_{н.п.} - t_{o.m.}).$$

Если же $T_H \leq T_{н.сл.}$, то $T_H = T_{н.сл.}$ и $H_H = h_{н.сл.}$

В данной методике не учитывается возможность дополнительного извлечения тепла при утилизации теплоносителя за пределами расчетного срока службы ГЦС.

Изменение ξ в зависимости от $t_{o.m.}$, t_k либо θ определяет полноту извлечения и происходит в границах от 0,2 до 0,6 в соответствии с заданным качеством продукции.

6.3 Экономически эффективные геотермальные ресурсы (экономический потенциал)

6.3.1 Экономически эффективные геотермальные ресурсы (экономический потенциал) складываются из двух составляющих по формуле:

$$Q_3 = Q_1 + Q_2, \quad (3)$$

где Q_1 - теплосодержание рабочего горизонта мощностью m_1 со средней температурой пород ($T'_{из}$), близкой к потребностям заказчика (t_k) при условии равных или меньших приведенных затрат на добычу теплоты недр (P_2) по сравнению с затратами на другие сопоставимые источники энергии (P_a);

Q_2 - теплосодержание нижележащих пород до ограниченной глубины, определяемой из условия равенства затрат на добычу геотермальной энергии и затрат на другие сопоставимые источники энергии ($\Pi_2 = \Pi_a$).

6.3.2 В общем случае оценка производится по приведенным ниже формулам:

$$Q_1 = k \cdot \xi_t \xi_v \cdot c_v \cdot S \cdot m_p \cdot (T_{из}^{\nabla} - t_{o.c.}); \quad (4)$$

$$Q_2 = k \cdot c_v \cdot S \cdot (H_{\vartheta} - H_{из}^{\nabla}) \cdot (T_{из}^{\nabla\nabla} - t_{o.c.}), \quad (5)$$

$$T_{из}^{\nabla} = (t_k - t_{o.m.}) / \theta + t_{o.m.}; \quad T_{из}^{\nabla\nabla} = 0,5G(H_{из}^{\nabla} + H_{\vartheta} + m_p);$$

$$H_{из}^{\nabla} = (T_{из}^{\nabla} - t_{н.сл.}) / G + h_{н.сл.},$$

где ξ_v – коэффициент объемного извлечения, составляющий в зависимости от типа коллектора, системы разработки и схем комплексации зон теплоотбора от 0,05 до 0,5;

H_{ϑ} – предельная по альтернативным затратам (Π_a) глубина зоны теплоотбора.

Если определяются ресурсы естественного пластового коллектора, то расчеты ведутся по формуле:

$$Q_1 = k \cdot \xi_k \xi_t \xi_v \cdot c_{\vartheta v} \cdot S \cdot h \cdot (T_{из} - t_{o.c.}), \quad (6)$$

где ξ_k – коэффициент увеличения ресурсов за счет кондуктивного теплообмена с вмещающими продуктивный пласт породами ($\xi_k = 1,2 - 1,6$);

$c_{\vartheta v}$ – эффективная объемная теплоемкость водонасыщенных пород коллектора;

h – мощность естественного коллектора;

ξ_v может приниматься от 0,25 до 0,9.

7 Методы оценки гидрогеотермальных ресурсов

Геотермальные месторождения с температурой до 150⁰С называются низкотемпературными, а обладающие более высокой температурой – высокотемпературными.

В настоящее время в качестве источника тепла для выработки электрической энергии в основном используются ресурсы высокотемпературных подземных вод или гидротерм, формирующихся в пределах, так называемых гидротермальных систем. Высокотемпературные системы тесно связаны с современной или молодой магматической (вулканической) деятельностью, их можно рассматривать как специфические гидродинамические системы, возникающие в земной коре при внедрении в водоносные слои глубинного теплоносителя - магмы или надкритического водного флюида. Они характеризуются аномально высоким выносом тепла и вещества на поверхность, интенсивно протекающими процессами гидротермального изменения горных пород. Геотермальные месторождения являются частью таких систем.

В Стандарте рассматриваются высокотемпературные геотермальные системы.

7.1 Категоризация ресурсов

7.1.1 Оценка гидрогеотермальных ресурсов, которые представляют собой подземные воды в различном фазовом состоянии (горячая вода, пароводяная смесь, пар), основывается на со сложившимися в гидрогеологии классификациями ресурсов и запасов подземных вод. Она заключается в определении возможной производительности водозаборного сооружения при заданном понижении уровня воды в скважинах или в прогнозе понижения уровня воды при заданной производительности водозаборного сооружения. Одновременно должно быть показано, что при расчетном водоотборе качество термальных вод будет удовлетворять необходимым кондициям в течение всего периода эксплуатации.

7.1.2 Ресурсы термальных вод подсчитываются как по месторождениям или эксплуатационным участкам с целью проектирования водозаборных сооружений, необходимых для обеспечения конкретных объектов теплоносителем, так и в пределах крупных гидрогеологических регионов для обоснования генеральных схем использования этих вод в народном хозяйстве, а также направлений и объемов поисково-разведочных работ.

7.1.3 На месторождениях оценка выполняется по результатам специальных разведочных работ или по данным эксплуатации действующих водозаборных сооружений.

П р и м е ч а н и е - Термины «эксплуатационные запасы» и «прогнозные ресурсы» являются геолого-экономическими понятиями и часто используются как синонимы, но их следует различать.

7.1.4 Ресурсы подземных вод подразделяются на эксплуатационные запасы и прогнозныe ресурсы.

7.1.4.1 Эксплуатационные запасы подземных вод – количество подземных вод, которое может быть получено на месторождении (участке месторождения) или автономном эксплуатационном участке из геолого-технически обоснованных водозаборных сооружений при заданных режиме эксплуатации и качестве воды, удовлетворяющем требованиям ее целевого использования в течение всего расчетного срока с учетом природоохраннх и санитарных требований и ограничений, а также экономической целесообразности их использования.

7.1.4.2 Прогнозные ресурсы подземных вод - количество подземных вод определенного качества и целевого назначения, которое может быть получено по водоносной системе в целом или отдельным водоносным горизонтам и комплексам в пределах гидрогеологических районов, речных бассейнов или административных территорий, а также участков и площадей, перспективных для локализации месторождений подземных вод, дополнительно к эксплуатационным запасам подземных вод, оцененном на этих же территориях.

7.1.5 Оценка запасов теплоэнергетических и промышленных подземных вод производится в соответствии с их классификацией [1].

По экономическому значению запасы теплоэнергетических вод подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету: балансовые (экономические) и забалансовые (потенциально экономические). Экономическое значение запасов теплоэнергетических подземных вод оценивается на основе цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию.

7.1.6 Запасы теплоэнергетических и промышленных подземных вод по степени геолого-гидрогеологической изученности подразделяются на категории А, В, С₁ и С₂ :

– запасы категории А выделяются на месторождениях или участках недр в пределах которых имеются действующие водозаборные сооружения по добыче теплоэнергетических или подземных вод;

– запасы категории В выделяются на месторождениях или участках недр, в пределах которых имеются действующие водозаборные сооружения (переоценка запасов), а также на разведанных месторождениях или участках недр теплоэнергетических и промышленных подземных вод 1-й и 2-й группы сложности по геолого-гидрогеологическим условиям;

– запасы категории С₁ выделяются на вновь выявленных и оцененных месторождениях теплоэнергетических и промышленных подземных вод независимо от группы сложности месторождений по геолого-

гидрогеологическим условиям; запасы этой категории выделяются также в пределах ранее разведанных и поставленных на государственный баланс запасов полезных ископаемых месторождений распределенного фонда недр (при переоценке запасов), а также на участках недр с действующими водозаборными сооружениями по добыче теплоэнергетических и промышленных подземных вод, не имеющих запасов, поставленных в установленном порядке на государственный баланс запасов полезных ископаемых, при подсчете запасов на таких участках;

– запасы категории C_2 выделяются на вновь выделенных и оцененных месторождениях теплоэнергетических и промышленных подземных вод независимо от группы сложности месторождений по геолого-гидрогеологическим условиям; запасы этой категории также выделяются в пределах ранее разведанных (оцененных) месторождений распределенного фонда недр, запасы которых поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых (при переоценке запасов), а также на участках недр с действующими водозаборными сооружениями по добыче теплоэнергетических и промышленных подземных вод, не имеющих запасов теплоэнергетических и промышленных подземных вод, поставленных на государственный баланс запасов полезных ископаемых при подсчете запасов на таких участках.

7.1.7 Прогнозные ресурсы теплоэнергетических и прогнозных подземных вод водоносных горизонтов (комплексов) в пределах артезианских бассейнов различных порядков (или их частей) водоносных зон в пределах гидрогеологических складчатых областей (в том числе вулканотектонических структур) по степени их обоснованности подразделяются на прогнозные ресурсы категории P_1 и категории P_2 :

– прогнозные ресурсы категории P_1 оцениваются с целью обоснования возможности увеличения запасов на разведанных (оцененных) месторождениях теплоэнергетических и промышленных подземных вод или перспективных для постановки поисково-оценочных работ участках недр;

– прогнозные ресурсы категории P_2 оцениваются с целью выявления перспективных для геологического изучения участков недр в пределах артезианских бассейнов различных порядков, гидрогеологических складчатых областей (в том числе вулканотектонических структур).

7.1.8 По сложности геологического строения и гидрогеологических условий месторождения теплоэнергетические и промышленные подземные воды подразделяются на четыре группы:

– 1-я группа - месторождения или участки недр с простым геологическим строением гидрогеологическими, геотермическими, гидрогеохимическими, экологическими и горно-геологическими условиями; характеризуется ненарушенным залеганием и устойчивой мощностью водоносных горизонтов (комплексов) с однородными фильтрационными свойствами водовмещающих пород, выдержанными геотермическими и гидрогеохимическими закономерностями, возможностью достоверной оценки запасов по данным геологического изучения или разведки месторождений или участков недр;

– 2-я группа - месторождения или участки недр со сложным геологическим строением, гидрогеологическими, геотермическими, гидрогеохимическими, экологическими и горно-геологическими условиями; характеризуются нарушенным залеганием водовмещающих пород и водоупоров, неустойчивой мощностью и осложненным внутренним строением водоносных горизонтов (комплексов) или зон трещиноватости кристаллических пород, фильтрационной неоднородностью водовмещающих пород, сложными геотермическими и гидрогеохимическими закономерностями; количественные прогнозы расходов, уровней, температур, содержаний полезных компонентов имеют элементы неопределенности, отдельные параметры и показатели в процессе эксплуатации могут отклоняться от прогнозируемых при подсчете запасов значений;

– 3-я группа - месторождения или участки недр с очень сложным геологическим строением, гидрогеологическими, геотермическими, гидрогеохимическими, экологическими и горно-геологическими и другими условиями; водоносные горизонты (комплексы) в пределах артезианских бассейнов или водоносные зоны в пределах складчатых областей характеризуются ограниченными размерами, резко изменяющейся мощностью и фильтрационными свойствами водовмещающих в основном трещиноватых и закарстованных пород, сложными геотермическими и гидрогеохимическими закономерностями; количественные прогнозы изменений расходов, уровней, температур, содержаний полезных компонентов возможны по данным математического моделирования, по аналогии с разрабатываемыми месторождениями теплоэнергетических или промышленных подземных вод;

– 4-я группа - месторождения или участки недр с исключительно сложным геологическим строением, гидрогеологическими, геотермическими, газо-гидрогеохимическими, горно-геологическими и другими условиями; характеризуются в плане и разрезе резкой фильтрационной неоднородностью

коллекторов трещинных зон в пределах вулканно-тектонических структур или узлах пересечения разломов; источники формирования определяются величиной естественной разгрузки глубинного флюида и не могут быть определены достоверно; количественные прогнозы расходов, уровней, температур, состава теплоносителя могут быть выполнены по данным длительных выпусков или опытно-промышленной эксплуатации водозаборного сооружения (или фрагмента водозабора).

7.1.9 Месторождения теплоэнергетических и промышленных подземных вод по степени их изученности подразделяются на две группы – разведанные и оцененные.

К разведанным месторождениям относятся месторождения или участки недр, запасы которых, качество и технологические свойства подземных вод, гидрогеологические, геотермические, гидрогеохимические, экологические, горно-геологические и другие условия изучены по данным геологоразведочных и других видов работ с полнотой, достаточной для технико-экономического обоснования целесообразности их вовлечения в промышленное освоение в установленном порядке.

К оцененным месторождениям относятся месторождения, запасы которых, качество и технологические свойства подземных вод, геологические, гидрогеологические, экологические и горно-геологические условия разработки месторождения изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность представления в пользование участков недр для дальнейшей разведки и добычи теплоэнергетических и промышленных подземных вод.

7.1.10 Все решения, связанные с геологическим изучением, разведкой и оценкой запасов теплоэнергетических и промышленных подземных вод принимают в соответствии с Водным кодексом РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Законом РФ от 21.02.1992 № 2395-1, Федеральным законом от 21.12.1994 № 68-ФЗ, нормативными документами федеральных органов государственного управления и надзора в сфере природных ресурсов и экологии.

7.2 Расчет прогнозных ресурсов

7.2.1 Расчет прогнозных ресурсов термальных вод выполняется на основе региональных оценок, которые целесообразно осуществлять в пределах отдельных гидрогеологических структур по основным перспективным водоносным комплексам (горизонтам) с последующим их разделением (при необходимости) на экономические и административные единицы.

7.2.2 Оценки выполняются на основе специализированного гидрогеотермического районирования изучаемых территорий, направленного на выявление гидрогеотермических зон, каждая из которых характеризуется сочетанием усредненных значений основных гидрогеологических и гидротермических параметров, определяющих в комплексе размеры ресурсов и теплоэнергетический потенциал термальных вод, а также геолого-экономические показатели их промышленного освоения. Все дальнейшие комплексные оценки по оценке ресурсов выполняются применительно к этим зонам.

7.2.3 По результатам полученных оценок производится геолого-экономическое районирование перспективных территорий по комплексу показателей, определяющих возможные масштабы и экономический эффект, последовательность изучения и промышленного освоения гидротермальных ресурсов.

7.2.4 Региональная оценка прогнозных ресурсов должна выявить, сколько термальной воды может быть получена в данном районе и определить ее теплоэнергетический потенциал. Кроме того, в первом приближении необходимо ответить на вопросы о рациональных способах промышленного освоения ресурсов (возможные схемы размещения водозаборных сооружений, методы разработки водоносных горизонтов и способы эксплуатации скважин), обеспечивающих получение максимального эффекта от их практического использования.

7.3 Оценка эксплуатационных запасов

7.3.1 Оценки эксплуатационных запасов резервуаров сводятся к построению моделей, которые описывают предполагаемую структуру и потенциальную мощность резервуара с нарастающей степенью доверия. Такие оценки условно проходят в три фазы разработки.

7.3.2 Первая фаза - оценка переменных характеристик резервуара в разведочную стадию с акцентом на оценку объема резервуара, типичных температур и физико-химических характеристик гидротерм, разработка предварительной схемы эксплуатации перед разведочным бурением.

Работы, проводимые в первой фазе оценки эксплуатационных запасов, включают:

- проведение рекогносцировочных исследований, позволяющих установить наличие геотермального резервуара;
- изучение геохимии гидротерм, анализ геологической и гидродинамической структур, позволяющих определить классификационный тип геотермальной системы;

- изучение горизонтальных потоков резервуаров; необходимо предполагать, что все горячие и теплые источники разведываемых систем, располагающиеся в местах с умеренным или сильно расчлененным рельефом, связаны со скрытыми потоками гидротерм, до тех пор, пока не будут обнаружены достоверные противоположные аргументы;

- изучение температурного режима гидротерм; для оценки резервуарных температур необходимо использовать современные гидрогеохимические геотермометры;

- построение описательной разведочной модели резервуара по полученным данным; при построении разведочной модели необходимо точно анализировать предполагаемую гидрогеологическую (гидродинамическую) структуру геотермальной системы; в некоторых случаях глубинные части моделируемой геотермальной системы могут не быть смещенными в сторону, казалось бы, от очевидных источников тепла, проявленных на земной поверхности;

- определение конкретного места заложения разведочной скважины или скважин по результатам анализа разведочной модели;

- предварительная ориентировочная оценка порядка величины энергии, содержащейся в резервуаре, для чего необходимо оценить глубину бурения разведочной скважины.

7.3.3 Вторая фаза - разработка первой концептуальной модели резервуара после разведочного бурения, основанная на данных, по крайней мере, одной продуктивной скважины; оценка запасенной энергии и прогноз потенциальной тепловой мощности резервуара; оценка производительности месторождения по опытным откачкам из скважин.

Работы, проводимые во второй фазе оценки эксплуатационных запасов, включают:

- а) бурение разведочной скважины или скважин с учетом требований ведомственных строительных норм, правил безопасности, руководящих документов:

- техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами [2];

- инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования [3];

- техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований скважин [4];

- инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ [5];

макет рабочего проекта на строительство скважин [6];

правила разработки месторождений теплоэнергетических вод [7];

б) изучение разведочных скважин с целью определения их функциональных характеристик и параметров качества воды согласно правилам безопасности и руководящим документам по проведению геофизических и геолого-технологических исследований:

правилами охраны недр [8];

инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин [9];

в) по данным изучения скважин необходим пересмотр разведочной модели; эта откорректированная разведочная модель представляет собой первую концептуальную модель резервуара;

г) первая концептуальная модель резервуара используется для оценки его энергетического потенциала; существуют два метода оценки запасенной энергии в геотермальном резервуаре:

1) метод оценки общего аномально запасенного тепла, часто используемый для оценки геотермальных ресурсов, для которых нет еще концептуальной модели, и где накопленная энергия оценивается по расчетной температуре и по заданной расчетной глубине (см. раздел б).

2) метод оценки потенциально полезного сохраненного тепла используется для оценки накопленной энергии в разведанном геотермальном районе при предполагаемой (расчетной) температуре. Для этого требуется следующая информация: средняя температура резервуара; оценка объема резервуара; средняя плотность пород и гидротерм и их энтальпия, соответственно; средняя пористость и предполагаемая водонасыщенность пород резервуара. Кроме того, требуются значения температур, которые определяют долю извлечения экономически выгодных гидротерм.

П р и м е ч а н и е – разработка концептуальной модели месторождения представляет собой важнейший этап работ по оценке продуктивности месторождения. Концептуальная модель строится по данным геологоразведочных работ и данным эксплуатации первой разведочной скважины. Концептуальные модели резервуаров в дальнейшем подвергаются изменениям, по мере того как поступают новые факты в процессе бурения следующих скважин. Если приходится сильно изменять первую концептуальную модель, или вообще от неё отказываться, то ошибку надо искать в плохой разведочной модели. Характерной особенностью хорошей первой концептуальной модели является то, что последующая информация не должна значительно изменять её характеристики. Например, концептуальная модель Мутновского месторождения до настоящего времени подвергается критическому анализу и уточнениям в связи с необходимостью обеспечения ГеоЭС теплоносителем для достижения проектной мощности.

7.3.4 В концептуальной модели можно рассчитывать количество накопленной энергии на объем поля (месторождения), например, на куб.км. Для крупно объемных резервуаров, расположенных в осадочных толщах, практикуется оценивать запасенную полезную энергию на единицу площади (например, на кв.км). Эти оценки не содержат информацию об энергии, которая может быть извлечена. Для этого используются расчеты потенциальных ресурсов энергии методами, изложенными в приложении А.

7.3.5 Третья фаза оценки эксплуатационных запасов - совершенствование концептуальной модели резервуара на ранней стадии эксплуатации, приводящее к прогнозу реальной производительности при разных сценариях эксплуатации (и реинжекции-закачки отработанных гидротерм). Тепло- и массоперенос в геотермальных резервуарах оценивается путем создания компьютерной модели, которая воспроизводит характерные параметры таких резервуаров.

7.3.6 Компьютерная расчетная модель должна быть основана на усовершенствованной концептуальной модели резервуара. Основные характеристики концептуальной модели резервуара также применяются в компьютерной модели резервуара. К компьютерной модели предъявляются следующие требования:

- модель должна содержать все основные характеристики исследуемого объекта;
- модель должна быть сформулирована так, чтобы ее изучения дало бы конкретные результаты для дальнейшего анализа и интерпретации, слишком сложная модель может привести к большим проблемам при ее исследовании существующими методами;
- модель не должна быть слишком смещена в сторону некоторых специфически точных данных по сравнению с другими важными, но менее точными данными;
- модель должна, где это, возможно, соответствовать наблюдаемым, а не интерпретированным данным.

Моделирование резервуара с известной производительностью и историей мониторинга представляет собой третью и заключительную фазу оценки резервуара.

7.3.7 Для 2-й и 3-й фаз моделирования резервуаров могут использоваться их идеализированные структуры и математические модели, описывающие тепло-массоперенос в проницаемых средах с использованием для их решения соответствующих численных методов.

П р и м е ч а н и е – Математическое и компьютерное моделирование изучаемого резервуара представляет собой сложную научную проблему. Не исключена возможность

использования готовых программных продуктов при наличии лицензионного соглашения с производителем этого продукта.

7.3.8 Результаты математического моделирования используются для проектирования схемы эксплуатации месторождения и строительства ГэоЭС.

7.3.9 Оценка эксплуатационных запасов термальных вод и их теплоэнергетического потенциала проводится на основании утвержденных кондиций. Кондиции представляют собой совокупность экономически и технологически обоснованных требований к качеству и количеству воды, техническим условиям эксплуатации месторождения при рациональном использовании недр и соблюдении правил охраны окружающей среды. При этом сами кондиции рассматриваются в качестве оценочных параметров и являются формой экономической оценки разведываемых или разведанных запасов.

7.3.10 Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическим обоснованиям кондиций рекомендованы методическими рекомендациями [10]. Кондиции должны учитываться при составлении проектов разработки и обустройства месторождений термальных вод.

7.3.11 Обоснование требований кондиций является необходимой составной частью комплекса геологоразведочных работ по определению промышленной ценности разведываемых месторождений термальных вод.

7.3.12 Для выполнения работ, указанных в 7.3.11, следует привлекать специализированные проектные или проектно – изыскательские организации.

7.3.13 Основные показатели кондиций, приводимые в технико-экономическом обосновании конкретного проекта следующие:

- минимальная температура воды (или энтальпия пароводяной смеси) на устье скважины;
- максимально допустимая минерализация и предельное содержание отдельных компонентов или их групп, включая содержание неконденсирующихся газов и парогидротермах (двуокиси углерода, сероводорода, метана, аммиака, азота, водорода, этана);
- предельные положения динамических уровней в эксплуатационных скважинах (минимальное избыточное давление воды или пара на устье) и максимальное давление на устьях нагнетательных скважин;
- предельные глубины и дебиты эксплуатационных скважин.

7.3.14 В проекте должны быть обоснованы способы и средства водоподъема, система транспортировки теплоносителя до потребителя, согласованный с заказчиком расчетный срок эксплуатации водозабора и

режим водоотбора в пределах этого срока, способы удаления использованных вод.

7.3.15 В каждом конкретном случае эксплуатационные запасы оцениваются с учетом заявленной потребности в теплоносителе и наличии действующих водозаборных сооружений с целью установления возможного взаимного влияния проектируемого и действующих водозаборных сооружений и обоснования ожидаемого прироста запасов.

7.3.16 Расчет водозабора включает обоснование рациональной схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных (в случае применения ГЦС – технологии) скважин, режима их эксплуатации.

7.3.17 В случаях не предусматриваемого заявкой неравномерного водопотребления в течение года, оценка эксплуатационных запасов проводится в двух вариантах: при непрерывном равномерном и заданном неравномерном режимах водопотребления. Ограничивающими показателями являются величины допустимых понижений уровня в эксплуатационных скважинах (или величина минимального избыточного напора – давления над устьем скважин – при фонтанном способе их эксплуатации), а также допустимые с технико-экономических позиций величины давления нагнетания – в случае применения ГЦС – технологии. Количество скважин в расчетной схеме водозабора и их производительность должны обеспечивать максимальную величину заданного водоотбора.

7.3.18 При оценке эксплуатационных запасов весьма важно определить срок разработки месторождения в течение которого количество и качество подземных вод должно соответствовать техническим условиям, а ожидаемые величины снижения давления или уровня не превысят допустимых.

7.3.19 Основной расчетной формулой для подсчета эксплуатационных запасов является:

$$Q_{вод} = \frac{4\pi k_m S}{R}, k_m = k_\phi m_{эф}, \quad (7)$$

где $Q_{вод}$ - эксплуатационный дебит водозабора (эксплуатационные запасы, $м^3 / сут$);

S - допустимая расчетная величина снижения уровня подземных вод в пласте, $м$;

k_m - коэффициент водопроводимости;

R - гидравлическое (фильтрационное) сопротивление (безразмерная величина);

k_ϕ - коэффициент фильтрации, $м / сут$;

$m_{эф}$ - эффективная мощность комплекса (горизонта), *м*.

7.3.20 Гидравлическое сопротивление R формируется в призабойных зонах скважин и учитывает внешние граничные условия (плановые, вертикальные), взаимное расположение скважин в водозаборном сооружении и расстояния между ними, коэффициент пьезопроводимости, время эксплуатации, радиус водозаборной части скважины, а также ее гидродинамическое несовершенство.

7.3.21 Из расчетной формулы следует, что для определения запасов в различных условиях необходимо и достаточно найти соответствующую для этих условий величину R с учетом принятой расчетной схемы.

7.3.22 Расчетный срок эксплуатации скважин в соответствии с установившейся практикой оценки запасов подземных вод рекомендуется принимать равным 10000 суток (около 27 лет).

8 Оценка теплоэнергетического потенциала

8.1 Производительность скважин по теплу G связана с производительностью по воде Q следующей формулой:

$$G = Q \cdot c_v \cdot \gamma_v \cdot t_{исп}, \quad (8)$$

где G – производительность скважины по теплу, $Гкал/год$;

Q – производительность скважины по воде $м^3/год$;

$t_{исп} = t_c - t_k$ представляет собой величину полезно используемого перепада температуры;

t_c – усредненная за расчетный период разработки температура термальных вод, $^{\circ}C$;

t_k – конечная температура воды после использования, $^{\circ}C$;

c_v – удельная теплоемкость воды, $Гкал/т \cdot ^{\circ}C$;

γ_v – плотность воды, $т/м^3$.

8.2 Энергетическую продуктивность одной скважины или месторождения можно вычислить по теплоэнергетическому потенциалу с использованием коэффициента перехода к условному топливу.

9 Промышленная (геолого-экономическая) оценка месторождений термальных вод

9.1 Геолого-экономическая оценка месторождений теплоэнергетических вод является важной составной частью работ по их изучению и в зависимости от сложности и масштабов месторождений может проводиться один или несколько раз. Она обязательна при представлении запасов на государственную экспертизу.

9.2 Согласно Закону РФ от 21.02.1992 № 2395-1 экспертиза может быть проведена на любой стадии при наличии запасов промышленных категорий и частично C_2 . Результаты геолого-экономической оценки оформляются по итогам разведочных работ в виде технико-экономического обоснования промышленного освоения месторождения.

9.3 Обоснование целесообразности использования гидрогеотермальных ресурсов, а также показателей кондиций в технико-экономическом обосновании производится, как правило, на основе комплексных вариантных расчетов, включающих решение гидрогеологических и геотермических задач оценки эксплуатационных запасов и разработки месторождения, а также последующую технико-экономическую оценку этих вариантов.

9.4 При обосновании и расчетах параметров технико-экономической оценки следует руководствоваться конъюнктурой рынка, потребностью и ценами на тепловую и электрическую энергию, а также на воду, попутно извлекаемые полезные компоненты, а также учитывать бальнеологические свойства воды.

Приложение А (обязательное)

Расчет потенциальных геотермальных ресурсов энергии

А.1 Метод поверхностного теплового потока

Необходимо оценить вынос тепла при естественной тепловой разгрузке. Допускается, что скорость потока гидротерм, которая требуется для поддержания наблюдаемых естественных потерь на площадках термопроявлений в пределах гидротермального резервуара, может быть воспроизведена некоторым количеством скважин.

Замеры общих естественных теплопотерь трудоемки и делаются редко, поскольку процедура измерений занимает много времени. Следует учитывать, что естественные теплопотери первичного резервуара обычно не поддаются оценке в случае наличия растека, который их маскирует. Если система скрыта водоупорным субповерхностным горизонтом, то становится невозможным получение информации о глубоко расположенных потоках гидротерм.

Тем не менее, надежная оценка естественных теплопотерь является важным вводным параметром, который позволяет моделировать поток гидротерм в резервуаре в его естественном состоянии. При этом следует учесть, что при вскрытии глубоких горизонтов скважинами возможно увеличение выноса тепла. Коэффициент увеличения изменяется от 3 до 7.

Например, при расчете прогнозных ресурсов Паужетской геотермальной системы, ее мощность по сумме выноса тепла естественными термопроявлениями была определена в 104 МВт. Вводя коэффициент увеличения выноса тепла (4,0), коэффициент перехода в полезную работу тепловой энергии в устье скважины (0,23), коэффициент перевода тепловой энергии в электрическую (0,4), была получена примерная прогнозная электрическая мощность – 38 МВт.

А.2 Объемный метод

Этот метод используется для оценки запасенной энергии наряду с предположением об эффективности извлечения (фактор возобновляемости). Поскольку большая часть тепловой энергии (более 80%) обычно заключена в водовмещающих породах, то допущение эффективности извлечения связано с предположением о количестве энергии, которое может извлекаться из водовмещающих пород естественными способами или с искусственной закачкой. Эффективность извлечения может варьировать в пределах от 0.1 для пародоминирующих систем до 0.5 для идеальных водных высокотемпературных (горячеводных) систем. Неопределенность оценок, произведенных объемным методом, большая и измеряется путем определения результирующей ошибки фактора восстановления и объемной оценки предполагаемого «продуктивного» резервуара.

Для применения объемного метода необходимо определить объемы блока, слоя или резервуара нагретых горных пород, их температуру и удельное теплосодержание.

Например, для Паужетского геотермального месторождения при площади 18 км^2 , высотой резервуара равной 2,5 км (глубина залегания кровли нагретых пород – 0,5 км,

глубина основания – 3 км), средней температуры пород 200°C , средней годовой температурой для Камчатки равной 0°C и удельной теплоемкостью пород, насыщенных пароводяной смесью равной 2,7 Дж/см расчетная накопленная тепловая энергия равна $9,45 \pm 2,8 \cdot 10^{18}$ Дж. Если принять соотношение полезной работы и тепловой энергии резервуара равным 0,957 и коэффициент электрического использования горячеводных систем равным 0,4 (для пародоминирующих систем коэффициент электрического использования берется равным 0,5), то мощность ГеоЭС на Паужетском месторождении может быть равной 68 ± 20 МВт.

А.3 Метод аналогий

Определенные характеристики эксплуатируемого резервуара сравниваются с такими же характеристиками не эксплуатируемого резервуара. Для получения вероятного энергетического потенциала других изучаемых горячеводных источников сравнивали предполагаемое поперечное сечение горячеводной системы с изученным потенциалом на единицу площади известных геотермальных источников. Естественные теплотери также использовались в качестве параметра для проведения аналогий. Законность метода аналогий зависит от обоснованности сделанных допущений.

Библиография

[1] Классификация запасов и прогнозных ресурсов теплоэнергетических и промышленных подземных вод. Утверждена Приказом Минприроды России от 01.09.2011 № 718.

[2] РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Утверждена Приказом Минэнерго России от 07.05.2001 № 134.

[3] РД 08-492-02 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 22.05.2002 № 22. Зарегистрирована в Минюсте РФ 30.08.2002 № 3759.

[4] РД 153-39.0-069-01 Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Утверждена Приказом Минэнерго России от 09.02.2001 № 39.

[5] РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 11.03.2002 № 14.

[6] РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. Утвержден Министерством нефтяной промышленности СССР 28.01.1987.

[7] ПБ 07-599-03 Правила разработки месторождений теплоэнергетических вод. Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 69. Зарегистрировано в Минюсте РФ 17.06.2003 № 4669.

[8] ПБ-07-601-03 Правила охраны недр. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71. Зарегистрировано в Минюсте РФ 18.06.2003 № 4718.

[9] ВСН 39-86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласовании и утверждении проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. Утверждены Приказом Миннефтепрома СССР от 06.08.1986 № 443, Приказом Мингазпрома СССР от 04.12.1986 № 275, Приказом Мингео СССР от 31.12.1986 № 705.

[10] Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическим обоснованиям кондиций для подсчета запасов месторождений полезных ископаемых. Рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 № 11-17/0044-пр.

УДК

ОКС

Ключевые слова: геотермальная электростанция, энергетическая продуктивность, геотермальные поля, гидротермы, эксплуатационные запасы геотермальной энергии, прогнозные ресурсы геотермальной энергии, пародоминирующие системы, флюид

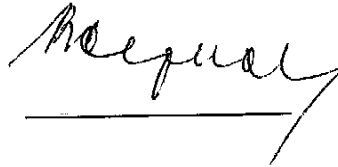
**Руководитель организации-разработчика:
Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»**

Исполнительный
директор



Р.М. Хазиахметов

Руководитель разработки
Главный эксперт, к.т.н.

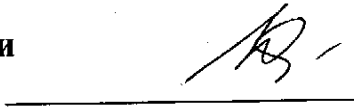


В.С. Серков

Исполнитель:

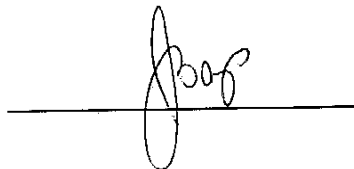
Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений»

Руководитель организации
Генеральный директор



Ю.Б. Шполянский

Руководитель разработки
Директор центра
стандартизации и
сертификации

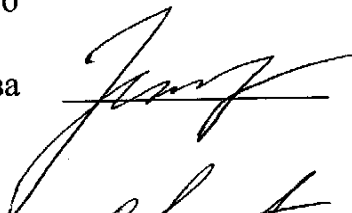


Л.В. Варигина

Соисполнитель:

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова» (Географический факультет)

Руководитель организации
Декан Географического
факультета МГУ
имени М.В.Ломоносова



Н.С. Касимов

Ответственный
исполнитель:
С.н.с. НИЛ ВИЭ



Н.А.Рустамов