Федеральный горный и промышленный надзор России
(Госгортехнадзор России)

Серия 08
Нормативные документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 11

ПРАВИЛА СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ

ПБ 08-621–03

Москва
Государственное унитарное предприятие
«Научно-технический центр по безопасности в промышленности
Госгортехнадзора России»
2003

gost.e-ecolog.ru

ББК 30.3
П68

Ответственные разработчики:
В.И. Парфенов, А.Е. Арутюнов, С.Н. Бузинов, С.Г. Солдаткин, Г.С. Акопова, С.Н. Мокроусов, Н.Ф. Исаева

П68 **Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах (ПБ 08-621–03). Серия 08. Выпуск 11** / Колл. авт. — М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. — 48 с.

ISBN 5–93586–248–4.

Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах разработаны специалистами ООО «ВНИИГАЗ», ОАО «Газпром», ДОАО «ВНИПИгаздобыча», ОО «Мострансгаз», ООО «Подзембургаз», ОАО «Газпромгеофизика» при участии специалистов Госгортехнадзора России.

При подготовке Правил были использованы действующие нормативные правовые акты Российской Федерации и нормативные технические документы.

При разработке настоящих Правил проанализированы и учтены предложения и рекомендации предприятий и организаций газовой промышленности, а также международные стандарты и зарубежные нормативные документы по эксплуатации и промышленной безопасности подземных хранилищ газа.

В связи с введением в действие настоящих Правил после их официального опубликования считаются утратившими силу Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах (постановление Госгортехнадзора России от 31.07.03 № 106).

ББК 30 3

**Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России»
(ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность») —
официальный издатель нормативных документов Госгортехнадзора России
(приказ Госгортехнадзора России от 19.03.01 № 32)**

Официальное издание

ISBN 5-93586-248-4



© Госгортехнадзор России, 2003
© Оформление. Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003

За содержание нормативных документов, изданных другими издателями, Госгортехнадзор России ответственность не несет

© Госгортехнадзор России, 2003

Утверждены
постановлением Госгортехнадзора
России от 05.06.03 № 57,
зарегистрированным
Министерством юстиции
Российской Федерации 18.06.03 г.,
регистрационный № 4715

ПРАВИЛА СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ*

ПБ 08-621–03

I. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах (далее — Правила) разработаны с целью обеспечения эффективной и безопасной технологии эксплуатации подземных хранилищ газа (далее — ПХГ) в современных условиях.

Настоящие Правила обязательны для организаций, осуществляющих разведку, проектирование и эксплуатацию подземных хранилищ газа в пористых пластах, и распространяются на виды деятельности, связанные с эксплуатацией ПХГ в пористых пластах.

II. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. По основному назначению ПХГ в пористых пластах подразделяются на:

базисные — для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности газопотребления, характеризующиеся относительно стабильными режимами в сезоне отбора газа;

* Печатаются по «Российской газете» от 21 июня 2003 г., № 121/1.

© Госгортехнадзор России, 2003

пиковые — для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующиеся значительными изменениями суточной производительности в период отбора;

газгольдерные — для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующиеся кратковременными закачками газа в сезоне отбора;

стратегические — для образования долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

2. По объекту эксплуатации подразделяются на ПХГ:

в водоносных пластах;

в истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях.

3. По количеству объектов подразделяются на ПХГ:

однопластовые;

многопластовые.

4. По виду пластовой энергии подразделяются на ПХГ:

с газовым режимом (постоянный газонасыщенный поровый объем);

с водонапорным режимом (переменный газонасыщенный поровый объем).

III. КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА*

1. Концепция является первичным документом создания ПХГ, выполняется на основе компьютерной модели совместного функционирования единой системы газоснабжения (далее — ЕСГ) и ПХГ, составляется на период 10 лет (при необходимости на более длительный срок) и уточняется один раз в 5 лет. Задачей Концепции является оценка неравномерности газопотребления, перспектив ее изменения и разработки стратегии ее регулирования за счет создания системы ПХГ в ЕСГ.

* Далее – Концепция.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

2. Концепция содержит:

описание и результаты адаптации компьютерной модели ЕСГ с системой ПХГ;

анализ фактического выполнения Концепции за предшествующий пятилетний период;

анализ неравномерности потребления газа в ЕСГ и возможности использования альтернативных источников энергии;

оценку перспективы изменения объемов сезонной и суточной неравномерности газоснабжения в ЕСГ;

программу геологоразведочных работ для создания новых и расширения действующих ПХГ (оценка сроков разведки, емкостных параметров перспективных объектов для хранения газа на основе существующих фондовых геологических, геофизических, аэрокосмических данных);

программу создания новых, расширения и реконструкции действующих ПХГ (оценка сроков создания, активного объема газа, суточной производительности ПХГ);

оценку экономической эффективности программ (геологоразведочных работ, создания новых ПХГ, расширения, реконструкции действующих ПХГ).

3. Концепция проходит соответствующую экспертизу и утверждается в установленном порядке.

IV. ПОИСК И РАЗВЕДКА ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Поиск и разведка объекта для ПХГ осуществляется с целью получения достоверных исходных данных для технологического проектирования ПХГ (далее – Исходные данные).

2. Поиск и разведка структур для создания ПХГ предусматривают проведение следующих работ:

сейсмические исследования структуры;

структурное бурение;

© Госгортехнадзор России, 2003

разведочное бурение скважин;

промыслово-геофизические, гидродинамические (гидроразведка), геохимические и др. исследования;

разведочная закачка газа (при необходимости и технической возможности);

обработка полученных результатов и выдача исходных данных.

3. Разведка проводится на основании Проекта поиска и разведки объекта для создания ПХГ, который согласовывается, проходит экспертизу и утверждается в установленном порядке.

4. Проект поиска и разведки для создания ПХГ определяет площадь проведения и объем сейсмических, буровых работ на площади, промыслово-геофизических, гидродинамических (гидроразведка), геохимических и др. исследований исходя из предполагаемых объемов хранения газа и включает перечень исходных данных, необходимых для технологического проектирования ПХГ.

5. Количество разведочных скважин определяют исходя из сложности геологического строения, определенного сейсмическими исследованиями.

6. Бурение разведочных скважин на площади осуществляют с отбором керна по всему разрезу структуры.

7. На объектах, имеющих сложное тектоническое строение, для определения герметичности покрышки, характера распространения пластов-коллекторов и др. вопросов, требующих уточнения, при необходимости и технической возможности проводят разведочную закачку газа по Программе разведочной закачки газа, которая разрабатывается и утверждается в установленном порядке.

8. При наращивании объема газохранилища за счет увеличения его площади, использования дополнительных пластов, недостаточной информации для создания ПХГ в истощенных месторождениях и т.п. проводят доразведку площади в соответствии с Проектом доразведки, порядок составления и утверждения которого аналогичен Проекту поиска и разведки для создания ПХГ.

9. На нефтяных месторождениях для определения герметичности хранилища, изменения при хранении состава газа и воз-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

можности его очистки до кондиционных параметров проводят развелочную закачку газа.

V. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Исходные данные для технологического проектирования ПХГ в водоносном пласте (далее – Исходные данные) представляет организация, осуществляющая разведку, в виде отчета и исходной информации в электронном виде.

2. Исходные данные составляют на основе результатов сейсмических исследований, структурного и разведочного бурения скважин, гидродинамических, гидрохимических, промыслово-геофизических исследований, проведенных в ходе поиска и разведки.

3. Исходные данные содержат:

общие сведения о районе и площади разведочных работ (привязка к местности, орогидрография, населенные пункты и т.д.);

результаты сейсморазведочных работ и разведочного бурения;

литолого-стратиграфическую характеристику разреза в пределах разведанной площади;

тектоническое строение разведочной площади;

литолого-геофизическую характеристику всех водоносных пластов-коллекторов и пластов-покрышек;

анализ результатов исследования керна, полученного при разведочном бурении;

результаты промыслово-геофизических, геохимических и гидродинамических исследований;

техническое состояние фонда пробуренных на площади скважин и их конструкцию;

оценку емкостной и фильтрационной характеристик пластов-коллекторов;

анализ разведочной закачки газа (при проведении).

В заключительной части отчета должны быть отражены основные выводы и предложения по использованию изученных объектов

© Госгортехнадзор России, 2003

для хранения газа и сброса промышленных стоков, герметичности объекта хранения, а также иных ограничивающих факторов для создания ПХГ, установленных в ходе разведочных работ.

4. К Исходным данным прилагаются следующие материалы:

ситуационный план района с выделением на нем разведочной площади и нанесением газотранспортной системы;

структурные карты по кровле и подошве рекомендуемых объектов хранения газа и контрольных горизонтов, построенные на основе результатов бурения разведочных скважин;

сводный стратиграфический разрез структуры;

геологические профили вдоль и вкрест простирания структурной ловушки;

карты эффективных толщин пластов-коллекторов, пластов-покрышек над ними;

карты пористости, проницаемости, гидропроводности пластов-коллекторов;

схемы корреляции разрезов скважин вдоль и вкрест простирания;

графики изменения дебита воды, давления (уровня) воды в наблюдательных скважинах при гидроразведке;

результаты гидродинамических исследований скважин;

таблицы с отметками стратиграфических горизонтов, альтитуд скважин, их проницаемости, пористости, фракционного состава по результатам исследования керна, вязкости и плотности пластовой воды;

карты фоновых значений содержания растворенного газа в пластовой воде, минерализации, пластовых давлений и температуры;

стандартный комплекс каротажных оцифрованных материалов по всем скважинам на разведочной площади.

5. Исходя из сложности геологического строения площади и выявленных особенностей залегания пластов перечень исходных данных может быть видоизменен или дополнен сведениями,

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

уточняющими геологическую модель будущего газохранилища и перспективы его расширения.

6. После окончания бурения всего фонда скважин на площади (эксплуатационных, наблюдательных, контрольных, геофизических) буровая организация выполняет Дополнение к исходным данным, которые утверждаются в установленном порядке.

7. Организация, осуществляющая разработку технологического проекта ПХГ, проводит анализ дополнительных исходных данных и при наличии существенных отклонений от первоначальных исходных данных, полученных по результатам разведочного бурения, при необходимости выполняет коррективы технологического проекта.

8. Исходные данные для технологического проектирования ПХГ в истощенном месторождении составляет организация — разработчик технологического проекта ПХГ на основе проведенного анализа возможности создания ПХГ в истощенном месторождении (далее – Анализ).

9. Анализ содержит:

общие сведения о месторождении;

результаты сейсморазведочных работ, структурного бурения, разведочного бурения, промыслово-геофизических, геохимических и газогидродинамических исследований, проведенных на площади месторождения;

литолого-стратиграфическую характеристику разреза в пределах месторождения;

тектоническое строение месторождения;

геолого-геофизическую характеристику всех пластов-коллекторов, которые могут быть использованы как для хранения газа, так и в качестве контрольных горизонтов;

литолого-геофизическую характеристику пластов-покрышек и плотных пород, залегающих над месторождением;

анализ технологических показателей разработки месторождения (начальные запасы газа, объемы добычи газа, изменение пластового давления, режим эксплуатации залежи);

© Госгортехнадзор России, 2003

оценку остаточных запасов углеводородов (природного газа, конденсата, нефти), подлежащих передаче на баланс ПХГ (при расхождении в оценке остаточных запасов их уточненный объем утверждается в установленном порядке);

анализ емкостных и фильтрационных характеристик объекта хранения и характера их изменения в процессе разработки месторождения;

анализ технического состояния фонда пробуренных скважин и их конструкции;

анализ наземного обустройства месторождения и возможность его использования при создании ПХГ;

состояние системы сброса промышленных стоков.

В заключительной части должны быть отражены основные выводы о возможности создания ПХГ в истощенном месторождении с учетом остаточных запасов газа, пригодности фонда скважин, наземного оборудования и, при необходимости, программы доразведки, составлен перечень недостающей информации, определены этапы, сроки и методы ее получения.

10. К анализу прилагаются материалы:

ситуационный план района с выделением на нем площади месторождения и системы газопроводов;

структурные карты по кровле и подошве объекта хранения и контрольных горизонтов;

сводный стратиграфический разрез площади;

геологический профиль вдоль и вкрест простирания месторождения;

карты эффективных толщин, пористости, проницаемости, гидропроводности объектов хранения и контрольных горизонтов;

карта изобар на конец разработки и текущий период времени;

графики изменения добычи газа (конденсата, нефти, пластовой воды), пластового давления, давления (уровня) воды в наблюдательных и контрольных скважинах в процессе разработки месторождения;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

графическая интерпретация результатов геофизических, геохимических, промысловых исследований;

состав пластового газа;

технические параметры наземного оборудования, используемого на месторождении.

11. Исходя из сложности геологического строения площади и выявленных особенностей залегания пластов анализ может быть дополнен сведениями, уточняющими геологическую и технологическую модель будущего газохранилища и перспективы его расширения.

12. Результаты анализа рассматриваются и утверждаются в установленном порядке.

VI. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Технологическое проектирование ПХГ осуществляется на основе утвержденного задания на технологическое проектирование ПХГ (далее — задание), в состав которого входят исходные данные.

2. В задании задаются требуемые параметры создаваемого ПХГ с учетом концепции:

место размещения в ЕСГ и назначение ПХГ;

этапы и сроки создания ПХГ (опытно-промышленная эксплуатация (далее — ОПЭ, 1, 2... очередь);

динамика производительности ПХГ на протяжении периода отбора (закачки) газа;

продолжительность периодов отбора (закачки) газа;

объем активного газа;

исходные данные для технологического проектирования.

3. Технологическое проектирование предусматривает проведение следующих работ:

создание первичной информационной базы данных (далее — ИБД);

© Госгортехнадзор России, 2003

разработка геологической модели ПХГ;

разработка технологической модели ПХГ;

составление и согласование в установленном порядке технологического проекта ПХГ;

составление, согласование и выдача исходных данных для разработки проекта строительства ПХГ и других необходимых документов.

4. Технологический проект ПХГ выполняется на основе разработанной информационной базы данных (ИБД), геолого-технологической модели эксплуатации хранилища газа.

5. Разработка ИБД, геологической и технологической (геолого-технологической) моделей создания ПХГ осуществляется на основе апробированных и сертифицированных программных продуктов.

6. ИБД для ПХГ, создаваемых в водоносных пластах, содержит информацию по пробуренным скважинам (конструкция, отметки горизонтов, альтитуда, пористость, проницаемость, вязкость пластовой воды и т.п.), данные гидродинамических, геофизических и гидрохимических исследований на площади и др. информацию, полученную за период поиска и разведки объекта ПХГ и эксплуатационного бурения скважин.

7. ИБД для ПХГ, создаваемых в выработанных месторождениях, содержит информацию по фонду скважин (конструкция, отметки горизонтов, альтитуда, пористость, проницаемость, состав пластовой воды, состав пластового газа и т.п.), данные газодинамических, геофизических и гидрохимических исследований скважин, технологические параметры разработки месторождения (объемы добычи газа, конденсата, нефти и пластовой воды, изменение давления в газовой, водоносной зоне и контрольных горизонтах, начальные и остаточные запасы газа и т.п.).

8. Геологическая модель ПХГ должна позволять виртуально проводить изучение геологического строения ПХГ, оценивать максимальный газонасыщенный поровый объем (далее — ГПО), характер изменения фильтрационных параметров пластов-коллекторов.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

9. Технологическая (геолого-технологическая) модель хранилища должна позволять виртуально моделировать процесс эксплуатации ПХГ и рассчитывать основные технологические показатели хранилища.

10. Технологический проект ПХГ включает в себя следующие разделы:

геолого-промысловый;

технологический;

экономический;

промышленной безопасности;

экологический.

10.1. Геолого-промысловый раздел содержит:

краткие сведения о геологическом строении объекта хранения и контрольных горизонтов;

краткую физико-литологическую, гидрогеологическую характеристику горизонтов;

анализ газогидродинамических, геофизических, гидрохимических и др. исследований скважин;

результаты разведочной закачки газа (при ее проведении);

анализ герметичности объекта хранения;

анализ результатов разработки месторождения*;

физико-химическую характеристику по составу остаточного газа (нефти, конденсата)*;

оценку остаточных запасов углеводородов (природного газа, конденсата и нефти)*, при расхождении в оценке остаточных запасов их уточненный объем утверждается в установленном порядке;

анализ состояния существующего фонда скважин, оценку срока их эксплуатации и рекомендации по их дальнейшему использованию;

выбор пластов-коллекторов для хранения газа, контроля за герметичностью, сброса промстоков и водоснабжения хранилища.

* Дополнительно при создании ПХГ в истощенных месторождениях.

© Госгортехнадзор России, 2003

10.2. Технологический раздел содержит:

обоснование максимального пластового давления;

обоснование суточных темпов закачки и отбора газа;

обоснование активного объема газа (в том числе долгосрочного резерва);

обоснование буферного объема газа;

оценку максимального ГПО;

оценку максимального контура распространения газа по площади структуры;

обоснование диаметра насосно-компрессорных труб (далее — НКТ);

оценку суточной производительности эксплуатационных скважин;

описание технологической модели ПХГ;

исходные данные, используемые в технологической модели ПХГ;

результаты адаптации технологической модели к исходным данным;

результаты прогнозных расчетов динамики основных параметров эксплуатации объекта хранения газа при создании и циклической эксплуатации:

а) общего, активного объемов газа;

б) объема отбора (закачки) газа за сезон;

в) производительности эксплуатационных скважин и ПХГ в целом;

г) газонасыщенного порового объема хранилища;

д) давления и температуры в объекте хранения и на устье эксплуатационных скважин;

е) количества попутно добываемой с газом пластовой жидкости;

ж) количества эксплуатационных скважин;

обоснование количества и схему размещения наблюдательных, контрольных, геофизических, поглотительных скважин на площади хранилища;

оценку мощности компрессорной станции;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

программу исследований в период эксплуатационного бурения скважин;

регламент объектного мониторинга недр на период ОПЭ ПХГ.

10.3. Экономический раздел содержит:

анализ неравномерности потребления газа и альтернативных источников энергоснабжения;

особенности инфраструктуры;

описание социальных групп населения и их занятости;

мероприятия по взаимодействию с местными органами власти и населением при создании ПХГ;

исходные данные, нормативную и методическую базу экономических расчетов;

оценку капитальных вложений (в том числе в инфраструктуру), текущих затрат, затрат на ликвидацию ПХГ, налогов и платежей;

расчет экономической эффективности эксплуатации ПХГ с проектными показателями;

оценку экономического риска создания ПХГ.

10.4. Раздел «Промышленная безопасность» содержит:

мероприятия по контролю возможной миграции газа из объекта хранения;

мероприятия по ликвидации МКД в скважинах, перетока газа в вышележащие горизонты, дневную поверхность и за пределы ловушки.

10.5. Экологический раздел содержит:

оценку воздействия хранения газа на недра;

основные параметры и схему утилизации промстоков.

11. К технологическому проекту ПХГ прилагаются следующие материалы:

обзорная карта района с нанесенной на ней газотранспортной системой, месторождениями, действующими и проектируемыми хранилищами;

структурные карты объекта хранения газа с нанесением фонда скважин и контура максимального распространения газа при ОПЭ и циклической эксплуатации ПХГ;

© Госгортехнадзор России, 2003

продольный и поперечный геологический профили хранилища;

ситуационный план ПХГ;

схемы конструкции скважин различного технологического назначения с указанием диаметра НКТ и подземного оборудования;

графическую и табличную интерпретацию динамики основных технико-экономических показателей в период создания ПХГ;

основные проектные технико-экономические показатели в период циклической эксплуатации ПХГ.

12. К основным проектным технико-экономическим показателям ОПЭ и циклической эксплуатации ПХГ относятся:

общий, активный, буферный объемы (в том числе остаточные запасы, долгосрочный резерв) газа;

объем отбора (закачки) газа за сезон и календарный год эксплуатации ПХГ;

максимальный ГПО;

зависимость производительности хранилища от пластового давления в период отбора (закачки) газа;

время периода отбора (закачки) газа;

количество эксплуатационных (в том числе резервных), наблюдательных, контрольных, поглотительных, геофизических скважин;

максимальное и минимальное давление в объекте хранения и на устье эксплуатационных скважин;

мощность КС;

время выхода на показатели ОПЭ и циклической эксплуатации;

удельные капитальные вложения;

себестоимость хранения;

чистая прибыль;

чистый дисконтированный доход;

внутренняя норма доходности;

срок окупаемости.

13. Основные технико-экономические показатели определяют на период циклической эксплуатации хранилища, а также на периоды, выделенные в Задании (ОПЭ, 1, 2... очередь создания).

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

14. При использовании на проектируемом объекте нескольких технологических процессов (добычи нефти, конденсата и др.) в технологическом проекте ПХГ должны быть решены вопросы функционирования совмещенного производства.

15. Технологический проект ПХГ согласовывают с Госгортехнадзором России, после чего утверждают в установленном порядке.

16. Разработчик технологического проекта ПХГ составляет исходные данные, которые входят в задание на проектирование строительства ПХГ, перечень которых предварительно согласуют с разработчиком проекта строительства ПХГ.

VII. БУРЕНИЕ И ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

1. Бурение и оборудование скважин на подземных хранилищах газа осуществляют в соответствии с проектом бурения скважины, разработанным в соответствии с действующими нормативными документами.

2. Диаметр НКТ и конструкция забойного оборудования скважин обосновывается в технологическом проекте ПХГ. Конструкция должна предусматривать возможность проведения необходимых исследований, профилактических (ремонтных) работ, достижения проектных режимов закачки и отбора газа.

3. Технические и технологические решения по креплению скважин обсадными колоннами должны обеспечивать:

герметичность объекта хранения и отсутствие перетоков газа из объекта хранения в вышележащие горизонты по заколонному пространству;

долговременную герметичность соединений труб обсадных колонн;

отсутствие межколонных перетоков пластовых флюидов;

долговременную стойкость материала обсадных труб и цементного камня к агрессивному воздействию пластовых флюидов и термобарическим воздействиям.

© Госгортехнадзор России, 2003

4. Технические и технологические решения по вскрытию пласта-коллектора и заканчиванию скважины должны оказывать минимальное воздействие на коллекторские свойства объекта хранения газа.

5. Промывочная жидкость для заканчивания скважин должна обеспечивать эффективную очистку забоя от выбуренной породы, сохранение проницаемости призабойной зоны, отсутствие негативного влияния на работоспособность бурового и скважинного оборудования в процессе строительства и последующего обустройства скважин. При наличии в разбуриваемой породе глинистых минералов промывочная жидкость должна проявлять ингибирующее действие в отношении гидратации и диспергирования глин.

5.1. Промывочные жидкости должны быть чистыми, отфильтрованными, нетоксичными, взрыво- и пожаробезопасными. Тип промывочной жидкости выбирают в зависимости от текущего пластового давления и минералогического состава продуктивного пласта.

6. На скважинах, вскрывающих слабосцементированные пласты-коллекторы, проводят мероприятия по укреплению призабойной зоны скважины.

7. Конструкция фильтра должна обеспечивать возможность его капитального ремонта или замены в процессе эксплуатации газохранилища.

8. При установке фильтра регламентируют:

размер щелей фильтра;

способ сооружения гравийно-намывного фильтра;

применяемое наземное и подземное оборудование;

гранулометрический состав гравия;

состав жидкости-гравиеносителя;

режим работы пескосмесительных и насосных агрегатов;

схему обвязки наземного оборудования.

9. На эксплуатационных скважинах предусматривают технические решения по электрохимической защите обсадных колонн. Использование электрохимзащиты на наблюдательных, контроль-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

ных, геофизических и поглотительных скважинах определяют на основе экономических расчетов.

10. После окончания разведки структуры разведочные скважины могут быть использованы при эксплуатации хранилища в соответствии с технологическим проектом ПХГ.

11. По каждой скважине, пробуренной на площади, создается дело скважины, содержащее следующие материалы и документы:

план проекции ствола скважины (проектный и фактический);

акт о заложении скважины;

акты о начале и окончании скважины бурением;

акты на ликвидацию осложнений при бурении;

материалы геофизических исследований с заключениями по ним;

сведения о местоположении скважины, относительных координатах ее устья и забоя;

альтитуду устья (колонного фланца под фонтанную арматуру с указанием превышения стола ротора, от которого проводились измерения глубин в процессе бурения);

акты о спуске обсадных колонн и их цементировании;

проектную и фактическую глубину скважины, конструкцию скважины с указанием марки стали и толщины стенок обсадных труб; глубину спуска и диаметры обсадных и лифтовых труб; характер вскрытия продуктивных отложений, высоту и состояние цементного кольца; оборудование забоя; глубину установки пакера и сопутствующих ему устройств;

акты об испытании герметичности обсадных колонн, цементных мостов, кольцевого пространства за колоннами и устьевой арматуры;

программу исследований в процессе бурения и освоения скважины, сведения и материалы по ее выполнению;

акты работ по интенсификации притока газа и результаты их выполнения;

акты на перфорацию обсадной колонны;

© Госгортехнадзор России, 2003

акт на спуск лифтовых труб с указанием установленного скважинного оборудования;

сведения о процессе бурения и освоения скважины;

описание кернов (при наличии);

акты об оборудовании устья;

акты о сдаче геологических документов по скважине;

акт рекультивации земельного участка;

сведения о времени начала и окончания строительства скважины.

12. На ПХГ с повышенным содержанием в составе продукции агрессивных компонентов крепление скважин должно осуществляться обсадными колоннами в антикоррозийном исполнении.

13. Наземное и подземное оборудование скважин, определяемое и устанавливаемое в соответствии с проектом строительства скважины, должно обеспечивать проведение ремонтных и исследовательских работ, замер давления и температуры.

14. К подземному оборудованию скважин относят:

НКТ с клапаном-отсекателем, пакером, разъединителем, циркуляционным и ингибиторным клапанами и другими устройствами;

забойный фильтр (при намыве гравия) со вспомогательными узлами, используемыми при установке фильтра.

15. Конструкцию подземного скважинного оборудования выбирают в зависимости от конкретных условий эксплуатации, которая должна обеспечивать:

возможность обеспечения максимальной производительности скважины;

эксплуатацию скважины через НКТ;

проведение необходимого комплекса промыслово-геофизических и исследовательских работ;

проведение работ по интенсификации притока газа из продуктивного пласта;

проведение периодических профилактических и ремонтных работ по очистке забоя или фильтра скважины;

смену НКТ, установку клапанов, пакеров;

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

возможность извлечения всего подземного оборудования без нарушения прочности и герметичности обсадной колонны.

16. К наземному оборудованию скважин относят:

фонтанную арматуру с колонной головкой;

обвязочные трубопроводы (обвязка), узлы замера давления, температуры и других показателей, фиксируемых на устье;

вспомогательные сооружения и устройства для подачи в скважину ингибиторов гидратообразования.

17. При завершении строительства скважины буровая организация обязана:

провести рекультивацию земли;

осуществить мероприятия, предусмотренные правилами техники безопасности и противопожарной безопасности.

18. Передачу скважин в эксплуатацию осуществляют в установленном порядке.

19. Наземное оборудование скважин в процессе эксплуатации газохранилища должно находиться под наблюдением и поддерживаться в исправном состоянии. При обнаружении неисправностей и пропусков газа должны быть приняты меры по замене неисправных узлов и деталей.

VIII. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Этап опытно-промышленной эксплуатации (далее ОПЭ) ПХГ начинается с первой закачки газа в объект хранения и продолжается до выхода хранилища на проектные показатели ОПЭ.

2. Основными задачами, решаемыми в период ОПЭ, являются:

проведение опытной эксплуатации ПХГ;

оценка возможности выхода хранилища на проектные показатели и обеспечение его безопасной циклической эксплуатации;

развитие и дополнение ИБД текущими данными эксплуатации;

© Госгортехнадзор России, 2003

уточнение и совершенствование геологической и технологической модели эксплуатации.

3. По результатам ОПЭ выполняется анализ ОПЭ, где на основании проведенных наблюдений и исследований дают заключение о дальнейшем развитии хранилища и возможности выхода на утвержденные проектные показатели циклической эксплуатации, в противном случае выполняют коррективы технологического проекта ПХГ.

IX. ЦИКЛИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Этап циклической эксплуатации ПХГ начинается с выхода хранилища на утвержденные проектные показатели и продолжается до консервации (ликвидации) хранилища.

2. Эксплуатацию наземного оборудования ПХГ осуществляют в соответствии с действующими нормативными документами.

3. Эксплуатацию объекта хранения газа осуществляют в соответствии с технологическим проектом ПХГ, режимом эксплуатации ПХГ, обеспечением объектного мониторинга недр при наличии ИБД, геологической и технологической модели ПХГ.

4. Расчет режима эксплуатации ПХГ проводится в соответствии с технологической моделью хранилища на планируемый сезон закачки (отбора) газа, который согласовывается и утверждается в установленном порядке.

5. Режим эксплуатации ПХГ содержит:

анализ подготовки хранилища к предстоящему сезону закачки (отбора) газа;

динамику изменения основных технологических показателей на планируемый период закачки (отбора) газа;

график зависимости максимальной суточной производительности хранилища от пластового давления в объекте хранения.

6. При циклической эксплуатации организация (разработчик) технологического проекта ПХГ не реже одного раза в 5 лет разраба-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

тывает обеспечение объектного мониторинга недр при эксплуатации подземных хранилищ газа (далее – обеспечение) (приложение А), согласованное с территориальными органами Госгортехнадзора России, в котором предусматривает все виды наблюдений и исследований, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации хранилища в соответствии с утвержденными проектными показателями.

7. Не реже одного раза в 5 лет по результатам работ, проведенных в соответствии с Регламентом, организация (разработчик) выполняет Анализ эксплуатации ПХГ (далее — Анализ), где разрабатывают рекомендации по обеспечению циклической эксплуатации в соответствии с технологическим проектом ПХГ.

8. Анализ включает следующие разделы:

введение, где указывают основание для постановки и выполнения работы, состояние объекта, объем и последовательность выполненных работ, краткое содержание основных разделов и ответственных исполнителей;

краткая геолого-гидродинамическая характеристика объекта, состояние изученности, фонд скважин, схема обустройства и основные проектные и достигнутые технологические показатели эксплуатации;

анализ адекватности геологической и технологической модели ПХГ;

фактические показатели закачки (отбора) газа по объекту в целом, действующему фонду скважин, водному фактору, выносу песка, состоянию подземного и наземного оборудования;

анализ показателей закачки (отбора) газа, производительности скважин, сопоставление их с проектными или утвержденными на данный сезон;

оценка баланса газа, затрат газа на собственные технологические нужды (далее — СТН);

результаты работ по контролю герметичности, изменению газонасыщенности, распространению газонасыщенного контура, обводнению эксплуатационных скважин, заколонным и межколонным газопроявлениям, промысловым исследованиям;

© Госгортехнадзор России, 2003

анализ проведенных геофизических, геохимических, газодинамических и других исследований на ПХГ;

оценка состояния ИБД;

выводы и предложения, рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта, совершенствованию ИБД, геологической и технологической модели эксплуатации. По результатам анализа разработчик дает заключение о соответствии проектных и фактических показателей эксплуатации ПХГ и необходимости их корректировки.

9. Анализ рассматривается пользователем недр, а результаты оформляют протоколом, после чего принятые рекомендации внедряют на ПХГ.

10. Замеры и учет расхода общего количества закачиваемого (отбираемого) газа проводят соответствующие службы ПХГ.

11. При эксплуатации ПХГ осуществляют постоянный расчет (замер) затрат газа на собственные технологические нужды (далее — СТН), результаты которых регистрируют в ИБД и учитывают при ведении баланса газа в объекте хранения. Затраты газа на СТН определяют на основании согласованных Госгортехнадзором России и утвержденных методик.

12. Ведение баланса газа в объекте хранения (с учетом затрат газа на СТН) осуществляет геологическая служба ПХГ.

13. Организация, ведущая авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, на основе технологической модели осуществляет контроль за балансом газа в газохранилище и оценивает возможные пластовые потери.

14. При значительном расхождении расчетных и учетных данных объема газа в объекте хранения проводят анализ причин отклонений, разрабатывают мероприятия по их устранению и вносят поправки в систему ведения баланса газа на ПХГ.

15. Скорректированный объем газа в объекте хранения и пластовые потери рассматриваются и утверждаются в установленном порядке.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

16. Энергосбережение на ПХГ осуществляют в соответствии с концепцией энергосбережения на ПХГ и программой энергосбережения на ПХГ.

17. В период эксплуатации ПХГ мероприятия по энергосбережению состоят в сокращении затрат ТЭР при эксплуатации наземного оборудования и предотвращении (утилизации) возможных потерь газа.

18. Раз в год пользователь недр проводит анализ выполнения программы энергосбережения на ПХГ, проводит оценку фактических и планируемых (на следующий год эксплуатации) СТП и рассчитывает показатели энергоэффективности ПХГ по природному газу, тепло- и электроэнергии в соответствии с утвержденными методиками и положениями. По результатам анализа разрабатывают мероприятия по энергосбережению на перспективу.

19. При нарушении герметичности объекта хранения эксплуатацию хранилища приостанавливают до разработки мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ (далее – мероприятий), согласования с территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждения в установленном порядке.

20. В мероприятиях приводят анализ возможных причин нарушения герметичности ПХГ, программу необходимых исследований по выявлению причин перетока газа и перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПХГ.

21. Решение о дальнейшей эксплуатации хранилища принимается пользователем недр на основе результатов внедрения мероприятий при наличии согласования Госгортехнадзора России.

22. В период циклической эксплуатации ПХГ геологическая служба дополняет ИБД информацией о текущих технологических параметрах хранилища, проведенных исследованиях и наблюдениях.

© Госгортехнадзор России, 2003

X. КОРРЕКТИРОВКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Коррективы технологического проекта ПХГ (далее — коррективы) выполняются при:

изменении параметров геологической модели, влияющих на технологические показатели эксплуатации ПХГ;

значительных отклонениях проектных и фактических показателей эксплуатации ПХГ;

необходимости изменения показателей эксплуатации при изменении функционального назначения ПХГ, газопотребления и других внешних факторов.

2. Коррективы, в которых проводится анализ причин отклонений фактических и проектных показателей эксплуатации и разрабатываются мероприятия по их корректировке, являются дополнением к технологическому проекту ПХГ.

3. При расхождении в оценке остаточных запасов при эксплуатации ПХГ в истощенном месторождении уточненный объем остаточных запасов утверждается в установленном порядке.

4. В коррективах приводят изложение тех разделов технологического проекта ПХГ, которые требуют изменений.

5. При корректировке основных показателей эксплуатации ПХГ порядок рассмотрения, согласования и утверждения коррективов аналогичен технологическому проекту ПХГ.

XI. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

1. Основным показателем, определяющим эксплуатацию газовых скважин на ПХГ, является суточная производительность, которую замеряют и контролируют на газосборном пункте (далее — ГСП).

2. Технологический режим эксплуатационных скважин в период отбора (закачки) определяют на основе результатов гидрогазодинамических исследований.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

3. По эксплуатационным скважинам газохранилища должен устанавливаться технологический режим, обеспечивающий безопасную работу скважин и заданный суточный отбор (закачку) газа из хранилища.

4. Технологический режим эксплуатации газовых скважин в процессе эксплуатации ПХГ может корректироваться на основе результатов газодинамических исследований.

5. Исследование эксплуатационных газовых скважин производят без выпуска газа в атмосферу путем регистрации расхода и соответствующего давления в пласте-коллекторе, забое, устье скважины, ГСП, на входе и выходе компрессорной станции (далее — КС) (при закачке и компрессорном отборе газа), газопроводе подключения и диаметра штуцера. Исследования скважин проводят на 5 режимах при различных пластовых давлениях (максимальном, гидростатическом и минимальном) в объекте хранения. Результатом проведенных исследований является разработка технологической модели эксплуатации скважин и наземного обустройства, которая является составной частью технологической модели эксплуатации хранилища.

6. Исследование скважин с выпуском газа в атмосферу допускается при их освоении.

7. Последовательность и частота исследований эксплуатационных скважин в процессе эксплуатации газохранилища определяются при составлении обеспечения (приложение А).

8. При необходимости выполняют дополнительные исследования с целью выяснения причин, влияющих на изменение продуктивной характеристики пласта-коллектора (вынос жидкости, песка, образование гидратных пробок и т.д.).

9. Предотвращение гидратообразования в пласте-коллекторе и стволах эксплуатационных скважин осуществляют путем:

выбора соответствующего технологического режима;

непрерывной или периодической подачи на забой (устье) действующей скважины ингибитора гидратообразования;

покрытия внутренней поверхности обсадной колонны и лиф-

© Госгортехнадзор России, 2003

товых труб веществами, препятствующими отложению гидратов (эпоксидными смолами, полимерными пленками и т.д.).

10. Ликвидацию гидратных отложений в стволах скважин производят:

продувкой с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов теплом окружающих пород;

циркуляцией ингибитора по трубкам, спускаемым в скважину через сальниковое уплотнение на устье.

11. Если установлено наличие в газе опасных концентраций сероводорода или углекислоты, то необходимо провести предварительные исследования по выяснению фактической коррозионной агрессивности газожидкостного потока.

12. При установлении опасности развития коррозии необходимо проведение специальных исследований для разработки и выбора рациональных методов защиты от коррозии. Способ защиты от коррозии должен быть обоснован в технологическом проекте ПХГ и реализован в период подготовки ПХГ к эксплуатации.

13. В качестве мероприятий для защиты от внутренней коррозии подземного и наземного оборудования скважин применяют:

ингибиторы коррозии;

оборудование из специальных сталей с учетом установленного вида коррозии;

термическую обработку оборудования по специально разработанным режимам;

очистку газа от коррозионно-агрессивных компонентов;

защитные металлические и неметаллические покрытия.

14. На ПХГ, характеризующихся коррозионной активностью продукции скважин, необходимо вести систематический контроль за применением выбранных методов защиты от коррозии, их эффективностью и состоянием скважин.

15. Эксплуатацию газовых скважин на ПХГ проводят по НКТ. Необходимость изоляции затрубного пространства определяют в технологическом проекте ПХГ.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

16. В отдельных случаях при отсутствии в газе агрессивных и эрозионных компонентов допускают эксплуатацию скважин по эксплуатационной колонне при условии соблюдения индивидуально разработанных мероприятий, обеспечивающих безопасность такого способа эксплуатации, которые согласуют в территориальных органах Госгортехнадзора России и утверждают в установленном порядке.

17. За техническим состоянием и эксплуатацией скважин на ПХГ осуществляют постоянный контроль, который включает:

наружный осмотр колонной головки, задвижек и обвязки устья;

наблюдение за изменением давления и температуры;

замер межколонного давления;

замер выносимой потоком газа жидкости;

контроль за выносом песка и других примесей;

периодический отбор и анализ проб газа и выносимой пластовой жидкости;

контроль производительности скважины;

контроль потерь давления на забое, стволе и шлейфе скважины;

геофизические и др. виды специальных исследований.

18. В эксплуатационных, наблюдательных, контрольных, поглотительных скважинах необходимо периодически проверять состояние призабойной зоны, наличие сообщения с пластом-коллектором, а также отсутствие загрязнений в стволе скважины. При обнаружении пробок, ухудшении сообщения с пластом, загрязнении ствола и призабойной зоны должны быть приняты меры по восстановлению работоспособности скважин.

19. Изменение технологического назначения эксплуатационных скважин согласуют с организацией, ведущей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждают в установленном порядке. Изменение технологического назначения допускается при:

технико-экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации;

невозможности (по техническим причинам) эксплуатации скважиной проектного горизонта;

© Госгортехнадзор России, 2003

отсутствии технологической необходимости использования скважины по своему функциональному назначению.

20. Перевод скважин на другие горизонты согласуют с организацией, ведущей авторский надзор эксплуатации ПХГ, территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждают в установленном порядке.

21. Ремонтные работы в скважине осуществляют по плану, который составляет служба капитального ремонта скважин, согласовывают с геологической службой ПХГ и утверждают в установленном порядке.

22. При капитальном ремонте скважин с аномально низкими пластовыми давлениями следует использовать специальные облегченные растворы, эмульсии и пены, исключающие поглощения в процессе проведения работ.

23. Дело скважины является основным документом на ПХГ для всех видов скважин. Основные данные из дела скважины дублируются в электронном виде в составе ИБД.

24. Все работы на скважинах, связанные с:

исследованием скважин;

текущим и капитальным ремонтом скважин;

изменением конструкций;

различными осложнениями при эксплуатации,

заносят в дело скважин и ИБД.

XII. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Пользователь недр в соответствии с действующими положениями проводит работы по переаттестации скважин, фонтанных арматур и колонных головок. Соответствующая организация дает заключение о возможности и сроке их дальнейшей эксплуатации, которое согласовывается с организацией, ведущей авторское сопровождение эксплуатации ПХГ, территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждается в установленном порядке.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

2. После утверждения технологического проекта ПХГ организация (разработчик) осуществляет авторский надзор за эксплуатацией ПХГ.

3. Авторский надзор за эксплуатацией ПХГ обеспечивают системой контроля и наблюдений, которая включает в себя гидрогазодинамические, термодинамические, физико-химические, геохимические, промыслово-геофизические, компьютерные и другие виды исследований, в том числе и выполняемые специализированными организациями, которые определяются обеспечением объектного мониторинга недр при эксплуатации подземных хранилищ газа (далее — обеспечение) (приложение А), и включает работы по:

оценке соответствия фактических и проектных показателей эксплуатации газохранилища, пробуренного фонда скважин, установленного подземного и наземного оборудования и других технологических узлов;

расчету режимов закачки (отбора) газа;

оптимизации технологических параметров эксплуатации искусственных газовых залежей с уточнением активного и буферного объемов газа, производительности и необходимого количества эксплуатационных скважин;

анализу адекватности геологической и технологической модели эксплуатации ПХГ и их совершенствованию;

аудиту запасов газа в хранилище;

разработке обеспечения;

корректировке режимов закачки и отбора газа с учетом детализации геологического строения и выявленных гидродинамических особенностей объекта хранения, состояния скважин и возможностей газотранспортной системы;

установлению аномальных направлений преимущественного распространения газа в объекте хранения, оценке зон максимального и минимального газонасыщения, регулированию процесса заполнения порового объема структурной ловушки;

оценке герметичности объекта хранения;

© Госгортехнадзор России, 2003

геодинамике недр;

установлению технологических параметров эксплуатации газохранилища на длительный период его функционирования при выявленных в ходе текущей эксплуатации особенностях, изменившихся условиях в ЕСГ и других отклонениях исходной информации;

проведению дополнительных видов газодинамических исследований;

интенсификации технологических процессов закачки и отбора газа, повышению коэффициента использования эксплуатационного фонда скважин;

оценке и сокращению затрат газа на СТН;

совершенствованию технологии и изысканию принципиально новых решений по энергосберегающей и безотходной эксплуатации объектов;

выдаче заключений по техническому состоянию скважин;

подготовке справок и заключений по текущему состоянию хранилища, оперативных материалов для заказчика и контролирующих органов.

4. В каждом конкретном случае объем работ по авторскому надзору на текущий календарный год устанавливают с учетом их целесообразности, очередности и ожидаемых результатов. Отдельные виды работ могут быть затребованы заказчиком во исполнение решений, предписаний Госгортехнадзора России и других ведомств.

5. По результатам осуществления авторского надзора в общем случае в течение года представляют краткие информационные отчеты с указанием объема выполненных работ, основных результатов и выводов. В конце года исполнитель передает заказчику единый заключительный отчет по выполненным работам в соответствии с календарным планом.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

XIII. КОНСЕРВАЦИЯ (ЛИКВИДАЦИЯ) ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Ликвидация подземных хранилищ газа допускается при опасности здоровью или жизни населения, наземным объектам жизнедеятельности и в других экстремальных ситуациях. В остальных случаях проводится консервация ПХГ.

2. При консервации (ликвидации) ПХГ организация, ведущая авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, составляет технологический проект консервации (ликвидации) ПХГ, который проходит соответствующую экспертизу, согласуется с Госгортехнадзором России и утверждается в установленном порядке.

3. Технологический проект консервации (ликвидации) ПХГ имеет своей целью проведение анализа причин, повлекших консервацию (ликвидацию) хранилища, и разработку мероприятий по максимальному отбору газа и безопасной консервации (ликвидации) ПХГ.

4. Технологический проект консервации (ликвидации) ПХГ содержит:

анализ причин, вызвавших консервацию (ликвидацию) ПХГ;

режим максимального отбора газа из объекта хранения;

технологию консервации (ликвидации) скважин на ПХГ;

план и порядок консервации (ликвидации) наземного обустройства ПХГ;

обеспечение объектного мониторинга недр на период консервации (ликвидации);

оценку материальных затрат на консервацию (ликвидацию);

выводы и рекомендации.

5. В период консервации (ликвидации) ПХГ организация (разработчик) осуществляет авторский надзор в соответствии с обеспечением объектного мониторинга, разработанным на этот период.

6. Работы по консервации (ликвидации) скважин проводят в соответствии с утвержденными инструкциями.

© Госгортехнадзор России, 2003

7. При консервации (ликвидации) ПХГ должны выполняться все необходимые условия, обеспечивающие промышленную безопасность.

8. При консервации (ликвидации) ПХГ геологическую, маркшейдерскую и иную документацию пополняют на момент завершения работ и сдают на хранение в установленном порядке.

9. Консервацию (ликвидацию) ПХГ считают завершенной после подписания акта о консервации (ликвидации) соответствующими организациями и территориальными органами Госгортехнадзора России.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

Приложение А

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОБЪЕКТНОГО МОНИТОРИНГА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

I. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Обеспечение устанавливает требования, определяет разделы и их содержание и предназначено для осуществления объектного мониторинга недр при эксплуатации (консервации, ликвидации) ПХГ в рамках горного отвода. Объектный мониторинг недр является составной частью государственного мониторинга состояния недр (далее – ГМСН). Обеспечение является руководящим документом для составления обеспечения на каждом конкретном ПХГ, в котором исходя из реального состояния хранилища определяются необходимый перечень исследований, наблюдений и частота их проведения. Регламент предусматривает обязательный минимум работ, без которых невозможна безопасная эксплуатация хранилища.

II. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Основной задачей объектного мониторинга является обеспечение технологически безопасной эксплуатации ПХГ.

2. Объектный мониторинг заключается в:

получении, обработке и анализе данных состояния недр при эксплуатации ПХГ;

оценке состояния недр и прогнозировании его изменения;

своевременном выявлении и прогнозировании техногенных процессов в ПХГ;

разработке, обеспечении реализации и анализе эффективности мероприятий по обеспечению безопасного недропользования;

предотвращении и снижении негативного воздействия опасных геологических процессов;

© Госгортехнадзор России, 2003

регулярном информировании органов государственной власти и пользователей недр об изменениях состояния недр.

3. Объекты мониторинга при эксплуатации ПХГ:

объект хранения газа;

контрольные горизонты;

эксплуатационные, наблюдательные, контрольные, поглотительные, геофизические скважины.

4. Параметры, контролируемые при объектном мониторинге:

общий объем газа;

активный объем газа (в том числе долгосрочный резерв);

буферный объем газа;

объем пластовой жидкости, добываемой при отборе газа;

затраты газа на СТН;

суточная производительность эксплуатационных скважин и хранилища в целом;

газонасыщенный поровый объем хранилища;

состав газа, точка росы;

пластовое давление в объекте хранения (в газоносной и водоносной зоне);

уровни и давления в контрольных горизонтах;

давление и температура в технологической линии (забое скважины — устье скважины — ГСП (КС) — газопроводе подключения);

межколонное давление и межколонный расход газа по скважинам;

содержание растворенного газа, химический состав, давление насыщения растворенного газа в пластовой воде объекта хранения и контрольных горизонтов;

газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов;

газоводяной контакт.

5. Методы объектного мониторинга при эксплуатации ПХГ.

Для осуществления объектного мониторинга на ПХГ применяют гидрохимические, геофизические, промысловые и аналитические методы. При необходимости возможно применение дополнительных методов исследований.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

5.1. Гидрохимическими методами проводят мониторинг за количественным и качественным изменением растворенного газа пластовых вод в контрольных горизонтах и объекте хранения. В результате проведенных исследований оценивают общее содержание растворенного газа, наличие метана и его гомологов, давление насыщения растворенного газа, минерализацию и химический состав пластовой воды. По результатам этих исследований оценивают миграцию газа в контрольные горизонты, по объекту хранения и в целом воздействие хранимого природного газа на недра в пределах горного отвода.

5.2. Геофизическими методами определяют газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов, пластовую температуру, осуществляют контроль за техническим состоянием скважин.

5.3. Промысловыми методами контролируют следующие параметры эксплуатации хранилища:

давление в контрольных горизонтах и объекте хранения;

давление, температуру в технологической линии (забое скважины — устье скважины – ГСП (КС) — газопровод подключения);

суточную производительность эксплуатационных скважин;

суточную производительность хранилища;

объем закачки (отбора) газа;

объем газа в хранилище;

объем выносимой при отборе пластовой жидкости;

объем затрат газа на СТН;

поверхностные газопроявления на хранилище;

состав газа, точку росы;

межколонные газопроявления в скважинах.

5.4. Аналитическими методами на основе геологической и технологической модели эксплуатации контролируют:

объем газа в хранилище;

газонасыщенный поровый объем;

максимальную производительность эксплуатационных скважин;

давление и потери давления в технологической цепочке (пласт — забой скважины — устье скважины – ГСП (КС) — газопровод подключения);

© Госгортехнадзор России, 2003

герметичность объекта хранения и пластовые потери газа;
распространение газа в объекте хранения.

III. УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ЗАКАЧИВАЕМОГО И ОТБИРАЕМОГО ГАЗА

1. Замер расхода закачиваемого (отбираемого) газа проводится ежесуточно на пункте замера расхода газа (далее — ПЗРГ) газохранилища.

2. Замер расхода закачиваемого (отбираемого) газа проводится по каждой эксплуатационной скважине на ГСП (при отсутствии замерных устройств возможна оценка расчетным путем).

3. При наличии нескольких ГСП контроль за расходом закачиваемого (отбираемого) газа ведут по каждому ГСП.

4. Если хранилище создается и эксплуатируется в нескольких горизонтах или изолированных пластах одного горизонта, замер расхода газа проводят по каждому объекту.

5. При разгрузке техногенной залежи замер и учет расхода газа проводят так же, как из объекта хранения.

IV. УЧЕТ ЗАТРАТ ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ

1. Учет затрат газа на технологические топливные нужды проводят ежесуточно и определяют по показаниям измерительных приборов.

2. Учет и оценка затрат газа на прочие технологические нужды проводится путем измерения приборами либо расчетным путем.

3. Оценку пластовых потерь газа проводит организация, осуществляющая авторское сопровождение эксплуатации ПХГ, после чего они рассматриваются, утверждаются в установленном порядке и учитываются в балансе газа хранилища.

4. Потери газа при авариях (разовые) оформляют специаль-

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

ным актом на основании расчета, проведенного организацией, осуществляющей авторское сопровождение эксплуатации ПХГ, и утверждают в установленном порядке.

5. Оценку затрат газа на СТН проводят на основании согласованных с Госгортехнадзором России и утвержденных в установленном порядке методик.

V. БАЛАНС ГАЗА В ПОДЗЕМНОМ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА

1. Баланс газа в объекте хранения ПХГ ведется на основе фактических замеров расхода газа на ПЗРГ с учетом СТН.

2. Баланс газа в ПХГ включает:

оценку затрат газа на СТН;

расчет объема закачанного (отобранного) газа за сутки, месяц, сезон с учетом СТН;

расчет общего объема газа в объекте хранения (в том числе техногенные залежи газа);

учет объема извлеченного конденсата или нефти.

3. Затраты газа на СТН в балансе объекта хранения компенсируют в период закачки.

4. Если хранилище эксплуатируется в нескольких объектах, то баланс газа ведут как в целом по хранилищу, так и по каждому объекту отдельно.

VI. УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ

1. Учет и замер количества добываемой пластовой жидкости осуществляется как в целом по газохранилищу, так и по каждому ГСП и эксплуатационной скважине отдельно (при наличии соответствующего оборудования).

2. Если хранилище эксплуатируют в нескольких горизонтах или изолированных пластах одного горизонта, то учет количества

© Госгортехнадзор России, 2003

добываемой пластовой жидкости ведут как в целом по хранилищу, так и по каждому объекту отдельно.

3. При отборе пластовой жидкости проводят ее химический анализ.

VII. КОНТРОЛЬ ЗА ТОВАРНЫМ КАЧЕСТВОМ ГАЗА

1. Контроль товарного качества газа осуществляет соответствующая служба ПХГ путем определения физико-химического состава, удельного веса, калорийности, точки росы и их соответствия нормативным значениям.

VIII. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

1. По каждой скважине проводят контроль технологического режима эксплуатации путем замера депрессии (репрессии) на пласт-коллектор, дебита газа и выносимой с газом пластовой жидкости. Допускают осуществление контроля технологического режима эксплуатационных скважин на основании технологической модели.

2. На хранилищах, где имеется опасность разрушения объекта хранения, максимальная производительность эксплуатационных скважин дополнительно контролируют по показаниям датчиков индикации пескопроявлений или породоуловителей, предусмотренных технологическим проектом ПХГ.

IX. КОНТРОЛЬ ЗА ДИНАМИКОЙ ДАВЛЕНИЙ В ОБЪЕКТЕ ХРАНЕНИЯ И КОНТРОЛЬНЫХ ГОРИЗОНТАХ

1. Контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах осуществляют путем замера устьевых (забойных) давлений, уровней пластовой воды в скважинах.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

2. Если хранилище эксплуатируется в нескольких горизонтах или изолированных пластах одного горизонта, то контроль за динамикой давлений осуществляют по каждому объекту отдельно.

X. КОНТРОЛЬ ЗА РАСПРОСТРАНЕНИЕМ ГАЗА В ОБЪЕКТЕ ХРАНЕНИЯ

1. Контроль за распространением газа в объекте хранения проводят с использованием геофизических, промысловых и аналитических методов.

2. При водонапорном режиме эксплуатации хранилища определение положения газоводяного контакта (далее — ГВК), газонасыщенной толщины и коэффициента газонасыщенности проводят геофизическими методами в период отбора при максимальном значении ГПО (при пластовом давлении, близком к гидростатическому).

3. По наблюдательным скважинам, расположенным в водонасыщенной зоне объекта хранения, проводят гидрохимические исследования и промысловые замеры давлений (уровней).

4. Контроль за распространением газа по площади ПХГ осуществляют аналитическими методами на основе компьютерных построений ГВК.

XI. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ СКВАЖИН

1. Контроль за техническим состоянием скважин осуществляют промыслово-геофизическими методами, по планам-графикам, разработанным геологической службой ПХГ, согласованными с организацией, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ.

2. Оценку состояния забоя по всему фонду скважин проводят по плану-графику с использованием геофизических и промысловых данных.

© Госгортехнадзор России, 2003

3. Замер давления и расхода газа между эксплуатационной и технической колоннами (далее — МКД1) и между технической колонной и кондуктором (далее — МКД2) проводят по всему фонду скважин при максимальном давлении в ПХГ.

4. Визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин проводится совместно с плановыми замерами давлений и другими работами, проводимыми по этим скважинам.

XII. КОНТРОЛЬ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

1. Наблюдения за герметичностью объекта хранения и возможным образованием техногенных залежей проводят промысловыми, геофизическими, гидрохимическими и аналитическими методами.

2. Промысловые методы включают:

замер устьевых (забойных) давлений и уровней по контрольным скважинам;

наблюдения за поверхностными газопроявлениями.

3. Геофизические методы включают:

проведение радиометрии, термометрии по фонду скважин, которые осуществляются в соответствии с планом-графиком геофизических исследований.

4. Гидрохимическими исследованиями контролируют содержание и состав растворенного газа в пластовой воде по контрольным, наблюдательным скважинам и водозаборам (в пределах горного отвода).

5. Аналитическими методами контролируют:

герметичность объекта хранения в целом;

латеральную герметичность хранилища путем расчета ГПО хранилища. Режим эксплуатации ПХГ должен исключать превышение проектного значения ГПО.

© Оформление. ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003

6. Аналитические методы контроля осуществляют на основании технологической модели эксплуатации ПХГ.

XIII. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ ЗАКАЧКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ

1. При закачке промстоков в пласт контролируют:
давление нагнетания;
объем промстоков;
химический состав;
содержание механпримесей.

XIV. КОМПЬЮТЕРНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Под компьютерным контролем следует понимать: создание на хранилище ИБД для учета и хранения промыслово-геофизической информации; решение задач по контролю за эксплуатацией ПХГ на основе разработанных геологической и технологической модели с применением современной вычислительной техники и специального математического обеспечения; передачу результатов объектного мониторинга в систему ГМСН в электронном виде.

2. Объем, содержание ИБД определяет пользователь недр совместно с организацией, ведущей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ.

3. Организация, ведущая авторское сопровождение эксплуатации ПХГ, разрабатывает рекомендации по применению аналитических методов объектного мониторинга (применению компьютерных программ обработки материалов, геологической и технологической модели ПХГ).

4. Доступ к ИБД определяется соответствующими отраслевыми положениями.

© Госгортехнадзор России, 2003

XV. МОНИТОРИНГ НЕДР ПРИ КОНСЕРВАЦИИ (ЛИКВИДАЦИИ) ПХГ

1. При консервации (ликвидации) ПХГ проводят контроль за состоянием объекта хранения и контрольных горизонтов путем проведения промысловых, геофизических и гидрохимических наблюдений.

2. Контролируют давление, газонасыщенность, содержание растворенного газа в объекте хранения и контрольных горизонтах.

3. Для проведения мониторинга недр определяют необходимое количество скважин в соответствии с технологическим проектом консервации (ликвидации) ПХГ из существующего фонда.

XVI. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТНОГО МОНИТОРИНГА НЕДР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

1. Организация, ведущая авторский надзор за эксплуатацией ПХГ, разрабатывает обеспечение объектного мониторинга для конкретного ПХГ, где определяет необходимый перечень исследований, наблюдений и частоту их проведения на срок не более 5 лет. Обеспечение согласовывают с территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждают в установленном порядке.

2. Проведение работ и исследований, необходимых для осуществления объектного мониторинга недр при эксплуатации (консервации, ликвидации) ПХГ, возлагают на пользователя недр.

3. Пользователь недр в процессе осуществления мониторинга представляет текущую информацию о состоянии недр в систему ГМСН России. Содержание и объем представляемой информации согласуют с соответствующими организациями при составлении обеспечения.

4. Отдельные виды и методы исследований для осуществления объектного мониторинга недр конкретного ПХГ, не предусмотренные данным обеспечением, могут включаться в него дополнительно.

gost.e-ecolog.ru