

устанавливают предельно допустимые объемы забора рапы по сезонам, методы ее подачи, разведения, нагрева, удаления отработанной рапы, методы контроля за ее химическим составом и санитарным состоянием.

Для месторождений, лечебные грязи которых используются с применением подземных минеральных вод, технологические схемы разработки лечебных грязей и минеральных вод должны быть согласованы между собой.

11. Технологические схемы разработки месторождений лечебных грязей состоят из текстовой части, текстовых и графических приложений.

Текстовая часть схем включает следующие основные разделы:

а) общие сведения о грязевом месторождении, его местоположение, характеристика путей сообщения, сведения о потребителях грязи;

б) природные условия района месторождения — тип месторождения, его морфометрия, геоморфологическое положение, краткая оценка климатических, орографических и геолого-гидрогеологических условий, характер водно-минерального питания, оценка устойчивости водно-солевого режима месторождения;

в) лечебные грязи — их типы и разновидности, химический состав и санитарное состояние, технологическая характеристика грязевой залежи (минимальная, средняя и максимальная мощности слоя разработки, глубина его залегания, характер покрывающих и подстилающих пород), геологические и эксплуатационные запасы, степень выработанности месторождения;

г) современная и перспективная потребность в лечебной грязи (при однократном и многократном ее использовании), сроки регенерации грязи, объем годовой добычи грязи, потери при добыче и др.;

д) современное состояние озерно-грязевого хозяйства — характеристика участка добычи, техника добычи и транспортирования грязи, способы подготовки ее к процедурам, хранение, регенерация грязи. Основные недостатки существующей системы грязевого хозяйства.

В схемах, составляемых для новых, ранее не разрабатывавшихся месторождений, вместо пункта «д» дается раздел о вспомогательных работах по их освоению: для торфяных месторождений — характеристика древо-стоя, кустарников, поверхности (кочек, мочажин), вы-

бор водоприемника для осушения месторождения, составление примерной схемы осушительной сети, рекомендации по устройству мостов и трасс для передвижения грязедобывающих механизмов и др.; для месторождений сапропелевых и иловых сульфидных грязей — выбор подъездных путей, рекомендации по устройству пирсов, причалов, предлагаемых гидротехнических сооружений (дамб, плотин, водоводов и т. п.), необходимых для создания оптимальных условий сохранения лечебной грязи и ее добычи;

е) рекомендуемая система разработки месторождения лечебных грязей:

первоочередной участок разработки и очередность выборки грязевой залежи по участкам;

технология разработки — количество добываемой грязи, грязедобывающие механизмы, способы добычи, погрузки и транспортирования грязи от месторождения к потребителям, методика очистки грязи от грубых фракций (для засоренных грязей);

система хранения и регенерации грязи — вместимость регенерационных бассейнов, оптимальные габариты и количество, механизация процессов забора грязи из бассейнов, нагрев грязи, подача ее на кушетки и удаление отработанной грязи;

методы контроля за разработкой грязевого месторождения и программа наблюдений за качеством и количеством добываемой грязи, за водно-солевым режимом и санитарным состоянием месторождения, за грязеоборотом и качеством грязи в процессе ее использования, наблюдательные гидрорежимные посты;

необходимая реконструкция озерно-грязевого хозяйства.

Текстовые приложения к схеме разработки месторождений лечебных грязей включают:

календарный график объемов добычи грязи по участкам месторождения;

справку о запасах лечебной грязи и ее кондициях, выданную организацией, проводившей последнюю разведку месторождения;

справку об утвержденном округе санитарной охраны месторождения лечебной грязи, выдаваемую заказчиком;

полные химические анализы грязи месторождения и грязи, подготовленной для лечебных процедур;

санитарно-бактериологические и микробиологические анализы грязи;

справку о сроках регенерации лечебной грязи, выдаваемую организацией, проводившей работы по их определению;

справку о современной и перспективной потребности в лечебной грязи, выдаваемую заказчиком.

Графические приложения к схеме включают: обзорную карту месторождения с границами округа и зон санитарной охраны месторождения;

план грязевого месторождения в изобатах (для водоемов) или в изопакхитах перекрывающих отложений (для торфяников);

план грязевого месторождения в изопакхитах с указанием границ участков с эксплуатационными запасами грязей;

продольные и поперечные разрезы грязевой залежи; технологический план разработки грязевого месторождения с разбивкой его на участки и установлением последовательности их разработки, с указанием местоположения контрольных наблюдательных пунктов;

план-схему современного озерно-грязевого хозяйства;

план-схему рекомендуемой системы ведения озерно-грязевого хозяйства.

Кроме указанного иллюстративного материала к технологическим схемам может прилагаться и другая документация, обосновывающая отдельные положения технологической схемы разработки месторождений лечебных грязей (протоколы, заключения, справки, фото и др.).

Согласовано  
с ГКЗ СССР  
Мингазпромом СССР  
Мингео СССР  
Миннефтепромом СССР

Утверждено  
постановлением  
Госгортехнадзора СССР  
01.11.85

## ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

Настоящие правила предназначены для всех организаций, осуществляющих разведку и разработку месторождений теплоэнергетических вод, независимо от их ведомственной подчиненности.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОДАХ\*, ИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСАХ

1. Месторождения теплоэнергетических вод и их использование.

1.1. Под месторождением теплоэнергетических вод подразумевается пространственно-ограниченная часть водоносной системы, в пределах которой под влиянием естественных факторов создаются благоприятные по сравнению с окружающими площадями условия для отбора теплоэнергетических вод в количестве, достаточном для их целевого использования в народном хозяйстве.

1.2. Месторождения теплоэнергетических вод связаны с водоносными горизонтами, распространенными: в артезианских бассейнах складчатых областей; в массивах трещиноватых пород складчатых областей (трещинно-жильные месторождения).

1.3. По сложности гидрогеотермических условий и геологического строения водоносных горизонтов месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на три группы:

1-я группа — месторождения с простыми гидрогеологическими условиями, со спокойным залеганием водоносных горизонтов, выдержанных по мощности, строению и фильтрационным свойствам водовмещающих пород, с относительно однородными гидрохимическими и геотемпературными полями. К ним относятся многие месторождения в артезианских бассейнах платформ и наиболее крупные месторождения в артезианских бассейнах складчатых областей с поровыми коллекторами;

2-я группа — месторождения со сложными гидрогеологическими условиями вследствие изменчивости мощности, строения водоносных горизонтов или фильтрационных свойств водовмещающих пород либо со сложными гидрохимическими или геотермическими условиями;

3-я группа — месторождения с очень сложными гидрогеологическими, гидрохимическими и геотермическими условиями: теплоэнергетические воды связаны с водоносными зонами весьма неравномерно трещиноватых и закарстованных пород, а также с терригенными ком-

\* Здесь и далее под «теплоэнергетическими» понимаются только подземные теплоэнергетические воды.

плексами пород сложного строения и многочисленными тектоническими нарушениями; гидрохимические и геотемпературные поля весьма неоднородны, со сложными конфигурациями границ. К этой группе относятся практически все месторождения трещинно-жильного типа, наиболее сложные месторождения в артезианских бассейнах складчатых областей и отдельные месторождения с весьма неоднородными фильтрационными свойствами водовмещающих пород продуктивных водоносных горизонтов в артезианских бассейнах платформ.

Если производится или намечается закачка использованных вод в разрабатываемые водоносные горизонты, то группа сложности месторождения (участка) устанавливается с учетом достоверности прогноза изменения качества воды (температуры и других лимитируемых показателей).

1.4. По числу продуктивных водоносных горизонтов месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) однопластовые,
- б) многопластовые.

1.5. По числу объектов разработки месторождения подразделяются на:

- а) однообъектные, когда разрабатывается один водоносный горизонт или несколько горизонтов объединяются в один объект;
- б) многообъектные, когда выделяются несколько объектов разработки.

1.6. По фазовому состоянию термального флюида выделяют месторождения теплоэнергетической воды, пароводяной смеси и сухого пара.

1.7. По производительности водозаборов (максимально возможная рабочая производительность скважин, входящих в водозабор) месторождения теплоэнергетических вод условно подразделяются на следующие категории:

- а) малодобитные — менее  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}^*$ ;
- б) среднедобитные —  $1000\text{—}3000 \text{ м}^3/\text{сут}^*$ ;
- в) высокодобитные — более  $3000 \text{ м}^3/\text{сут}^*$ .

1.8. По величине избыточных давлений (МПа) месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) низконапорные — менее 0,20;
- б) напорные — 0,20—1,00;
- в) высоконапорные — более 1,00.

1.9. По величине теплоэнергетической мощности (ГДж/с) водозаборов месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на следующие:

- а) малой теплоэнергетической мощности — менее 0,01;
- б) средней теплоэнергетической мощности — 0,01—0,05;
- в) высокой теплоэнергетической мощности — 0,05—0,1;
- г) сверхвысокой теплоэнергетической мощности — более 0,1.

1.10. По температуре флюида на устье скважин ( $^{\circ}\text{C}$ ) месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) низкопотенциальные — до 70;
- б) среднепотенциальные — 70—100;
- в) высокопотенциальные (перегретые) — более 100.

1.11. По величине минерализации (г/л) воды месторождения теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) пресные — до 1;
- б) солоноватые — 1—10;
- в) соленые — 10—35;
- г) рассольные — более 35.

1.12. По величине общей жесткости (моль/л) воды месторождений теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) мягкие 0—2,8;
- б) средние — 2,8—5,7;
- в) жесткие — 5,7—11,7;
- г) очень жесткие —  $>11,7$ .

1.13. По величине концентрации водородных ионов (рН) воды месторождений теплоэнергетических вод группируют на:

- а) кислые — 0—6,8;
- б) нейтральные — 6,8—7,2;
- в) слабощелочные — 7,2—8,5;
- г) щелочные —  $>8,5$ .

1.14. По наличию токсичных компонентов (фенолов, бензола, мышьяка, аммиака и др.) воды месторождений теплоэнергетических вод в соответствии с Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными

\* Дебит одной скважины.

водами, ГОСТ 2874—82 «Вода питьевая» подразделяются на:

а) токсичные, в которых содержание компонентов превышает нормы ПДК;

б) нетоксичные, в которых содержание компонентов отвечает нормам ПДК. Органы государственного санитарного надзора разрешают использовать для горячего водоснабжения теплоэнергетические воды с минерализацией до 10 г/л при условии содержания в них в основном щелочных металлов — натрия и калия. Возможность использования в этих целях вод повышенной (более 10 г/л) минерализации в каждом конкретном случае должна быть подтверждена органами государственного санитарного надзора.

1.15. По составу растворенного газа воды месторождений теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) сероводородные;
- б) сероводородно-углекислые;
- в) углекислые;
- г) азотно-углекислые;
- д) азотные;
- е) азотно-метановые;
- ж) метановые.

1.16. По интенсивности газонасыщения воды месторождений теплоэнергетических вод подразделяются на:

- а) слабо газонасыщенные, не выделяющие свободной газовой фазы при самоизливе на устье;
- б) заметно газонасыщенные, образующие незначительные выделения свободного газа, не влияющие на условия разработки;
- в) сильно газонасыщенные, образующие значительные выделения свободного газа, осложняющие условия разработки.

2. Подготовка месторождений теплоэнергетических вод к разработке.

2.1. Условия подготовки месторождения теплоэнергетических вод к разработке.

2.1.1. Разведанные месторождения (участки) считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые запасы теплоэнергетических вод утверждены ГКЗ СССР или в соответствующих случаях территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР (ТКЗ);

б) утвержденные в установленном порядке балансовые запасы теплоэнергетических вод, используемые при проектировании новых и реконструкции действующих водозаборных сооружений и предприятий, добывающих и потребляющих подземные воды, должны иметь следующие соотношения различных категорий (в процентах):

| Категория запасов       | 1-я группа | 2-я группа | 3-я группа |
|-------------------------|------------|------------|------------|
| A+B                     | 80         | 80         | 70         |
| В том числе А, не менее | 40         | 20         | —          |
| C <sub>1</sub>          | 20         | 20         | 30         |

Указанные соотношения различных категорий запасов должны быть достигнуты на участках водозаборов, намечаемых к строительству для удовлетворения заявленной первоочередной потребности в воде. Запасы для удовлетворения перспективной потребности в воде должны быть разведаны не ниже категории C<sub>1</sub>.

Значительное превышение количества запасов, разведанных по категории А на месторождениях (участках) 1 и 2-ой групп, по сравнению с указанным без должного обоснования нецелесообразно.

Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (участков) всех групп по сравнению с указанными устанавливается ГКЗ СССР (ТКЗ) при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета запасов;

в) качество подземных вод изучено по всем показателям в соответствии с требованиями целевого использования их в народном хозяйстве; доказано, что в течение расчетного срока водопотребления качество вод будет постоянным или будет изменяться в допустимых пределах;

г) технологические свойства промышленных и теплоэнергетических вод изучены с детальностью, обеспечивающей получение исходных данных, достаточных для проектирования технологической схемы переработки вод с комплексным извлечением из них компонентов, имеющих промышленное значение;

д) условия эксплуатации подземных вод изучены с детальностью, обеспечивающей получение исходных

данных, необходимых для составления проекта разработки месторождения (участка).

2. Бурение, освоение и исследование скважин на теплоэнергетические воды.

2.1. Бурение, освоение и исследование разведочно-эксплуатационных скважин на теплоэнергетические воды проводятся в соответствии с требованиями Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. Конструкция разведочно-эксплуатационных и эксплуатационных скважин, перфорация в них эксплуатационных объектов должны быть согласованы с территориальными управлениями по добыче теплоэнергетических вод.

2.2. На месторождениях теплоэнергетических вод с установленной промышленной продуктивностью конструкцию разведочных скважин следует принимать с учетом возможной передачи их в эксплуатацию.

2.3. Конструкция разведочно-эксплуатационных, эксплуатационных и нагнетательных скважин должна быть герметичной и обеспечивать вскрытие продуктивных горизонтов на технической воде или другой промышленной жидкости, не снижающей коллекторских свойств призабойной зоны пласта.

2.4. Водоприемный участок скважины оборудуется с учетом геологической характеристики водоносного горизонта и прежде всего устойчивости слагающих его пород. При наличии неразрушающихся плотных коллекторских толщ проектируется открытый ствол скважины; при наличии рыхлых, слабосцементированных, глубокодренированных пород, дающих осложнения в процессе эксплуатации, забой оборудуется специальными фильтровыми колоннами.

При недостаточной изученности геологического разреза, наличии в нем горизонтов с аномально высоким поровым давлением, при отсутствии данных о слагающих продуктивный пласт породах и т. д. эксплуатационные объекты перекрываются обсадной колонной с последующим цементированием и вскрытием продуктивного горизонта путем перфорации.

Окончательно вопрос об оборудовании водоприемной части должен решаться в каждом конкретном случае отдельно на основании тщательного изучения кернового материала и геофизических данных по пласту.

2.5. Диаметр эксплуатационной колонны и насосно-компрессорных труб определяется проектом разработки месторождения.

2.6. Для оценки продуктивности пластов при бурении необходимо производить испытание в открытом стволе в 20% скважин с равномерным распределением их по площади залежи. При этом определяется химический состав вод, пластовые давления и температуры, гидродинамические характеристики пласта.

2.7. Перфорация термоводоносных пластов должна производиться на термостойком, равновесном, химически обработанном буровом растворе во избежание ухудшения призабойной зоны пласта.

2.8. До освоения и эксплуатации скважина должна быть оборудована фонтанной арматурой и выкидными линиями, рассчитанными на соответствующее давление и температуру и позволяющими производить необходимый отбор проб, замеры давления, температуры и дебита. Фонтанная арматура и система выкидных линий должна быть закреплена и опрессована в соответствии с существующими правилами.

2.9. При освоении скважин месторождений теплоэнергетических вод наличие насосно-компрессорных труб определяется проектом разработки (диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных труб устанавливается расчетом).

2.10. После установления связи скважины с пластом (перфорация, открытый ствол), замены бурового раствора на техническую воду и вызова притока пластовой воды необходимо добиться постоянства химического состава воды по стволу скважины.

2.11. Из пробуренных при разведке скважин проводятся пробные, опытные (одиночные, кустовые, групповые) и опытно-эксплуатационные откачки (выпуски). Цель пробных откачек (выпусков) — получение данных для предварительной оценки фильтрационных свойств водовмещающих пород и изменения этих свойств по площади и разрезу, качества воды и определения возможной производительности разведочных и разведочно-эксплуатационных скважин.

2.12. Опытные откачки или выпуски (одиночные, кустовые, групповые) проводятся для определения гидрогеологических параметров, граничных условий и взаимосвязи водоносных горизонтов, связи подземных и

поверхностных вод, величин срезок уровней воды при взаимодействии скважин, выявления закономерностей изменения уровней во времени, изучения качества теплоэнергетических вод, а также для обоснования дебитов эксплуатационных скважин.

2.13. В теплоэнергетических скважинах необходимо производить опробование на приемистость всех исследуемых объектов.

2.14. После пробных, но доопытных (опытно-эксплуатационных) откачек обязательно проводят комплекс исследований по определению параметров естественного состояния водопродуктивного горизонта и его флюида (не нарушенные процессами исследований и эксплуатации): снятие кривой восстановления устьевого давления, инструментальное определение величины пластового и устьевого давления, отбор глубинных проб воды и растворенного газа, замеры температур по стволу в длительно простаивающих скважинах.

2.15. При положении статического уровня ниже устья в скважину опускается подвеска насосно-компрессорных труб и излив достигается дренированием скважин компрессором или другими техническими средствами.

2.16. При всех исследованиях, проводимых на скважинах с отбором жидкостей, обязательно следует обеспечить разрешение на сброс или закачку отработанных теплоэнергетических вод.

2.17. Во всех эксплуатационных скважинах обязательно наличие насосно-компрессорных труб. В скважинах с наличием в воде коррозионно-агрессивных компонентов глубину спуска НКТ определять из условия установки нижнего конца НКТ на 15—20 м выше интервала перфорации. В скважинах с отсутствием в воде коррозионно-агрессивных компонентов глубину спуска НКТ определять из условия глушения скважины.

3. Техничко-экономическая целесообразность использования теплоэнергетических вод.

3.1. Для наиболее эффективного изучения месторождений теплоэнергетических вод необходимо соблюдать установленную стадийность геологоразведочных работ (на подземные воды), своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов исследований. В отдельных случаях в зависимости от степени изученности, сложности гидрогеологических усло-

вий, потребности в воде и установленных сроков подготовки месторождения для промышленного освоения некоторые стадии могут выпадать из общей схемы геологоразведочного процесса или объединяться с другими. Изученность месторождения должна быть достаточной для достоверной комплексной оценки запасов теплоэнергетических вод, их качества и условий эксплуатации, установления возможности его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.

3.2. На выявленных месторождениях теплоэнергетических вод при наличии заявленной потребности в воде и благоприятных технико-экономических показателях для последующего освоения производится предварительная разведка. По результатам предварительной разведки составляется технико-экономический доклад (ТЭД) и разрабатываются временные кондиции. В соответствии с временными кондициями, утвержденными в установленном порядке, подсчитываются эксплуатационные запасы теплоэнергетических вод по категориям  $C_1$  и  $C_2$  (из них по категории  $C_1$  — в количестве первоочередной потребности), выбирается участок для проведения детальных разведочных гидрогеологических работ, рациональная в данных гидрогеологических условиях схема водозабора и принципиально решается вопрос о сбросе использованных вод. В тех случаях, когда разведываемые теплоэнергетические воды предназначаются для теплоснабжения небольших объектов, ТЭД и временные кондиции не составляются, а выполняются и согласовываются с потребителем укрупненные технико-экономические расчеты.

Проекты поисков, разведки и документы по подсчету запасов месторождений теплоэнергетических вод составляют организации Министерства геологии СССР и Министерства газовой промышленности СССР, осуществляющие разведку месторождений.

Документы по технико-экономическому обоснованию и проектированию разработки месторождений теплоэнергетических вод, авторскому надзору и анализу разработки составляют специализированные научно-исследовательские и проектные институты Министерства газовой промышленности.

3.3. Целесообразность использования теплоэнергетических вод в народном хозяйстве устанавливается на

основе технико-экономического обоснования (ТЭО) условий для подсчета запасов этих вод, содержащих требования к их качеству и количеству, и технические условия эксплуатации при рациональном и комплексном использовании вод; при этом следует учитывать решения директивных органов о порядке водопользования и охране окружающей среды. Разработка проекта кондиции осуществляется в соответствии с требованиями Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР ТЭО кондиций на минеральное сырье. Пригодность теплоэнергетических вод как источника тепла определяется, главным образом, их температурой (теплосодержанием), химическим составом, агрессивными свойствами, интенсивностью процессов солеотложения и возможными путями сброса отработанных вод. При комплексном использовании теплоэнергетических вод для извлечения из них полезных компонентов или как лечебных минеральных следует руководствоваться также инструкциями по применению классификации эксплуатационных запасов подземных вод к месторождениям соответственно промышленных и лечебных минеральных вод. Пригодность теплоэнергетических вод для горячего водоснабжения регламентируется санитарными правилами эксплуатации систем горячего водоснабжения из тепловых сетей ТЭЦ, устанавливаемых Министерством здравоохранения СССР. Согласно этим правилам используемые для горячего водоснабжения теплоэнергетические воды по органолептическим и бактериологическим показателям, жесткости, газонасыщенности, содержанию токсичных и радиоактивных веществ должны отвечать ГОСТ 2874—82 «Вода питьевая». Органы государственного санитарного надзора разрешают использовать для горячего водоснабжения теплоэнергетические воды с минерализацией до 10 г/л при условии содержания в них в основном щелочных металлов — натрия и калия. Возможность использования в этих целях вод повышенной минерализации в каждом конкретном случае должна быть подтверждена органами государственного санитарного надзора.

Требования к качеству использованных (отработанных) теплоэнергетических вод, в дальнейшем предназначенных для технических целей, устанавливаются конкретными водопотребляющими организациями.

4. Опытнo-промышленная разработка месторождений теплоэнергетических вод.

4.1. Министерству газовой промышленности разрешается в виде исключения вводить по согласованию с ГКЗ СССР в опытнo-промышленную разработку на срок до 5 лет месторождения теплоэнергетических вод до утверждения запасов в целях использования их для теплоснабжения небольших промышленных, сельскохозяйственных и бытовых потребителей при затратах на промышленное обустройство и строительство объектов потребления до 5 млн. руб. с последующим утверждением запасов в установленном порядке при условии согласования проектной документации с органами Госгортехнадзора СССР и органами по регулированию использования и охране вод системы Минводхоза СССР.

4.2. Для оценки запасов месторождений теплоэнергетических вод, относящихся ко 2 и 3-й группам сложности, необходимо проведение опытнo-промышленной разработки с целью получения необходимой информации.

4.3. Проект опытнo-промышленной разработки составляется организацией, производящей разработку, или специализированным институтом и согласовывается с органами Госгортехнадзора СССР и органами по регулированию использования и охране вод системы Минводхоза СССР.

4.4. Скважины на теплоэнергетические воды, выбранные для проведения опытнo-промышленной разработки, передаются промышленным управлениям по акту совместно с паспортом и делом скважины.

4.5. Проектом опытнo-промышленной разработки может предусматриваться бурение опережающих эксплуатационных и нагнетательных скважин с проведением в них необходимого комплекса гидрогеологических и геотермических исследований.

4.6. В проекте опытнo-промышленной разработки все основные технологические и технико-экономические показатели определяются проектом разработки.

5. Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод.

5.1. Возможность рационального использования месторождения теплоэнергетических вод определяется величиной их эксплуатационных запасов. Под эксплуатационными запасами (ресурсами) теплоэнергетических

вод понимается количество (в  $\text{м}^3/\text{сут}$  — для вод;  $\text{т}/\text{сут}$  — для пароводяной смеси или пара) этого теплоносителя, которое может быть получено на месторождении с помощью рациональных в технико-экономическом отношении водозаборных сооружений при заданном режиме эксплуатации и при качестве воды, удовлетворяющем предъявленным требованиям целевого использования ее в народном хозяйстве в течение расчетного срока водопотребления. По месторождениям теплоэнергетических вод, кроме эксплуатационных запасов, оценивается теплоэнергетическая мощность месторождения (в гигаджоулях, мегаваттах, тоннах условного топлива).

Подсчет запасов теплоэнергетических вод производится организациями, осуществляющими разведку на теплоэнергетические воды.

5.2. Рациональность (оптимальность) водозабора должна быть доказана специальными гидродинамическими, тепловыми и технико-экономическими расчетами в ТЭДе и проектом кондиций; последние рассматриваются и утверждаются ГКЗ СССР до рассмотрения отчета по подсчету запасов.

Технико-экономические обоснования постоянных кондиций представляются на утверждение ГКЗ СССР до утверждения запасов.

5.3. Материалы по подсчету запасов месторождений теплоэнергетических вод представляются на утверждение в ГКЗ СССР не позднее 6 мес после утверждения по этим месторождениям постоянных кондиций.

5.4. Эксплуатационные запасы теплоэнергетических вод по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В, С<sub>1</sub> и предварительно оцененные — категория С<sub>2</sub>.

Прогнозные ресурсы теплоэнергетических вод по степени обоснованности относятся к категории Р.

Эксплуатационные запасы теплоэнергетических вод по их народнохозяйственному значению подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

балансовые, использование которых в настоящее время экономически целесообразно при существующей либо осваиваемой промышленностью прогрессивной технике и технологии добычи, обработки или переработки вод с соблюдением требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды;

забалансовые, использование которых в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые могут быть в дальнейшем переведены в балансовые.

5.5. Материалы подсчета запасов теплоэнергетических вод должны содержать:

а) оценку общих эксплуатационных запасов подземных вод месторождений (участков) в соответствии со степенью их разведанности, включая запасы категории С<sub>2</sub>;

б) рекомендации по режиму эксплуатации подземных вод и в необходимых случаях — по их санитарной охране;

в) данные, позволяющие установить возможность комплексного использования подземных теплоэнергетических вод;

г) оценку влияния работы намечаемого водозабора за расчетный срок водопотребления на существующие водозаборы, а также на поверхностные водные источники, экологические и другие природные условия данного района;

д) исходные данные по условиям сброса использованных подземных (теплоэнергетических) вод, достаточные для разработки мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Утверждения эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод не требуется при проектировании новых и расширении (реконструкции) действующих предприятий, добывающих и использующих теплоэнергетические воды, если капитальные вложения на устройство водозаборных сооружений не превышают 500 тыс. руб.

5.6. Проектирование, строительство новых и расширение действующих предприятий, связанных с использованием теплоэнергетических вод, может быть осуществлено лишь при наличии балансовых запасов теплоэнергетических вод, утвержденных ГКЗ СССР.

5.7. На вовлеченных в промышленное освоение месторождениях (участках) теплоэнергетических вод при необходимости может проводиться доразведка недостаточно изученных частей месторождения (флангов, обособленных участков, разрабатываемых и неразрабатываемых водоносных горизонтов).

В результате проведения указанных работ на вовлеченных в промышленное освоение месторождениях

(участках) осуществляется перевод запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  в более высокие категории и подсчет вновь выявленных запасов.

5.8. Подсчет эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод производится в соответствии с действующими инструкциями ГКЗ СССР.

6. Порядок согласования и выдачи разрешений на разработку месторождений теплоэнергетических вод.

6.1. При проектировании новых объектов разработки месторождений теплоэнергетических вод, а также при расширении (реконструкции) действующих водозаборов согласование условий на разработку месторождений производится с соответствующим исполкомом Совета народных депутатов, заказчиком, органами геологии, землепользователями, органами Госгортехнадзора СССР, органами по регулированию использования и охране вод системы Минводхоза СССР и другими заинтересованными организациями.

6.2. Выдача разрешений на разработку месторождений теплоэнергетических вод производится на стадии составления проекта органами по контролю за использованием и охраной недр и вод.

6.3. Порядок согласования и выдачи разрешений на разработку месторождений теплоэнергетических вод производится в соответствии с Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах, Основами земельного законодательства Союза ССР и союзных республик, Основами водного законодательства Союза ССР и союзных республик, а также действующими инструкциями; если теплоэнергетические воды предназначены для горячего водоснабжения, то и с органами государственного санитарного надзора.

В тех случаях, когда теплоэнергетические воды приурочены к залежам нефти, газа и лечебных минеральных вод, разрешение на разработку теплоэнергетических вод выдается после согласования с органами, ведущими добычу указанных полезных ископаемых.

7. Порядок передачи разведанных месторождений теплоэнергетических вод в промышленную разработку.

7.1. Передача и приемка разведанных месторождений для промышленного освоения и опытно-промышленной разработки производятся в соответствии с требованиями действующего Положения о порядке передачи

разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения.

7.2. Разведанные месторождения или их участки передаются добывающим предприятиям после утверждения запасов в ГКЗ СССР, а в соответствующих случаях — ТКЗ Мингео СССР. Передача-приемка объектов разработки (отдельных скважин, водозаборов) производится междуведомственной или внутриведомственной комиссией, образованной из представителей организации, проводившей геологоразведочные работы, и представителей предприятия, ведущего эксплуатацию месторождения; в состав комиссии включаются представители органов Госгортехнадзора СССР и органов по регулированию использования и охране вод Минводхоза СССР.

7.3. Комиссия по передаче-приемке месторождения проводит свою работу, как правило, непосредственно на разведанном объекте и имеет право:

а) получать от организации, проводившей разведку месторождения, справки, объяснения, графические материалы, результаты анализов и другие необходимые данные, характеризующие изученность передаваемого месторождения (участка);

б) проверять выполнение рекомендаций Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР, указанных в протоколе об утверждении запасов;

в) давать рекомендации о возможном использовании зданий, сооружений и других основных средств, в том числе буровых скважин при эксплуатации месторождения.

7.4. При передаче месторождения должна быть проведена контрольная проверка состояния всех предназначенных к использованию скважин, определены дебиты, уровни, температуры, газонасыщенность, состав вод, герметичность заколонного пространства.

7.5. Передача-приемка месторождений или скважин оформляется актом, который подписывается председателем комиссии и всеми ее членами. В случае разногласий стороны или отдельные члены комиссии фиксируют в акте свое особое мнение.

Комиссия определяет порядок и сроки передачи геологического отчета о разведочных работах, первичной геологической и технической документации, а также

керна буровых скважин, зданий, сооружений и других основных средств, о чем делает соответствующие записи в акте.

Акт междуведомственной комиссии утверждается организацией, осуществляющей разведку и принимающей месторождение.

## II. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

1. Порядок составления, утверждения и корректировки проектов разработки месторождений теплоэнергетических вод.

1.1. Задания на проектирование наиболее крупных и важных предприятий по добыче полезных ископаемых, утверждаемые министерствами и ведомствами СССР и Советами Министров союзных республик должны до утверждения согласовываться заказчиками проектов с Госгортехнадзором СССР, который рассматривает и согласовывает эти задания в срок до 15 дней. Задания на проектирование по всем остальным объектам согласовываются в тот же срок управлениями округов (госгортехнадзорами союзных республик, не имеющими структурного деления на управления округов).

1.2. Проекты разработки месторождения теплоэнергетических вод составляются либо по отдельным участкам месторождения или пластам (при многопластовом строении месторождения и отсутствии гидродинамической связи между пластами), либо по месторождению в целом.

При наличии проекта разработки составляется генеральная схема обустройства промысла или отдельного участка, элементы которого могут быть запроектированы как временные.

Проект разработки служит основанием для составления полного комплексного проекта обустройства.

1.3. Проекты разработки составляются на основе утвержденных ГКЗ СССР эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод, изучения данных проходки скважин и керна, материалов промысловой геологии и геофизики, а также результатов гидрогеологических исследований, т. е. материалов, полученных в процессе разведки, освоения и опытной эксплуатации скважин, а также данных о смежных месторождениях и об основных потребителях теплоэнергетических вод. По место-

рождениям с неутвержденными запасами на период до 5 лет составляются проекты опытно-промышленной разработки.

1.4. Проект разработки месторождений теплоэнергетических вод составляется организацией, производящей разработку, или специализированным институтом и утверждается в установленном порядке после согласования с органами Госгортехнадзора СССР и при наличии разрешения на специальное водопользование.

1.5. После утверждения в установленном порядке проект является основным документом, в соответствии и на основании которого осуществляется разработка месторождений теплоэнергетических вод.

1.6. Дополнения и частичные изменения, улучшающие условия разработки месторождения (участка), но не меняющие основных положений утвержденного проекта, разрешаются только после согласования этих изменений с проектирующей организацией и органами Госгортехнадзора СССР.

1.7. В случае внесения в утвержденный проект существенных изменений, связанных с принятыми исходными данными, он рассматривается заново и утверждается в установленном порядке.

1.8. Авторский надзор за реализацией проекта разработки осуществляется проектирующей организацией ежегодно с выдачей рекомендаций по улучшению состояния разработки. Документы по авторскому надзору передаются для информации в Министерство газовой промышленности и производственные объединения.

## 2. Основное содержание проекта разработки.

2.1. В проекте разработки месторождений теплоэнергетических вод приводится комплексное решение основных технологических и технико-экономических вопросов, связанных с максимальным извлечением и комплексным использованием выявленных ресурсов теплоэнергетических вод и всех ценных сопутствующих компонентов при оптимальных технико-экономических показателях с учетом требований охраны недр и окружающей среды.

2.2. Проект разработки должен содержать следующие разделы:

а) исходные геолого-промысловые данные, полученные в процессе поисково-разведочных работ и опытной эксплуатации скважин;

б) обоснование выбранной системы разработки, уровней годовой добычи, технологического режима работы скважин, рационального использования вод в процессе эксплуатации и рентабельного срока разработки, целесообразности поддержания пластового давления;

в) обоснование системы и места сброса отработанных вод;

г) программу и объем работ по исследованию скважин и контролю за разработкой;

д) исходные данные для составления проекта обустройства промысла.

2.3. Первый раздел проекта разработки должен содержать:

а) общие сведения о районе, физико-географических и климатических условиях;

б) краткие сведения о геологической изученности и промышленной разведке месторождения с указанием числа пробуренных скважин и их технической характеристики;

в) краткую стратиграфию с указанием водоносных горизонтов;

г) тектоническое строение района и месторождения;

д) гидрогеологическую характеристику месторождения;

е) краткую физико-литологическую и теплофизическую характеристику продуктивных горизонтов;

ж) результаты опробования и исследования скважин;

з) данные о запасах теплоэнергетических вод с выделением скважин и горизонтов, рекомендуемых к вводу в разработку;

и) результаты опытно-промышленной разработки;

к) данные о физико-химических свойствах теплоэнергетической воды, растворенных и свободно выделяющихся газах.

2.4. Второй раздел проекта включает в себя:

а) обоснование эксплуатационных объектов и выбор системы разработки месторождения участков;

б) расчет эксплуатационных дебитов скважин;

в) расчет уровней добычи воды по годам и периодам разработки при различных отборах, вариантах разработки и условиях эксплуатации скважин;

г) выбор и обоснование технологического режима работы скважин с учетом характеристики системы

пласт — скважина — наземные коммуникации — пласт;

д) определение необходимого числа эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и нагнетательных скважин;

е) рекомендации по доразведке месторождения;

ж) выбор системы расположения, порядка и последовательности бурения и ввода в эксплуатацию скважин;

з) выбор метода вскрытия пласта и интенсификации добычи воды;

и) обоснование и выбор конструкции скважин с учетом геолого-технических параметров пласта, состава пластовой воды. Оборудование устья и забоя скважин, термоизоляции;

к) расчет изменения пластового, забойного и устьевого давления, температуры и состава воды по годам разработки, а также условий солеотложения и борьбы с ним;

л) обоснование сроков ввода и местоположения промысловых сооружений;

м) методы защиты оборудования от коррозии;

н) основные положения и рекомендации по обустройству наземных сооружений;

о) комплексное использование теплоэнергетических вод, включая извлечение сопутствующих микрокомпонентов и редких элементов, имеющих промышленное значение (йод, бром, бор, литий, стронций и др.);

п) нагнетание отработанной воды в пласт.

Экономически эффективный вариант должен обеспечить наиболее экономное расходование средств на освоение, эксплуатацию скважин и капитальные вложения в разведку, строительство и обустройство месторождений теплоэнергетических вод.

2.5. В основу технико-экономических расчетов разработки месторождений должны быть положены следующие показатели:

а) затраты на геологоразведочные работы;

б) капитальные затраты на добычу, обработку, промысловый сбор, сброс теплоэнергетических вод, закачку отработанных теплоэнергетических вод в разрабатываемые горизонты при проектировании подземных циркуляционных систем (ПЦС);

в) общие эксплуатационные затраты;

- г) удельные капитальные затраты на единицу получаемой продукции (1000 м<sup>3</sup>, ГДж, тут, МВт);
- д) годовые затраты на эксплуатацию объектов;
- е) себестоимость продукции;
- ж) уровень рентабельности;
- з) срок окупаемости капиталовложений;
- и) годовой экономический эффект от использования теплоэнергетических вод по сравнению с другими видами топлива (уголь, мазут, природный газ и др.).

К проекту разработки должны прилагаться следующие основные графические материалы:

- а) карта разработки по вариантам;
- б) принципиальная схема сброса воды и наземного обустройства месторождения;
- в) принципиальная схема обработки воды;
- г) геологические и структурные карты, профили, геолого-геофизические разрезы и т. д.

2.6. Третий раздел проекта разработки обязательно содержит данные по утилизации теплоэнергетической воды с учетом требований по охране недр и окружающей среды. Сведения по утилизации теплоэнергетической воды ранее должны быть отражены в проекте промышленной разведки, ТЭДе и кондициях. Этот раздел содержит:

- а) основные технические и технологические решения по утилизации отработанных вод;
- б) основные мероприятия и комплекс исследовательских работ, обеспечивающих проектирование и надежную эксплуатацию сбросовых систем.

2.7. Четвертый раздел проекта включает перечень следующих работ:

- а) выбор методов контроля за разработкой в скважинах водозабора;
- б) обоснование бурения наблюдательных скважин в пределах водозабора;
- в) определение комплекса исследований в процессе эксплуатации месторождения, включающего проведение в скважинах контроля за изменением дебитов, давлений, температур, качества отбираемой воды, режима работы водозабора, характера коррозии и солеотложения и др.;

г) выдача рекомендаций по наиболее рациональному способу и объемам добычи теплоэнергетических вод как на отдельных участках, так и в сезонном цикле (с уче-

том результатов гидрогеологических исследований, проводимых в период эксплуатации), по обработке и сбросу теплоэнергетических вод, комплексному их использованию и защите теплотехнических систем от коррозии и солеотложения;

д) установление пределов допустимого снижения пластового давления и пластовой температуры в зависимости от минерализации теплоэнергетических вод.

3. Выбор объектов для разработки месторождений теплоэнергетических вод.

3.1. При эксплуатации многопластовых месторождений теплоэнергетических вод особо важное значение приобретает выбор объектов эксплуатации с учетом геолого-технических характеристик скважин и свойств пластовых флюидов. При этом предпочтительно иметь небольшое число эксплуатационных объектов.

3.2. При проектировании разработки многопластовых месторождений теплоэнергетических вод выбранные эксплуатационные объекты и варианты разработки должны обеспечить максимальный народнохозяйственный эффект при заданном объеме добычи теплоносителя из минимального числа скважин и соблюдении норм охраны недр и окружающей среды.

3.3. Выбранный вариант совместной разработки на месторождении двух или нескольких пластов должен предусматривать необходимый объем информации по контролю за каждым из пластов; наблюдения за изменением дебитов,  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$ , температур и химического состава вод каждого пласта, режима работы по каждому пласту, выноса песка, выделения растворенных газов; раздельный учет добываемой воды.

3.4. Контроль за каждым из разрабатываемых пластов должен осуществляться в эксплуатационных и отдельных наблюдательных скважинах в различных частях месторождения.

4. Аппаратура и оборудование для исследования скважин на теплоэнергетические воды.

4.1. После вызова притока и как минимум трехкратной смены пластовых вод по стволу скважины следует проводить комплекс гидрогеологических исследований объектов опробования в соответствии с существующими методическими руководствами и инструкциями.

4.2. В процессе исследований используется аппаратура и оборудование, применяемые при испытании неф-

тных и газовых скважин, а также специальная гидрогеологическая аппаратура, предназначенная для исследования при высоких температурах.

4.3. Аппаратура, оборудование и приборы предназначены, главным образом, для прослеживания уровня, замера давления, температур, дебитов (расходов), отбора проб и т. д.

4.4. Для прослеживания уровня воды в скважине используются различные поплавковые и погружные пьезографы, уровнемеры и электрофиксаторы, спускаемые в скважину на стальном тросе или кабеле различного диаметра вручную или с помощью механического привода. Для этой же цели могут быть использованы высокоточные глубинные, абсолютные и дифференциальные манометры.

4.5. Давление в скважине измеряется манометрами различных конструкций. По местоположению точки замера давления они делятся на глубинные (для замера давления в стволе скважины) и устьевые (поверхностные), а по характеру измеряемой величины давления — на пружинные показывающие и дифференциальные.

4.6. С помощью пружинных манометров измеряются абсолютные величины давления и его изменение во времени.

4.7. На месторождениях теплоэнергетических вод, где скважины обычно фонтанируют пластовой водой, для замера избыточных давлений, снятия кривых восстановления этих давлений и гидропрослушивания используются образцовые манометры (М. О.). Эти манометры выпускаются со шкалой на 100 или 300 условных единиц с пределом измерения 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0 и т. д. до 16,00 МПа. Класс точности манометров 0,2; 0,35; 0,40 %.

4.8. Выбор образцового манометра для замера определяется величиной избыточного давления, необходимой точностью замера и характером измерения. При замере наиболее объективные результаты получают тогда, когда избыточное давление составляет  $2/3$  верхнего предела измерения манометра. Для повышения точности и удобства отсчетов следует пользоваться образцовыми манометрами класса точности 0,2 со шкалой на 300 условных единиц и максимальным диаметром шкалы.

4.9. Для повышения точности исследований при сня-

тии кривой восстановления давления рекомендуется устанавливать несколько образцовых манометров с разными шкалами измерения с последующим поочередным включением одних и отключением других.

4.10. Образцовые манометры необходимо периодически проверять по образцовым поршневым манометрам. Образцовые манометры плохо переносят удары, тряску, хранение во влажных местах, поэтому особое внимание следует уделить условиям транспортировки и хранения их.

4.11. Выбор абсолютного глубинного манометра осуществляется исходя из величины измеряемого давления, необходимой точности измерения, величины пластовой температуры, вида гидродинамических исследований и пр.

4.12. Для высокоточных гидродинамических исследований могут быть использованы устьевые и глубинные дифференциальные манометры. Устьевые манометры применяются для снятия кривых гидропрослушивания и восстановления избыточного давления, а глубинные — для замера забойных и пластовых давлений, снятия различных кривых изменения давления, а также при исследовании скважин методами восстановления давления и гидропрослушивания.

4.13. Наряду с определением пластового давления при помощи манометра допускается (в виде исключения) пользоваться расчетными определениями, основанными на знании избыточного напора воды, ее плотности и температуры.

4.14. Среди термометрических исследований по решаемым задачам выделяются работы:

а) по выяснению технического состояния скважин (установление мест перетока пластовой воды, нарушения колонны, отбивки цементного кольца и пр.);

б) по изучению распределения температур по стволу скважины и их изменению во времени.

4.15. Разовые замеры устьевых температур производятся обыкновенными или максимальными ртутными термометрами, которые вставляются в специальные карманы устьевого оборудования. Глубинные разовые замеры пластовых и забойных температур производятся одновременно с замером давления ртутными максимальными термометрами, которые помещаются в специальные камеры глубинных манометров.

4.16. Допускается в отдельных случаях производить замер температур по всему стволу скважин с помощью максимальных ртутных термометров.

4.17. Термографы с местной регистрацией показаний по принципу действия подразделяются на пружинно-поршневые, биметаллические, ртутно-контактные и геликсные.

4.18. При выборе термографов для исследований необходимо учитывать максимальную замеряемую температуру, допустимое давление, требуемую точность замеров, чувствительность и инерционность приборов, а также их габариты.

4.19. Замер температур по стволу скважины проводят также различными электрическими термометрами, спускаемыми в скважину на каротажном кабеле. Для проверки показаний электротермометра в двух-трех точках ствола скважины температура замеряется максимальным ртутным термометром.

4.20. В зависимости от фазового состояния извлекаемых флюидов для замера их дебитов требуется следующее оборудование:

а) емкости (по одной на скважину) объемом не менее 6—8 м<sup>3</sup> каждая, если добываемый флюид — преимущественно вода;

б) емкости (по одной на скважину) объемом не менее 6—8 м<sup>3</sup> каждая, а также сепаратор соответствующего давления, если добываемый флюид — пароводяная смесь с устьевым давлением менее 1,5 МПа;

в) емкости (по одной на скважину) объемом не менее 6—8 м<sup>3</sup> каждая, а также сепараторы высокого (не ниже устьевого) и низкого (0,5—0,7 от устьевого) давления, если добываемый флюид — пароводяная смесь с устьевым давлением свыше 1,5 МПа и температурой более 150 °С;

г) сепараторы и глушители, если добываемый флюид — преимущественно природный пар;

д) дифустройства со съемными соплами (диафрагмами) для определения расхода пара и ПВС.

4.21. Замер дебитов в зависимости от целей исследований необходимо производить с помощью емкостей, водомерных счетчиков, глубинных расходомеров (дебитомеров). Эксплуатация скважин без замера дебита, температуры воды не разрешается.

4.22. В скважинах на теплоэнергетические воды

должны производиться систематические отборы (не реже двух раз в год) устьевых и глубинных проб воды и растворенного в ней газа.

4.23. Для отбора глубинных проб воды и растворенного газа применяются пробоотборники различных конструкций.

4.24. Для определения компонентного состава пластовой воды, pH и концентрации кислых газов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) используются полевые гидрохимические лаборатории и специально подобранные и изготовленные посуда и реактивы.

4.25. Кроме перечисленных выше приборов для проведения различных гидрогеологических исследований, необходимо иметь следующее оборудование: лубрикаторы, комплект различных роликов, стальной трос (канатную проволоку) диаметром 1,6—1,8 или 2,0 мм для спуска глубинных приборов с местной регистрацией глубин, различные бронированные кабели для спуска приборов с дистанционным управлением (большинство из перечисленного оборудования входит в комплект глубинных лебедок, установленных на автомашинах или прицепах с индивидуальным приводом от бензинового двигателя), емкости, сепараторы, комплекты различных ключей и пр.

5. Подготовка фонда нефтяных и газовых скважин для добычи теплоэнергетических вод.

5.1. Поисково-разведочные работы на теплоэнергетические воды и разработка месторождений их в районах, изученных в связи с поисками нефти и газа, должны проводиться с учетом информации, полученной при разведке на нефть и газ.

5.2. Разрешается на месторождениях пластового типа использование, при условии их исправного технического состояния, как разведочных, так и бывших эксплуатационных скважин на нефть и газ, вскрывших теплоэнергетические воды, качество которых соответствует кондиционным требованиям.

5.3. По таким районам необходимо:

а) выявить весь фонд поисково-разведочных скважин на нефть и газ, а также обводнившихся эксплуатационных;

б) провести ревизию испытаний водоносных объектов в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах на нефть и газ;

в) составить заключение по проделанной работе и дать конкретные рекомендации дальнейшим работам по каждой скважине.

5.4. Эти рекомендации должны предусматривать:

а) обследование технического состояния скважин, бурившихся на нефть и газ;

б) изоляцию нефтеносных или газоносных горизонтов;

в) выделение по геофизическим данным новых водоносных горизонтов, их вскрытие путем перфорации и опробование;

г) проведение пробных и опытных откачек в этих скважинах.

5.5. С учетом гидрогеологических условий района и на основании обследования технического состояния скважин составляются необходимая документация и проводится передача эксплуатирующей организации скважин согласно существующим положениям.

5.6. Дальнейшие работы по изучению месторождений теплоэнергетических вод проводятся на базе имеющейся информации, числа и качества переданных скважин.

6. Контроль за текущей разработкой месторождений теплоэнергетических вод.

6.1. Порядок контроля за разработкой должен быть определен в проекте разработки. Комплекс наблюдений за разработкой месторождений или объектами эксплуатации в обязательном порядке включает систематические замеры давлений, температур и дебитов скважин, изучение химических свойств воды и газового состава, условий и характера солеотложений, изменения свойств добываемой воды, ее количества и качества, содержания в воде механических примесей, определение агрессивных свойств воды, наблюдение за герметичностью заколонного пространства.

6.2. Результаты наблюдений должны быть обобщены, проанализированы и использованы при построении карт изобар, изотерм, карт дебитов, минерализации и т. п. По полученным результатам должны периодически уточняться:

а) фактическое перераспределение давлений, дебитов;

б) изменение температуры, химического состава и минерализации воды;

в) расчетная схема пласта и гидродинамические параметры;

г) эксплуатационные запасы воды;

д) взаимодействие между участками и отдельными объектами эксплуатации месторождения;

е) технологические режимы работы скважин, предусмотренных в проекте разработки месторождений теплоэнергетических вод;

ж) агрессивные и солеотлагающие свойства воды и меры борьбы с коррозией и солеотложением;

з) изменение концентрации различных веществ и их соответствие нормам ПДК;

и) газосодержание (газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

6.3. Контроль за разработкой месторождения осуществляется добывающей организацией (при участии организации, ведущей проектирование разработки) путем систематического анализа хода разработки на основе комплексных исследований по установлению оптимальных показателей добычи, улучшению качества теплоэнергетической воды, повышению эффективности использования ее теплоэнергетического потенциала, по борьбе с солеотложением и коррозией, сбросу с учетом требования к охране недр.

6.4. Периодичность измерения давлений должна предусматриваться проектом разработки и зависит от этапа разработки объекта. В начальном этапе измерение давлений производится ежемесячно. Давление измеряется по периодам, зависящим от темпа отбора воды. Периодичность измерения давлений должна исходить из точности применяемых на предприятии приборов (по замеру давлений). Падение давлений между периодами измерения должно превышать точность прибора минимум в два-три раза. Замеры пластовых давлений, температур, определение герметичности колонны, отбор глубинных проб воды проводятся во время остановок скважин на ремонт, профилактический осмотр не менее чем один раз в год.

6.5. Конструкция всех скважин на месторождении теплоэнергетических вод должна обеспечить условия для проведения контрольно-измерительных работ. Для этого скважины оборудуются:

а) коренной задвижкой и тройником с двумя задвижками с колпаками. Колпаки (буферы) должны

быть снабжены отверстиями для вентиля высокого давления;

б) по конструктивным особенностям фланца верхней задвижки должен быть изготовлен лубрикатор для проведения глубинных исследований;

в) устья эксплуатационных и наблюдательных скважин должны быть оборудованы специальными мостками таким образом, чтобы имелась возможность подключения манометров и термометров или спуска глубинных приборов. При этом следует строго учитывать правила техники безопасности, гарантирующие нормальные условия работы исследователей.

6.6. По скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов, необходимо производить контрольные измерения температуры, дебита раздельно по пластам.

### III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН НА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ВОДЫ

1. Условия и способы эксплуатации скважин на теплоэнергетические воды.

1.1. Способ эксплуатации скважин на теплоэнергетические воды устанавливается проектным документом. Основой этого документа являются:

а) гидрогеологические параметры месторождения (особенности продуктивного комплекса); его вероятные границы, положение в разрезе и пр.;

б) эксплуатационные запасы, пластовое давление, максимальное понижение уровня, которое может быть обеспечено рациональными техническими средствами при заданных температуре, минерализации, химическом составе и газонасыщенности воды;

в) характеристика водоносных пластов: водопроницаемость, пьезопроводность, пористость, проницаемость, сцементированность, взаимосвязь водовмещающих горизонтов и др.;

г) число водоносных горизонтов и условия их вскрытия;

д) условия, связанные с потерями давления и температуры в системе пласт — потребитель — пласт;

е) размещение скважин;

ж) физико-химические свойства и наличие полезных компонентов в добываемой воде.

1.2. С учетом перечисленных и других факторов скважины на теплоэнергетические воды могут эксплуатироваться:

а) фонтанным способом, когда движение теплоэнергетической воды по эксплуатационной колонне или лифтовым трубам происходит исключительно за счет энергии пласта;

б) принудительным способом, когда подача теплоэнергетической воды на поверхность осуществляется с помощью технических средств.

1.3. Конструкция скважин и оборудование забоя выбираются в зависимости от производительности скважин, температуры воды, гидрогеологических условий, устойчивости коллектора, числа эксплуатационных объектов и свойств теплоэнергетических вод. Конструкция должна отвечать условиям эксплуатации и проведения исследовательских и ремонтных работ, а также обеспечивать минимум потерь тепла.

1.4. Выбор конструкции и глубина спуска эксплуатационной колонны, а также определение особенностей устьевого оборудования осуществляются исходя из геологических данных и результатов исследований скважин, в зависимости от качества и количества воды, обеспечивая при этом нормальную работу скважины с минимальными затратами энергии пласта и температуры теплоэнергетических вод, а также исходя из технических средств добычи теплоэнергетических вод и обосновываются в проектном документе.

2. Обеспечение заданного технологического режима работы скважин.

2.1. Технологический режим работы скважины устанавливается в соответствии с проектом разработки, обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовыми, забойными и устьевыми давлениями и температурами;

б) дебитом воды.

2.2. Технологический режим устанавливается и контролируется геологической службой промыслового управления (промысла) ежемесячно.

2.3. Ответственность за нарушение установленных режимов несет начальник промыслового управления по добыче теплоэнергетической воды.

2.4. Технологический режим работы скважин уста-

навливается геологической службой промыслового управления по использованию глубинного тепла Земли. В порядке надзора контроль осуществляют вышестоящие организации и органы Госгортехнадзора СССР.

2.5. Выполнение заданного технологического режима осуществляется оперативной службой промыслового управления.

2.6. Контроль за выполнением технологического режима возлагается на геологическую службу промыслового управления и местные органы Госгортехнадзора СССР.

3. Оборудование скважин, тепловых пунктов.

3.1. Оборудование скважин и тепловых пунктов должно быть выполнено таким образом, чтобы оно обеспечивало комплексное выполнение основных технологических и технико-экономических решений, заложенных в проекте разработки месторождения теплоэнергетических вод.

3.2. Конструкция устьевого оборудования теплоэнергетической скважины должна учитывать следующие специфические факторы:

- а) объем добываемого флюида;
- б) пластовые и устьевые давления;
- в) температуру флюида;
- г) вероятность выпадения солей;
- д) коррозионное воздействие флюидов;
- е) соединение с трубопроводами иных диаметров;
- ж) температурные изменения на поверхности.

3.3. Наземное оборудование скважин должно соответствовать оборудованию, предусмотренному проектом разработки. Оно может быть «типовым» или индивидуальным для конкретных условий водозабора или одной скважины.

3.4. Наземное и подземное оборудование должно быть удобным и безопасным для проведения исследований, отбора проб воды, эксплуатации и контроля за разработкой, для чего оно должно обеспечивать замеры температуры, давления и дебита флюидов на устье и спуск глубинных приборов (пробоотборников, дебитомеров, манометров и пр.) в скважину, в том числе и во время ее эксплуатации. В случае неисправности отдельных элементов или узлов оборудования скважины должны быть немедленно приняты меры по устранению обнаруженных неисправностей.

3.5. Наземное оборудование теплоэнергетических скважин должно находиться под наблюдением оператора по добыче, который обязан регулярно следить за их исправностью и нормальной работой. Особое внимание должно уделяться фланцевым, резьбовым, сварным соединениям и запорной арматуре скважин, в продукции которых зафиксированы коррозионные элементы.

3.6. Скважины, не подлежащие постоянному контролю со стороны обслуживающего персонала (наблюдательные, пьезометрические), оборудуются таким образом, чтобы была исключена возможность открытия задвижек и вентилей посторонними лицами (устанавливается металлический чехол, специальные патрубки, замки и пр.).

4. Оперативный контроль за работой скважин.

4.1. Оперативный контроль за эксплуатационными скважинами должен включать:

а) наблюдение за состоянием фонда эксплуатационных скважин;

б) наблюдение за изменением во времени рабочих дебитов скважин, устьевых давлений, температур, химического и газового состава воды.

4.2. По эксплуатационным скважинам необходимо систематически следить за выносом песка, солеотложением и коррозией. Периодичность анализов и требования к ним определяются в проектах разработки в зависимости от конкретных геолого-эксплуатационных условий.

4.3. Периодичность исследований должна устанавливаться в соответствии с рекомендациями проекта разработки месторождения. Оперативному повсеместному наблюдению сопутствуют регулярные исследования скважин, которые подразделяются на текущие, контрольные и специальные:

а) текущие исследования проводят для установления технологического режима эксплуатации и проверки состояния и параметров зоны пласта и скважины;

б) контрольные исследования проводятся по плану и имеют своей целью проверку и уточнение данных текущих исследований;

в) специальные исследования служат для выявления отдельных факторов, влияющих на водоносность и условия эксплуатации скважин и месторождения в целом.

4.4. С целью предотвращения излишних потерь теплоэнергетической воды промысловая система должна предусматривать возможность эксплуатации отдельных скважин для подачи воды потребителям.

4.5. В наблюдательных скважинах не реже чем один раз в месяц необходимо проводить контрольные измерения давлений, температур и других параметров.

5. Замер и учет добычи теплоэнергетических вод, пара и сопутствующих минеральных и газообразных компонентов.

5.1. Учет добычи теплоэнергетических вод, пара и сопутствующих компонентов производится с целью обеспечения потребителя необходимым количеством воды (тепла), пара, поддержания установленного технологического режима работы каждой скважины, а также контроля за состоянием призабойной зоны, наземного и скважинного оборудования, контроля за разработкой месторождения.

5.2. Учет добычи теплоэнергетической воды производится путем измерения расходов воды (пара) по каждой скважине (на устье или сборном пункте) с точностью, отвечающей требованиям действующих нормативов.

5.3. Расположение приборов и установок, необходимых для учета количества добываемой воды (пара), должно обеспечить удобства их обслуживания и снятия показаний с манометров, термометров, водосчетчиков, замерных емкостей, регуляторов, уровнемеров и др.

5.4. Произведенные систематические и периодические замеры должны быть записаны в вахтенном журнале.

5.5. При наличии в добываемой теплоэнергетической воде заметного количества пара, влияющего на технологический режим разработки, замер и учет добываемой продукции должны производиться с соответствующими пересчетами на пластовые и устьевые условия.

5.6. При наличии растворенного газа в пластовой воде необходимо контролировать характер изменения газонасыщения воды в пластовых условиях и установить надлежащий контроль за учетом дегазированного газа (газового фактора,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

5.7. На автоматизированных по сбору воды и пара промыслах замер расхода воды и пара производится

регистрирующими приборами с периодической проверкой контрольно-измерительных приборов.

5.8. В большинстве случаев теплоэнергетические воды представляют собой комплексное полезное ископаемое, ценное не только как источник тепловой энергии, но и как комплексное минеральное сырье для химической промышленности. В пробах теплоэнергетической воды необходимо определять содержание ( $\text{мг/л}$ ) йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и других ценных химических элементов. При этом следует учитывать особенности распределения полезных химических элементов и их соединений в пластовом резервуаре с целью получения максимальной эффективности при последующем использовании теплоэнергетических вод в качестве минерального сырья.

6. Контроль за коррозионной стойкостью и солеотложением.

6.1. Интенсивность коррозии и процессов солеотложений в теплоэнергетических скважинах и наземном оборудовании зависит от химического состава и минерализации, щелочности, жесткости, pH теплоэнергетических вод, давления и температуры, газонасыщенности, скорости движения потока, величины и характера механических напряжений металла, а также от марок металла, из которого изготовлено наземное оборудование, обсадные трубы и др.

6.2. Сведения о возможности развития внутренней коррозии и осадкообразования в скважинах и наземном оборудовании необходимо получать при первичных испытаниях и исследованиях разведочных скважин путем:

- а) систематического отбора проб воды и газа;
- б) наблюдений за состоянием оборудования;
- в) полевых испытаний образцов металлов.

6.3. Если анализами будет установлено наличие в воде слабодиссоциирующих соединений, таких, как  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{HBO}_2$ ,  $\text{FeS}$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , и др., а в растворенном или спонтанном газе — заметных концентраций  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ , то необходимо провести предварительное исследование по выяснению условий, смещающих химическое равновесие в сторону выпадения солей в осадок, а также выяснению действительной коррозионной агрессивности теплоэнергетических вод.

6.4. При установлении опасности развития коррозии

и солеотложений следует немедленно организовать проведение специальных коррозионных исследований (с привлечением научно-исследовательских организаций) для выявления характера коррозионных и осадкообразовательных процессов, разработки и выбора рациональных методов защиты от коррозии и солеотложения всей системы оборудования.

6.5. В качестве защитных мероприятий от внутренней коррозии и солеотложений скважинного и наземного оборудования рекомендуется один или комбинация нескольких способов, известных в настоящее время:

- а) использование ингибиторов коррозии;
- б) изготовление оборудования из специальных коррозионностойких сталей и материалов;
- в) применение защитных металлических и неметаллических покрытий;
- г) поддержание термодинамических условий путем выбора режима разработки, способствующего предотвращению осадкообразования.

6.6. На месторождениях с высокой коррозионной агрессивностью теплоэнергетических вод и солеотложением в скважинах и наземном оборудовании необходимо в течение всего периода разработки месторождения вести контроль за коррозией и солеотложением.

6.7. В процессе эксплуатации скважин многие факторы, влияющие на характер и распределение коррозии и солеотложения (температура, давление, газовый состав, дебит воды, ее химический состав и др.), могут изменяться, что в свою очередь может вызвать изменение характера распределения и интенсивности коррозии и солеотложений, а также повлиять на эффективность применяемых защитных мероприятий.

6.8. Для своевременного обнаружения опасных коррозионных разрушений и солеотложений и предотвращения аварий на месторождениях, где отмечается высокая скорость коррозии и солеотложений, необходимо систематическое проведение ревизий и профилактических ремонтов скважин и наземного оборудования по графикам, утвержденным организацией, проводящей эксплуатацию месторождения теплоэнергетических вод.

6.9. Сроки между двумя очередными ревизиями назначаются с учетом интенсивности коррозии и солеотложения, эффективности и надежности применяемых способов защиты от коррозии и солеотложений.

6.10. Проблемой борьбы с коррозией и солеотложением должна заниматься служба по контролю за эксплуатацией скважин, разработкой месторождений теплоэнергетических вод и по внедрению передовой техники и технологии.

6.11. На объектах месторождений теплоэнергетических вод, для которых характерны интенсивные процессы коррозии и солеотложения, необходимо иметь специальные журналы, где регистрируются:

а) результаты систематических анализов теплоэнергетических вод, конденсированного пара и растворенных в воде газов на содержание агрессивных компонентов;

б) результаты систематических анализов теплоэнергетической воды и конденсированного пара на содержание солей, вызывающих процессы солеотложения;

в) сведения о коррозионных разрушениях и наличии солеотложений, обнаруженных при осмотрах, ревизиях, профилактических и аварийных ремонтах скважин и оборудования с указанием места расположения прокорродировавшего (или с солеотложением) оборудования, условий его работы, срока службы, характера разрушения и других сведений;

г) сведения о проводимых мероприятиях с целью защиты скважин и оборудования от коррозии и солеотложений и результатах проверки эффективности этих мероприятий.

## 7. Капитальный ремонт скважин.

7.1. Для бесперебойной работы промысла должна существовать схема текущих капитальных ремонтов, основанная на детальном анализе и выявлении:

наиболее уязвимых узлов системы промысла;  
разрушающих свойств добываемых флюидов;  
среднего срока службы используемого оборудования;  
требуемого количества и ассортимента запасных частей и узлов.

7.2. Выполнению ремонтных работ в колонне должно предшествовать обследование мест дефектов в ней, после чего на каждую скважину, сдаваемую в капитальный ремонт, промысел представляет бригаде капремонта, помимо утвержденного плана, наряд-задание (заказ) по установленной форме, которое подписывается начальником участка и геологом.

7.3. На основании наряда-задания бригада составляет геолого-технический наряд на производство капитального ремонта с разработкой всего технического процесса и ремонта.

7.4. До начала ремонтно-изоляционных работ необходимо провести все подготовительные работы и опрессовать все соединения от заливочного агрегата до заливочной головки на давление, превышающее в 1,5 раза рабочее.

7.5. Перед заливкой под давлением необходимо испытать изолируемый пласт на приемистость, герметичность цементного кольца за колонной.

7.6. После цементации каждая скважина должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования и герметичности колонны.

7.7. Для цементирования скважин следует применять цемент, предварительно испытанный лабораторией и показавший удовлетворительные качества.

7.8. При ремонтах и изоляционных работах необходимо проводить специальные исследования в скважинах с целью точного установления:

а) места поступления посторонней воды (с другого горизонта);

б) определения дренируемого горизонта;

в) влияния этих перетоков на другие пласты и скважины.

7.9. При обнаружении перетоков из вскрытых пластов в горизонты, эксплуатируемые для централизованного водоснабжения, необходимо немедленно сообщить в органы сантехнадзора, определить причины и места перетоков и принять эффективные меры по их устранению.

8. Консервация и ликвидация скважин.

8.1. Консервация и ликвидация скважин выполняется в соответствии с требованиями действующей инструкции по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных наблюдательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

8.2. При консервации скважин с избыточным статическим давлением не более 1,5 МПа и пластовой температурой менее 105°C скважина заполняется пластовой водой, очищенной от механических взвесей.

8.3. При консервации гидротермальных скважин с

избыточным статическим давлением более 1,5 МПа и пластовой температурой более 105°C ствол заполняется пластовой водой. Насосно-компрессорные трубы приподнимаются над кровлей продуктивного горизонта на половину глубины скважины.

8.4. При консервации скважин с избыточным статическим давлением более 3 МПа, независимо от величины пластовой температуры, они заполняются буровым раствором, плотность которого обеспечивает создание давления в скважине на 3—5 % выше пластового. Насосно-компрессорные трубы приподнимаются над кровлей продуктивного горизонта на 2/3 расстояния до устья.

8.5. В регионах, где пиковые температуры достигают —10°C, во всех консервируемых скважинах для предохранения от размораживания верхняя часть ствола на глубину 30 м и фонтанная арматура заполняются незамерзающей жидкостью (например, 30 % раствором хлористого кальция, а в условиях вечной мерзлоты скважины заполняются незамерзающей жидкостью на всю мощность мерзлых пород).

8.6. На устье консервируемой скважины устанавливается фонтанная арматура с контрольным вентилем. Штурвалы с задвижек арматуры снимаются, патрубки из-под манометров герметизируются, а фланцы задвижек оборудуются заглушками.

8.7. Устье консервируемых скважин ограждается, на ограждении крепится табличка с указанием номера скважины, наименования месторождения (площади), организации и сроков консервации.

8.8. Временная консервация скважин оформляется актами, которые подписывают начальник и главный геолог промыслового управления. Акт о временной консервации теплоэнергетических скважин утверждается вышестоящей организацией, в ведении которой находятся эксплуатирующие организации при положительном заключении органов Госгортехнадзора СССР.

8.9. Устья законсервированных скважин должны быть герметизированы. Ответственность за состояние законсервированных скважин несут руководители промысловых управлений.

8.10. В случае агрессивности теплоэнергетических вод законсервированные скважины заполняются соответствующими ингибиторами.

8.11. Физическая ликвидация скважин осуществляется согласно Положению о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение.

8.12. Ликвидации подлежат:

а) разведочные скважины, не давшие притока, а также скважины, конструкция которых не отвечает требованиям эксплуатации теплоэнергетических вод;

б) скважины, доведенные до проектной глубины, но не вскрывшие проектного горизонта, если при принятой конструкции скважины ее дальнейшее углубление технически невозможно;

в) скважины, которые нельзя использовать как наблюдательные.

#### IV. ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД И ПРОМЫСЛОВАЯ ОБРАБОТКА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

1. Основные положения проекта обустройства промыслов по добыче теплоэнергетических вод.

1.1. В основу проекта обустройства промыслов должны быть положены утвержденные технологические схемы и проекты разработки.

1.2. При существенном изменении основных положений проекта разработки по данным, полученным в ходе разработки или доразведки месторождения, необходима корректировка проекта обустройства месторождения.

1.3. В проекте обустройства промысла теплоэнергетических вод должны быть даны наиболее эффективные и экономически целесообразные решения относительно:

систем сброса и внутрипромыслового транспорта теплоэнергетической воды;

технологических установок, оборудования и аппаратуры для обработки воды (сепарация, дегазация, очистка, технические мероприятия против солеотложений);

обработки и подготовки полезных компонентов (при их промышленной концентрации) для использования или транспортирования к потребителям (переработчикам);

мероприятий и средств, необходимых для борьбы с коррозией оборудования;

мероприятий и средств, необходимых для обеспечения контроля и регулирования работы скважины (эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических), а также текущего контроля за процессом разработки месторождения;

средств непрерывного и периодического контроля и учета добычи теплоэнергетической воды;

средств телефонной связи, обеспечивающих оперативное взаимодействие всех звеньев промысла;

механико-энергетической и ремонтной базы промысла теплоэнергетических вод;

насосного хозяйства, обеспечивающего подачу воды потребителям (на каждой скважине или их группе);

водоснабжения и промышленной канализации;

сооружения производственных, административных и бытовых зданий;

мероприятий, средств по технике безопасности, промсанитарной охране окружающей среды и противопожарной безопасности в соответствии с действующими правилами и инструкциями;

систем и сооружений по очистке теплоэнергетических вод, сбросу их (глубинному или поверхностному); типа теплопроводов и характера их выполнения (наземному или подземному);

характера и вида теплоизоляций теплотрасс.

1.4. Весь комплекс хозяйства промысла теплоэнергетической воды (коммуникации, связь, автоматика и т. п.) должен проектироваться и сооружаться с учетом:

а) специфических геолого-эксплуатационных особенностей месторождения (запасов, числа объектов, глубины залегания, пластового давления и температуры);

б) физико-химической характеристики теплоэнергетической воды по каждому эксплуатационному объекту (т. е. достаточно полного анализа воды с указанием концентраций всех токсичных компонентов, включая сероводород, угольную кислоту, анализа растворенного газа с указанием упругости и т. п.);

в) климатических, гидрографических и орографических условий;

г) направленности использования теплоэнергетической воды;

д) характеристики всех потребителей;

е) условий транспортирования теплоэнергетической воды к потребителям.

1.5. В том случае, когда месторождение теплоэнергетических вод характеризуется наличием нескольких объектов эксплуатации, резко отличающихся по величине пластового давления, температуры и физико-химической характеристике вод, смешение которых вызывает нежелательные последствия (коррозию, выпадение нерастворимых солей кальция и т. п.), в проекте обустройства необходимо предусмотреть раздельный сбор, транспортирование и очистку таких вод.

1.6. Если в процессе эксплуатации месторождения теплоэнергетических вод установлено, что оно или отдельный его участок может быть объектом бальнеологического значения или месторождением по добыче какого-либо ценного компонента теплоэнергетических вод, то вопрос о комплексной разработке такого месторождения должен решаться в ГКЗ СССР.

1.7. Предусматривается возможность одностадийного и двухстадийного проектирования обустройства промысла теплоэнергетических вод.

1.8. Для крупных месторождений теплоэнергетических вод (с запасами в десятки тысяч  $\text{м}^3/\text{сут}$ ) должна составляться генеральная схема обустройства промысла, которая является основой для дальнейшего конкретного проектирования. Этапность проектирования устанавливается в зависимости от строения месторождения и запросов потребителя.

2. Система сбора теплоэнергетической воды на месторождениях.

2.1. Система сбора теплоэнергетической воды на месторождениях состоит из следующих звеньев:

шлейфов, проложенных между скважинами и групповыми пунктами сбора воды;

групповых пунктов сбора теплоэнергетической воды (термораспределительные станции — ТРС), расположенных на месторождении или приближенных к потребителю;

индивидуальных или групповых пунктов по подготовке воды к транспорту для потребителя с очисткой воды от газа и вредных компонентов в случае необходимости.

2.2. Для месторождений теплоэнергетических вод с высоким избыточным давлением на устье скважин максимальные допустимые давления в шлейфах рекомендуется принимать по максимальному избыточному давлению

или на устье скважин должны быть предусмотрены системы редуцирования и автоматической отсечки, гарантирующие защиту шлейфа от высоких давлений. Если проектное давление в шлейфе равно или превышает максимальное статическое, то системы редуцирования и автоматической отсечки располагаются между шлейфами и последующими сооружениями, чтобы защищать последние от повышения в них давления выше расчетного.

2.3. Система сбора теплоэнергетической воды должна обеспечивать:

надежность и бесперебойность подачи воды всем потребителям в любое время года и возможность повышения отборов в зимнее время (в случае необходимости);

удобство обслуживания водосборных сетей;

наименьшие затраты металла и средств на сооружение и эксплуатацию;

оптимизацию режимов работы скважин;

недопустимость контакта теплоэнергетической воды с кислородом воздуха;

хорошую теплоизоляцию, при которой потери температуры теплоэнергетической воды минимальны;

функционирование транспортных сооружений при избыточном давлении.

2.4. Для подготовки воды к транспортированию и сокращения расходов на оборудование и обслуживание рекомендуется применять централизованную (групповую) систему сбора воды (ТРС).

3. Технологические установки сбора и обработки теплоэнергетических вод на промыслах.

3.1. Обработка теплоэнергетических вод на промыслах предусматривается однократной и двукратной. При двукратной обработке теплоэнергетические воды обрабатываются перед подачей потребителям и перед сбросом. При однократной сразу же решаются обе задачи.

3.2. Выбор типа технологической установки по обработке воды зависит от факторов, определяющими среди которых являются следующие:

а) особенности содержания в воде ионно-солевых комплексов и растворенного газа;

б) содержание в воде и растворенном газе токсичных компонентов (сероводород, углекислый газ, фенолы и др.);

в) производительность скважин, давление и температура воды, наличие в ней растворенного газа в пластовых условиях и на устье скважины;

г) климатические условия в районе месторождения;

д) необходимость обратной закачки воды.

4. Очистка теплоэнергетических вод.

4.1. Определение метода очистки, а также местоположение установок по очистке теплоэнергетических вод производится одновременно с разработкой проекта оборудования промысла.

4.2. На каждой установке на видном месте должны быть вывешены:

а) технологическая схема установки, технологические карты, схемы аппаратов и отдельных узлов с указанием запорной, регулирующей и предохранительной аппаратуры и контрольно-измерительных приборов;

б) правила пуска и остановки всей установки или отдельных агрегатов ее как при нормальном обслуживании, так и в аварийном положении.

4.3. Контроль за качеством очистки теплоэнергетической воды должен предусматривать:

а) удаление из воды механических примесей (в случае необходимости — осветление воды);

б) удаление агрессивных к металлам газов и соединений ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $NH_4$ ,  $O_2$ );

в) проведение дегазации воды (преимущественно  $CH_4$ );

г) удаление или обезвреживание органических и токсичных соединений ( $C_{орг}$ , нафтеновых кислот, фенолов, мышьяка, железа, свинца и др.);

д) удаление солей, выпадающих в осадок (в основном  $CaCO_3$ ,  $MgCO_3$ ,  $H_2SiO_3$ ).

4.4. Ремонтные работы на установках должны производиться при полном отключении и отсоединении установки от линий подачи теплоэнергетической воды.

## V. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОД

1. Основные требования к охране месторождений теплоэнергетических вод.

1.1. Разведка и разработка месторождений теплоэнергетических вод должны осуществляться в со-

ответствии с потребностями народного хозяйства в теплоэнергетической воде при полном соблюдении норм и требований по охране окружающей среды и недр, предусмотренных соответствующими законодательствами.

1.2. Организации, проводящие геологоразведочные и эксплуатационные работы, должны обеспечить:

рациональную разведку и разработку месторождений теплоэнергетических вод, при которых достигается полное комплексное геологическое изучение и предотвращение безвозвратных потерь воды и ее теплового потенциала за счет недостатков в эксплуатации скважин; исключение возможности загрязнения водоносных горизонтов;

исключение возможности смешения вод различных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие (с более низким напором), если это не предусмотрено проектом;

недопущение бесконтрольного нерегулируемого выпуска теплоэнергетических вод, а в аварийных случаях срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;

комплексное использование теплоэнергетических вод;

охрану атмосферного воздуха, земной поверхности, лесов, вод и других природных объектов, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недр;

проведение комплекса восстановительных работ на земельных участках, приведенных в негодность в процессе разведочных и эксплуатационных работ.

1.3. Для разрешения основной задачи по охране недр необходимо выполнение следующего комплекса работ:

разработка наиболее эффективных направлений и методов поисков и разведки месторождений теплоэнергетических вод применительно к различным геолого-экономическим и климатическим условиям отдельных районов;

разработка оптимального комплекса гидрогеологических исследований скважин, совершенствования геофизических методов разведки (терморазведка, инфракрасная съемка и др.);

внедрение в процессе эксплуатации наиболее совершенного специального геотермального оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, электропогружных насосов, сооружений по обработке и транспорти-

рованию теплоэнергетических вод потребителю, позволяющих повысить эффективность эксплуатации месторождений теплоэнергетических вод без бурения дополнительных скважин (за счет совершенствования конструкции скважин и увеличения диаметра эксплуатационной колонны);

разработка и внедрение на геотеплоэнергетических промыслах методов борьбы с коррозией и солеотложением и средств защиты теплотехнических систем путем использования новых синтетических покрытий и полимерных материалов, а также методов очистки теплоэнергетических вод от вредных компонентов;

оснащение теплоэнергетических скважин прочным антикоррозионным, надежным и простым в обращении оборудованием (оголовки, задвижки, краны, емкости, лубрикаторы) со специальными устройствами для проведения измерений (гнезда, карманы-гильзы под термометры, счетчики);

разработка рациональных систем сброса и обработки теплоэнергетических вод и пара, а также автоматизации работы геотеплоэнергетических промыслов.

1.4. При проектировании и эксплуатации скважин и обустройстве месторождений, воды которых содержат агрессивные компоненты (сероводород, уголекислоту и пр.), вызывающие коррозию внутренней поверхности оборудования, должны предусматриваться дополнительно мероприятия или их комплекс, направленные:

на повышение надежности и долговечности оборудования и труб;

на снижение агрессивного воздействия этих компонентов;

на обработку теплоэнергетических вод от агрессивных компонентов;

на максимальное использование теплового потенциала и всех полезных свойств воды;

на очистку и доведение до требуемых кондиций воды при сбросе, если не проводится обратная закачка.

Они должны сводить до минимума неблагоприятное воздействие разработки месторождения на окружающую среду. Особое внимание должно быть уделено месторождениям, расположенным вблизи акваторий морей, водохранилищ, курортных зон.

1.5. Ответственность за правильность разработки и выполнение соответствующих мероприятий по охране

недр и окружающей среды возлагается: в части проектов — на руководителей организаций, составляющих и утверждающих проекты разработки месторождений (директора, главного инженера), а в части их выполнения — на руководителей добывающих предприятий, выполняющих работы по бурению скважин, разработке месторождения и ликвидации ранее пробуренных скважин (начальника, главного инженера).

#### 1.6. Лица, виновные:

в нарушении правил и требований проведения работ по геологическому изучению недр, приведших к недостойчивой оценке запасов или качества теплоэнергетических вод, условий для разработки или обустройства месторождений;

в нарушении правил и норм по безопасному ведению работ;

в невыполнении правил по охране недр и требований по охране окружающей природной среды, зданий и сооружений от вредного влияния токсичных выделений, связанных с добычей и обработкой теплоэнергетической воды на промысле;

в уничтожении или повреждении наблюдательных режимных скважин, а также геодезических знаков;

в утрате геологической документации, а также дубликатов проб воды, газа, керна, необходимых для дальнейшего изучения недр и разработки месторождения;

в невыполнении требований по приведению ликвидируемых и консервируемых скважин в состояние, обеспечивающее безопасность населения и охрану окружающей среды, а также требований по сохранению скважин на время консервации, несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Союза ССР и союзных республик.

1.7. Контроль за правильным использованием и охраной недр организациями или учреждениями, эксплуатирующими месторождения теплоэнергетических вод, осуществляется Госгортехнадзором СССР и органами по регулированию использования и охране вод Минводхоза СССР. Государственный контроль за правильным ведением работ по геологическому изучению недр организациями, ведущими эти работы, вне зависимости от их подчиненности, осуществляется органами государственного геологического контроля.

1.8. Ведомственный контроль за соблюдением уста-

новленного порядка пользования недрами, за ведением работ по геологическому их изучению, за выполнением требований по охране недр и обеспечению максимального использования теплового потенциала и всех полезных свойств воды, за проведением мероприятий по охране труда, окружающей природной среды, зданий и сооружений, за соблюдением правил техники безопасности, правил учета запасов, а также других соответствующих правил и норм осуществляется организациями, в ведении которых находятся предприятия, ведущие работы по разведке и разработке месторождений теплоэнергетических вод.

1.9. Надзор и контроль за соблюдением норм и правил охраны труда и техники безопасности при проектировании обустройства участков и промыслов теплоэнергетических вод, их приемке в эксплуатацию и в процессе самой эксплуатации осуществляется районными газовыми инспекциями Государственной газовой инспекции Мингазпрома и представителями Госгортехнадзора СССР.

2. Охрана недр при бурении скважин.

2.1. Для охраны недр в процессе разбуривания месторождения необходимо:

при бурении и опробовании скважин тщательно изолировать все водоносные горизонты и проницаемые пласты;

обеспечить герметичность всех колонн и надежную их цементировку;

все пласты с признаками водоносности, выявленные в процессе бурения скважин по данным керна, электро- и термокаротажа, должны быть тщательно изучены с целью определения возможности получения из них промышленных притоков воды. При прохождении скважинами пластов с благоприятными показателями должны быть приняты меры по охране недр.

2.2. Перфорация скважин должна осуществляться в соответствии с Едиными правилами безопасности при взрывных работах.

2.3. Разведочные скважины, вскрывшие при опробовании продуктивные пласты промышленных теплоэнергетических вод, должны сохраняться в полном техническом порядке до момента ввода месторождения в разработку. В случае, если в течение ближайшего года эксплуатация скважин не предполагается, производят ее

консервацию в соответствии с действующими инструкциями и положениями.

2.4. Скважины, в разрезе которых отсутствуют пласты, подлежащие испытанию, должны быть ликвидированы. Фактическая ликвидация разведочных скважин осуществляется лишь после рассмотрения всех материалов по ликвидации скважины по плану, согласованному с местными органами госгортехнадзора.

2.5. При полной или частичной ликвидации либо консервации буровых скважин последние должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность населения, охрану недр и окружающей среды.

2.6. В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам, но в разрезе которых установлено наличие водоносных пластов, должна быть проведена изоляция пластов путем заливки цемента с проверкой его герметичности в соответствии с правилами. В случае неудовлетворительного цементирования в скважине должны быть проведены, в зависимости от ее технического состояния, изоляционно-ремонтные или изоляционно-ликвидационные работы.

2.7. При последовательном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу «снизу вверх» каждый объект должен быть опробован отдельно. После опробования пласт изолируется посредством установки цементного моста с обязательной проверкой его герметичности.

2.8. При проектировании эксплуатационных водозаборов теплоэнергетических вод на выработанных газонефтяных месторождениях в первую очередь должно быть учтено состояние всего фонда скважин, вскрывших теплоэнергетическую воду промышленных кондиций.

3. Охрана недр при разработке месторождений теплоэнергетических вод.

3.1. Разработка и эксплуатация продуктивных пластов должна осуществляться с обязательным соблюдением всех условий, исключающих возможность нанесения ущерба другим продуктивным пластам.

3.2. Скважины должны эксплуатироваться в строгом соответствии с технологическими режимами, определяющими оптимальные величины дебита воды, периода эксплуатации и др. Для контроля за выполнением технологического режима при подготовке скважины к эксплуатации должна быть предусмотрена возможность

проверки всех заданных режимом параметров. Степень относительного увеличения дебита скважин определяется с учетом гидродинамических режимов работы скважин и эксплуатационных режимов систем геотермального теплоснабжения.

3.3. Применять в одной скважине совместно-раздельную эксплуатацию нескольких продуктивных горизонтов, содержащих теплоэнергетические воды, не допускается.

3.4. Месторождения теплоэнергетических вод рекомендуются к освоению, если решен вопрос сброса отработанных вод в обычную канализационную сеть, поверхностные водоемы, не используемые в спортивно-оздоровительных целях, или замкнутые понижения, не имеющие хозяйственного значения. Эти вопросы в обязательном порядке согласовываются с Госгортехнадзором СССР, с органами санитарного надзора, рыбоохранны и органами по регулированию использования и охране вод Минводхоза СССР при получении разрешения на специальное водопользование.

4. Охрана недр при капитальном ремонте скважин.

4.1. При эксплуатации продуктивных горизонтов не допускать смешения вод эксплуатируемого горизонта за счет перетока вод из выше- или нижележащих водоносных горизонтов. Для предотвращения перетоков вод необходимо проводить в процессе разбуривания и эксплуатации систематический контроль за качеством цементирования.

4.2. При перетоке воды должны быть выяснены химический состав перетекающей воды, ее дебит, температура, газовый состав, геологический возраст питающего горизонта и направление перетока.

4.3. Если в скважине доказано наличие перетоков воды из других горизонтов, то в ней должны быть проведены технические мероприятия для разобщения взаимодействующих пластов.

4.4. После проведения изоляционно-ремонтных работ в скважинах качество цементирования проверяется пробной эксплуатацией скважин и геофизическими методами.

4.5. О всех замеченных случаях взаимовлияния скважин и о скважинах, в которых обнаружены межпластовые перетоки воды, организации обязаны сообщить в местные органы госгортехнадзора и согласовать с ними профилактические мероприятия по их устранению.

4.6. В таком же порядке принимаются меры для скважин, которые оставлены в процессе бурения по аварийным причинам с незакрепленным стволом.

4.7. В случае обнаружения взаимовлияния скважин, в одной из которых отмечается значительное падение дебита или полное прекращение подачи воды, необходимо одну из скважин закрыть или ликвидировать. Установить «запретные зоны», внутри которых бурение новых скважин (в пределах радиуса влияния) на пласты запрещается.

4.8. Для получения точного заключения о характере обводнения перед проведением изоляционно-ремонтных работ контора капитального ремонта осуществляет, с привлечением соответствующих геофизических организаций, комплекс геофизических исследований.

4.9. Передача скважин в капитальный ремонт осуществляется:

а) с целью прекращения притока вод, чуждых для данного эксплуатационного горизонта;

б) при наличии повреждения обсадных колонн, не позволяющего продолжать эксплуатацию, и технической невозможности исправления скважин;

в) с целью устранения пескования;

г) при обнаружении солевых отложений в стволе и др.

4.10. Все работы по капитальному ремонту скважин должны производиться по согласованию с местными органами госгортехнадзора со строгим соблюдением правил техники безопасности.

5. Охрана природы при сбросе теплоэнергетических вод.

5.1. Сброс теплоэнергетических вод после использования должен производиться в соответствии с Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. Правилами охраны прибрежных вод морей и Основами водного законодательства Союза ССР и союзных республик.

5.2. С введением в действие Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик установлен единый порядок сброса сточных вод как в поверхностные, так и в подземные водные объекты. Условия сброса теплоэнергетических вод устанавливаются органами по регулированию использования и охране вод Минводхоза СССР при выдаче разрешений на специальное водопользование.

5.3. Сбрасываемая в открытые водоемы вода должна быть прозрачной, без окраски, запаха, не содержать болезнетворных бактерий и вредных веществ для здоровья человека и животных. Температура сбрасываемой воды не должна превышать 30 °С.

5.4. В сбрасываемой воде не должны находиться вещества, агрессивно действующие на бетон и металл, так как это может привести к коррозии и разрушению гидротехнических сооружений.

5.5. Совершенно не допускается сброс сточных вод в поверхностные водоемы, независимо от степени их очистки, в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания.

5.6. Водопользователь не может превышать предельно допустимые нормы содержания в сточных водах загрязняющих веществ или вводить в состав сточных вод новые вещества, не предусмотренные в разрешении органов по использованию и охране вод. При нарушении указанных требований сброс сточных вод должен быть прекращен органами по регулированию использования и охране вод.

5.7. Запрещается сбрасывать в водоемы сточные воды, содержащие ценные компоненты в промышленных концентрациях, которые могут быть утилизированы на заинтересованных в них предприятиях.

5.8. По согласованию с органами Госгортехнадзора СССР закачка отработанных теплоэнергетических вод в глубокие поглощающие горизонты должна проводиться: в выработанные нефтяные и газовые пласты с целью захоронения;

в разрабатываемые водоносные горизонты с целью поддержания в них пластового давления;

с целью захоронения в горизонты, не содержащие подземных вод, пригодных для водоснабжения, в бальнеологических целях, для извлечения полезных компонентов.

5.9. Бурение поглощающих скважин и устройство поглощающих колодцев для сброса отработанных теплоэнергетических вод запрещаются во всех случаях, когда эти скважины и колодцы могут являться источниками загрязнения водоносного горизонта, используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях.

5.10. Запрещается устройство поглощающих скважин и колодцев в I и II поясах зон санитарной охраны источников водоснабжения.

5.11. Запрещается сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества. В исключительных случаях после проведения специальных исследований это может быть разрешено по согласованию с Министерством здравоохранения СССР и Министерством геологии СССР.

5.12. В районе, где производится закачка отработанных вод в поглощающие скважины, силами хозяйственных органов должны быть организованы систематические лабораторные наблюдения за качеством воды в ближайших скважинах, родниках, колодцах по плану, согласованному с местными органами государственного санитарного и водного надзора.

5.13. Для решения вопросов закачки отработанных вод должны быть проведены исследовательские и опытные работы по разработанной программе, включающей бурение скважин и опытные закачки.

5.14. Основным условием выбора горизонта закачки отработанных вод является наличие надежных водоупоров, изолирующих закачиваемые воды от дневной поверхности, от пресных и минеральных вод бальнеологического или промышленного значения, и наличие пород-коллекторов, способных принять и вместить закачиваемые воды. Поглощающие горизонты должны иметь большую площадь распространения, достаточную водопроницаемость, значительную мощность.

5.15. Подлежит изучению совместимость отработанных вод с подземными водами и водовмещающими породами.