ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55415— 2013

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Правила разработки

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Газпром» (ОАО «Газпром»), Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Обществом с ограниченной ответственностью «ТюменНИИгипрогаз» (ООО «ТюменНИИгипрогаз») и Открытым акционерным обществом «Газпром промгаз» (ОАО «Газпром промгаз»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 мая 2013 г. № 67-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 3
5 Общие положения 4
6 Подготовка месторождения к разработке 4
6.1 Основные работы при подготовке месторождения к разработке 4
6.2 Пробная эксплуатация разведочных скважин 6
6.3 Подготовленность месторождения к разработке 6
7 Промышленная разработка месторождений 7
7.1 Стадии промышленной разработки месторождения 7
7.2 Система разработки 7
7.3 Фонд скважин 8
7.4 Совместная эксплуатация нескольких пластов 8
7.5 Приобщение продуктивных горизонтов и перевод скважин на другие горизонты в процессе разработки месторождения 8
7.6 Обустройство промыслов. Сбор, подготовка и внутрипромысловый транспорт газа, конденсата, нефти 9
7.7 Регулирование разработки 11
7.8 Завершение разработки 11
8 Основные требования к строительству скважин 12
8.1 Проектирование строительства скважин 12
8.2 Конструкция скважин 12
8.3 Вскрытие продуктивных отложений 12
8.4 Освоение скважин 13
8.5 Контроль строительства и передача скважин в эксплуатацию 13
9 Эксплуатация добывающих скважин 13
9.1 Оборудование скважин 13
9.2 Установление и поддержание технологического режима работы скважин 14
9.3 Контроль за эксплуатацией 15
9.4 Эксплуатация скважин в осложненных условиях 16
9.5 Ремонт, консервация и ликвидация скважин 17
10 Повышение производительности скважин 18
10.1 Воздействие на призабойную зону 18
10.2 Вовлечение в разработку невырабатываемых продуктивных пластов в эксплуатирующихся скважинах 19
10.3 Удаление жидкости из скважин 19
11 Учет добычи газа, конденсата и нефти 20
11.1 Учет добычи газа, конденсата, нефти и количества воды по скважинам 20
11.2 Учет добычи газа, конденсата, нефти и количества воды по пластам и эксплуатационным объектам 21
12 Основные требования по безопасному ведению работ, охране недр и окружающей среды 21
12.1 Общие требования к мероприятиям по безопасному ведению работ, охране недр и окружающей среды 21

12.2 Охрана недр при бурении скважин 22
12.3 Охрана недр при разработке газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений 23
12.4 Охрана недр при интенсификации добычи 24
12.5 Охрана недр при ремонте скважин 24
12.6 Охрана недр при поддержании пластового давления и воздействии на пласт 25
12.7 Охрана окружающей среды при разработке месторождений 25
13 Контроль разработки 26
13.1 Оперативный контроль разработки 26
13.2 Авторское сопровождение (надзор) выполнения проектных решений по разработке и геолого-технологический аудит состояния разработки 28
14 Хранение, пополнение и обновление документации по разработке месторождений углеводородов и эксплуатации скважин 29
14.1 Техническая документация при эксплуатации скважин 29
14.2 Проектная технологическая документация по разработке 30
Библиография 31

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Правила разработки

Gas, gas condensate, oil-gas and oil-gas condensate fields. Rules of development

Дата введения — 2013—11—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения (далее — месторождения) и устанавливает правила их разработки.

Действие настоящего стандарта не распространяется на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, основным компонентом углеводородного сырья которых является нефть, а также на месторождения континентального шельфа. Разработку этих месторождений проводят по ГОСТ Р 53710, ГОСТ Р 53713.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.647—2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр. Основные положения

ГОСТ Р 53710—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки

ГОСТ Р 53713—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки

ГОСТ Р 55414—2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки

ГОСТ 5542—87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 13846—89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 55414, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **газовый (газоконденсатный) промысел**: Технологический комплекс, состоящий из скважин, трубопроводов и установок различного назначения, с помощью которых на месторождении осуществляют извлечение пластового газа, газового конденсата и сопутствующих компонентов из недр, их сбор и подготовку к транспорту.

3.2 **добываемая продукция**: Смесь извлекаемого из пласта углеводородного сырья (пластового газа, газового конденсата, нефти), воды, а также техногенных и твердых примесей, получаемая на устье добывающих газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин.

3.3 **добыча углеводородного сырья**: Комплекс технологических и производственных процессов, обеспечивающих извлечение из пласта углеводородного сырья, сбор добываемой продукции и подготовку для передачи на реализацию потребителям товарной продукции газового (газоконденсатного) промысла и использования на собственные нужды промысла.

Примечания

1 Добычу углеводородного сырья проводят путем эксплуатации скважин, подземных и наземных промысловых объектов.

2 Термин «добыча» применяют также при количественной оценке извлеченного из пласта полезного ископаемого.

3.4 **лицензионный участок (недр)**: Геометризованный блок недр, предоставленный уполномоченным государственным органом недропользователю для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых или использования для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Примечания

1 Для разработки месторождений недропользователю предоставляют участок недр в форме горного отвода.

2 Акт с указанием границ горного отвода включают в лицензию в качестве неотъемлемой составной части.

3.5 **межколонное давление**: Измеренное на устье скважины давление газа, жидкости или их смеси, находящихся в пространстве между эксплуатационной и последней технической колонной, а также между остальными промежуточными колоннами.

3.6

пользователь недр (недропользователь): Юридическое или физическое лицо, получившее в установленном порядке лицензию на пользование участком недр с целью поисков, разведки и разработки на нем полезных ископаемых.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.30]

3.7 **опытно-промышленная разработка**: Комплекс работ по промышленным испытаниям новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения.

Примечания

1 Для крупных газовых и газоконденсатных месторождений (объектов разработки), недостаточно разведанных и/или со сложным строением, на начальной стадии разработки рекомендуется проведение опытно-промышленной разработки в целях обоснования технологических и технических решений на срок дальнейшей разработки.

2 Промышленные испытания новых технических и технологических решений на отдельных залежах или участках могут быть проведены на любой стадии разработки по отдельному проектному документу — технологической схеме опытно-промышленной разработки.

3.8 **освоение месторождения (объекта разработки месторождения)**: Комплекс мероприятий по подготовке, вводу в разработку месторождения (объекта разработки), вводу в эксплуатацию предусмотренных техническим проектом разработки и проектом обустройства промысловых объектов, и их выводу на проектную мощность.

3.9 **разработка газового [газоконденсатного, нефтегазового, нефтегазоконденсатного] месторождения**: Управление извлечением из продуктивных отложений газа (конденсата, нефти, сопутствующих компонентов) в целях их добычи посредством реализации системы разработки, определенной техническим проектом разработки.

3.10 **регулирование разработки**: Осуществление мероприятий, обеспечивающих разработку продуктивных пластов и уровни извлечения газа и конденсата (нефти) в соответствии с принятыми проектными решениями.

Примечание — Включает изменение распределения отборов и закачки по площади и разрезу эксплуатационных объектов путем изменения режимов работы и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах.

3.11 **система сбора газа**: Совокупность трубопроводов (шлейфов) от скважин до пунктов сбора газа (установки предварительной подготовки газа, установки комплексной подготовки газа) и от сборных пунктов до головных сооружений магистрального газопровода (промысловых коллекторов), а также вспомогательных трубопроводов для подачи ингибиторов, запорной аппаратуры, приборов и оборудования для обеспечения безопасной эксплуатации.

3.12 **скважина**: Горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью, и оснащенное технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдений за состоянием недр.

Примечания — Из основного ствола скважины могут быть пробурены дополнительные стволы.

3.13 **стандартные условия**: Температура 293,15 К и давление 0,101325 МПа, к которым приводят объемы (запасы, дебиты, отборы) газа.

Примечание — Условия применяют в газовой промышленности Российской Федерации.

3.14 **степень выработанности запасов:** Отношение накопленного отбора углеводородного сырья к начальным запасам.

Примечания

1 Определяют по видам полезного ископаемого в соответствии с [1] (газ горючий природный; попутный газ; газовый конденсат, прошедший технологию промысловой подготовки; нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная).

2 Запасы принимают: по газу — геологические, по конденсату (нефти) — извлекаемые.

3 Определяют по отношению к участку недр, месторождению или объекту разработки месторождения (в пределах участка недр), отдельной залежи, пласту.

3.15 **технологический режим работы скважины**: Совокупность параметров (расход, давление, температура, другие параметры), характеризующих устойчивую работу скважины (добывающей — подачу продукции в систему сбора, нагнетательной — закачку рабочих агентов в пласт, специальной — утилизацию промышленных стоков и др.) и устанавливаемых с учетом различных ограничений.

3.16 **технологические потери газа [конденсата, нефти]**: Безвозвратное уменьшение количества извлеченного из недр газа [конденсата, нефти], связанное с реализуемыми проектами обустройства месторождений, обусловленное технологическими особенностями эксплуатации элементов производственного цикла (скважин, установок, сооружений), а также физико-химическими характеристиками добываемого из недр углеводородного сырья.

3.17 **углеводороды C_{5+} (углеводородный конденсат)**: Расчетная составляющая пластового углеводородного сырья, совокупность (группа) углеводородов, каждый из которых в стандартных условиях является жидкостью.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ДКС — дожимная компрессорная станция;

НКС — нагнетательная компрессорная станция;

ПАВ — поверхностно-активные вещества;

ПХГ — подземное хранилище газа;

УКПГ — установка комплексной подготовки газа;

УППГ — установка предварительной подготовки газа.

5 Общие положения

5.1 Разработку каждого месторождения осуществляют в соответствии с техническим проектом разработки, утвержденным недропользователем и согласованным уполномоченным государственным органом. Допускается подготовка единого технического проекта разработки группы месторождений, расположенных в пределах выделенных недропользователю одного или нескольких лицензионных участков недр, если предусматривается общая схема сбора и подготовки добываемого из них углеводородного сырья.

5.2 При планировании сроков ввода в разработку гидродинамически связанных месторождений учитывают возможность выхода газа за пределы начального контура газоносности, которая может привести к снижению эффективности использования запасов углеводородного сырья.

5.3 Допускается подготовка единого технического проекта разработки для объектов разработки одного и того же крупного месторождения, входящих в лицензионные участки недр разных недропользователей. В едином техническом проекте должны быть выделены проектные решения и основные показатели разработки для каждого лицензионного участка.

5.4 Недропользователь вправе иметь всю геологическую информацию о недрах в пределах предоставленного ему лицензионного участка и должен организовать получение и использование необходимой геологической информации при освоении месторождения.

6 Подготовка месторождения к разработке

6.1 Основные работы при подготовке месторождения к разработке

6.1.1 Целью подготовки месторождения (объекта разработки, залежи) к разработке является уточнение запасов и условий промышленного освоения с полнотой, достаточной для достоверного проектирования разработки и обустройства месторождения. Должны быть определены форма и размеры месторождения, характеристики пород-коллекторов, свойства газа, газового конденсата, нефти и содержащихся в них компонентов, добывные возможности, гидрогеологические, геокриологические, экологические и другие условия.

Примечание — Требования к проектированию разработки, структуре и содержанию проектного технологического документа отражены в [2] и национальных стандартах.

6.1.2 Материалы для подготовки к разработке месторождений (залежей) получают в результате геологического изучения недр, разведки (доразведки) месторождений и пробной эксплуатации поисковых и разведочных скважин. Объектом проведения работ является месторождение в целом. Этими работами должен быть охвачен весь лицензионный участок недр, все залежи месторождения.

6.1.3 Работы по разведке месторождений проводят в соответствии с проектом разведки, определяющим объем разведочных работ и методы исследований. Проект разведки, составляемый недропользователем собственными силами либо с привлечением соисполнителей, согласовывают и утверждают в установленном порядке.

6.1.4 В проекте разведки могут быть предусмотрены специальные исследования пород разреза, в том числе многолетнемерзлых, для обоснования оптимальных конструкций скважин, рецептуры буровых и тампонажных растворов в целях нахождения наилучших условий вскрытия пласта и крепления ствола скважин.

6.1.5 На этапе подготовки месторождения к разработке решают следующие задачи:

- геометризацию формы и размеров залежей, определение положения контактов «газ-вода», «газ-нефть-вода» и контуров залежей;
- определение дебитов газа, конденсата, нефти, воды, установление пластового давления, давления начала конденсации (давления насыщения) и коэффициентов фильтрационных сопротивлений (продуктивности) скважин;
- исследование активности водонапорного бассейна и гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- определение физико-химических свойств пластовых флюидов и их изменения по площади и разрезу залежи;
- определение емкостных и фильтрационных характеристик пород-коллекторов, их изменчивости по площади и разрезу;

- изучение условий вытеснения газа (конденсата, нефти) из продуктивных пластов водой либо другими рабочими агентами, и определяющих выбор методов воздействия на пласт (залежь) и призабойную зону в целях повышения степени извлечения углеводородов;

- наличие нефтяной оторочки и определение ее промышленного значения;

- установление взаимосвязи газовой и нефтяной частей залежи.

6.1.6 По результатам разведки устанавливают:

- литолого-стратиграфический разрез, положение в этом разрезе газонефтенасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической изменчивости продуктивных горизонтов месторождения по площади и по разрезу;

- стратиграфическое и тектоническое строение месторождения;

- тип залежей, их глубину залегания и размеры;

- гипсометрическое положение контактов «газ-вода», «газ-нефть-вода» в разных частях залежей;

- общую, эффективную газонасыщенную и нефтенасыщенную толщины продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров газоносности (нефтегазоносности);

- тип, минеральный и гранулометрический состав, пористость, трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость пород продуктивных пластов;

- упругость и пластичность пород продуктивных пластов и покрышек для оценки условий образования трещин (напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона);

- вещественный состав и пористость пород-покрышек;

- начальные значения газонасыщенности и нефтенасыщенности пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;

- значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;

- гидрогеологические условия по разрезу, режимы залежей, геокриологические условия месторождения и прилегающих районов (при разведке в районах распространения многолетнемерзлых пород);

- физико-химические свойства газа в пластовых и стандартных условиях (компонентный состав, включая наличие и содержание сероводорода и двуокиси углерода, плотность по воздуху, сжимаемость);

- физико-химические свойства конденсата (давление начала конденсации, усадку сырого конденсата, пластовые изотермы конденсации, зависимость выхода сырого и стабильного конденсата от давления, давление максимальной конденсации, потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, плотность, молекулярную массу, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и фракционный составы, содержание парафинов, серы, смол);

- фазовое поведение пластовых систем;

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным контактного и дифференциального разгазирования до стандартных условий (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки);

- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическую вязкость, молекулярную массу, температуры начала кипения и начала застывания, температуру насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы, фракционный и компонентный составы);

- физико-химические свойства пластовых вод (плотность, вязкость, ионный состав, количество и состав растворенного в воде газа);

- дебиты газа, конденсата, нефти и воды в зависимости от забойных давлений, коэффициенты фильтрационных сопротивлений и продуктивности скважин;

- смачиваемость пород-коллекторов продуктивных пластов, значения насыщенности связанной водой, остаточной газо-, конденсато- и нефтенасыщенности при вытеснении пластового флюида, соответствующие им значения относительных фазовых проницаемостей для газа, конденсата, нефти и воды;

- зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов;

- средние значения коэффициентов теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей (для залежей с нефтями повышенной вязкости);

- запасы природного газа, конденсата, нефти, растворенного газа, сопутствующих ценных компонентов;

- зависимость остаточной газо-, конденсато- и нефтенасыщенности от градиента давления и начальных насыщенностей;

- зависимость пористости и проницаемости от снижения пластового давления.

6.1.7 Виды, объемы и порядок проведения исследовательских работ в разведочных скважинах (отбор и лабораторные исследования керна, шлама, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, геофизические и газогидродинамические исследования скважин, испытания продуктивных горизонтов) определяют проектом разведки, планом (программой) пробной эксплуатации скважин на этапе поисков и разведки месторождений, рекомендациями по доразведке в техническом проекте разработки, если разведочные скважины бурят на разрабатываемом месторождении (залежи). Этими документами также определяют интервалы отбора керна, испытаний, комплексы и объем геофизических и гидродинамических исследований.

6.2 Пробная эксплуатация разведочных скважин

6.2.1 Пробную эксплуатацию разведочных скважин проводят в целях подтверждения промышленной значимости месторождения.

6.2.2 По результатам пробной эксплуатации разведочной скважины уточняют добывные возможности скважины (коэффициенты фильтрационных сопротивлений и продуктивности, диапазон возможных дебитов), состав и физико-химические свойства пластовых флюидов, оценки изменения этих параметров во времени или в результате мероприятий по интенсификации притока. С учетом технического состояния принимают решение о переводе скважины в эксплуатационный фонд.

6.2.3 Пробную эксплуатацию разведочной скважины проводят по проекту пробной эксплуатации, утвержденному недропользователем и согласованному с уполномоченными государственными органами. Период пробной эксплуатации: не более 1 года.

6.2.4 По результатам анализа пробной эксплуатации разведочных скважин уточняют геологические и извлекаемые запасы углеводородов, а также сопутствующих компонентов залежей (продуктивных горизонтов) месторождения, обосновывают перевод запасов в промышленные категории для государственной экспертизы и постановки их на государственный баланс.

6.3 Подготовленность месторождения к разработке

6.3.1 Разведанные месторождения являются подготовленными для промышленной разработки при соблюдении следующих условий:

- получена лицензия на право пользования участком недр в целях добычи углеводородов;

- оформлены горный и земельный отводы;

- реализован проект разведки, а при необходимости осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин;

- прошли государственную экспертизу и приняты на государственный баланс запасы газа, конденсата, нефти, содержащихся в них сопутствующих компонентов;

- в пределах горного отвода оценено наличие и возможность добычи общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод для собственных нужд газодобывающего предприятия;

- установлено наличие (либо отсутствие) поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы для сброса промышленных и других сточных вод;

- утвержден технический проект разработки, в составе которого предусмотрены мероприятия по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды, сбросу промышленных и других сточных вод, обеспечению безопасности проведения работ;

- утверждена проектно-сметная документация на обустройство;

- заключен договор с противофонтанной военизированной частью на оперативно-профилактическое обслуживание.

6.3.2 Технический проект разработки месторождения или его объекта разработки согласовывают и утверждают в порядке, установленном [3]. Содержание технического проекта разработки должно соответствовать ГОСТ Р 55414.

6.3.3 Пробуренные на лицензионном участке поисковые и разведочные скважины, оказавшиеся за пределами контуров газоносности и нефтеносности, при технической возможности используют для контроля разработки в качестве пьезометрических или наблюдательных.

7 Промышленная разработка месторождений

7.1 Стадии промышленной разработки месторождения

7.1.1 Выделяют три стадии разработки месторождения или его объекта разработки: начальную, основную и завершающую. По уровню добычи газа выделяют периоды: нарастающей добычи, постоянной добычи и падающей добычи.

7.1.2 Начальная стадия характеризуется высокими рисками, связанными с недостаточностью информации о геологическом строении, запасах месторождения и добывных возможностях скважин. Месторождение разбуривают и вводят в разработку по утвержденной технологической схеме разработки, базирующейся на данных разведки и при необходимости пробной эксплуатации разведочных скважин. Крупные, многопластовые, сложнопостроенные месторождения могут быть введены в разработку по утвержденному проекту пробной эксплуатации (разработки) отдельных залежей или участков со сроком действия 3 года либо по технологической схеме опытно-промышленной разработки со сроком действия 5 лет. В дальнейшем наращивание добычи осуществляют в соответствии с технологической схемой разработки месторождения (объекта разработки).

7.1.3 Начало основной стадии разработки соответствует вводу в эксплуатацию большей части проектного фонда скважин и запроектированных промысловых объектов (УППГ, УКПГ), обеспечивающих выход добывающего предприятия на проектные мощности по добыче углеводородного сырья в период постоянной добычи. С начала основной стадии разработку проводят в соответствии с технологическим проектом разработки, который основан на материалах реализации технологической схемы и анализа разработки.

7.1.4 Начало завершающей стадии разработки месторождения (объекта разработки) определяют по условиям падающей добычи, когда выручка от реализации углеводородов не обеспечивает в дальнейшем рентабельную разработку. Решение о сроке завершения разработки и переходе к ликвидационным работам обосновывают в технологическом проекте разработки.

7.1.5 При обосновании решения о завершении разработки месторождения оценивают возможность его дальнейшего использования в качестве ПХГ и соответствующего изменения назначения скважин.

7.2 Система разработки

7.2.1 Систему разработки обосновывают в техническом проекте разработки на основе сопоставления технико-экономических показателей различных вариантов разработки месторождения или его выделенного объекта разработки. Варианты отличаются условиями выделения эксплуатационных объектов, способом разработки, количеством добывающих и нагнетательных скважин, системами их размещения и вскрытия продуктивных пластов, режимами эксплуатации, конструкцией добывающих скважин (в т. ч. горизонтальных, горизонтально-разветвленных и др.), схемами сбора и технологиями подготовки добываемого углеводородного сырья и соответствующими им максимальными уровнями годовой добычи углеводородов. При наличии в намечаемом к вводу объекте разработки нефтяной оторочки промышленного значения в техническом проекте разработки обосновывают систему разработки нефтяной части объекта по ГОСТ Р 53713.

7.2.2 Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (объектов разработки) с содержанием в пластовом газе углеводородов C_{5+} более 250 г/м^3 рассматривают системы разработки с активным воздействием на пласт. При этом в качестве возможных способов воздействия на пласт рассматривают: обратную закачку отсепарированного (осушенного, отбензиненного) газа в пласт (сайклинг-процесс), закачку различных агентов, в том числе неуглеводородных газов, например, азота. Целесообразность их применения должна быть обоснована в техническом проекте разработки с учетом материалов промысловых исследований скважин, лабораторных исследований пород-коллекторов, экспериментального и математического моделирования вытеснения пластового флюида, технико-экономического анализа.

7.2.3 Для месторождений с нефтяными оторочками должны быть рассмотрены системы разработки с поддержанием пластового давления путем закачки воды или газообразных агентов в пласт.

7.2.4 Для завершающей стадии разработки месторождения определяют период рентабельной разработки и время прекращения добычи. В технологическом проекте разработки рассматривают возможности:

- модернизации (реконструкции) подземного и наземного технологического оборудования;

- использования низконапорного газа;
- применения вторичных методов извлечения углеводородов;
- использования завершенного разработкой месторождения (объекта разработки) в качестве ПХГ.

7.2.5 Для крупных многопластовых месторождений система разработки должна предусматривать очередность ввода эксплуатационных объектов в разработку, исходя из динамики пластовых давлений, сроков ввода ДКС или НКС, возможности использования энергии горизонтов высокого давления для бескомпрессорного транспорта газа низконапорных горизонтов или соседних месторождений.

7.3 Фонд скважин

7.3.1 Необходимое количество и расположение добывающих, нагнетательных, наблюдательных и специальных скважин эксплуатационного фонда устанавливают в техническом проекте разработки. Для крупных месторождений в целях надежного обеспечения проектных уровней добычи обосновывают количество и размещение резервных скважин.

7.3.2 Разбуривание месторождения (объекта разработки) следует проводить в сроки, обоснованные в техническом проекте разработки. На крупных месторождениях (объектах разработки) сложного геологического строения рекомендуется опережающее бурение добывающих скважин. Добывающие и нагнетательные скважины до их ввода в эксплуатацию следует использовать для уточнения геологического строения и контроля разработки.

7.3.3 Перевод скважин из одной категории в другую (добывающих в нагнетательные или наблюдательные, наблюдательных в добывающие и т. п.) обосновывают, исходя из выполнения скважиной ее проектного назначения, решения задач доразведки месторождения, контроля разработки и повышения эффективности извлечения углеводородов из недр, и проводят по согласованию с проектировщиком.

7.3.4 Размещение скважин следует проектировать исходя из равномерной выработки месторождения по площади и разрезу. Для месторождений (лицензионных участков) с ограничениями по территории земной поверхности при использовании наклонно-направленных и горизонтальных скважин проектное положение забоя обосновывают с учетом профиля скважины.

7.4 Совместная эксплуатация нескольких пластов

7.4.1 Объединение пластов в эксплуатационные объекты при разработке многопластовых месторождений проводят на основании комплексного геолого-промыслового изучения пластов, анализа возможностей техники и технологии эксплуатации скважин и экономической оценки. Пласты объединяют в один эксплуатационный объект разработки на основании близости литологических характеристик и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств и состава насыщающих их флюидов, пластовых давлений. Технические и технологические возможности в отношении условий работы групп пластов оценивают по результатам исследований скважин в процессе их пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки.

7.4.2 Одновременный отбор скважиной углеводородного сырья из нескольких эксплуатационных объектов допускается при условии обеспечения раздельного учета добываемой из этих объектов продукции.

7.5 Приобщение продуктивных горизонтов и перевод скважин на другие горизонты в процессе разработки месторождения

7.5.1 Целесообразность приобщения ранее не эксплуатировавшихся, а также новых продуктивных горизонтов, выявленных в процессе разработки месторождения (объекта разработки), и условия перевода скважины с одного эксплуатационного объекта на другой обосновывают в техническом проекте разработки.

7.5.2 Приобщение продуктивных горизонтов, перевод на другой эксплуатационный объект осуществляют в конкретных скважинах по согласованию с проектировщиком и органами государственного горного надзора.

7.5.3 Для согласования приобщения нового продуктивного горизонта необходимо соблюдение следующих условий:

- цемент в скважине за колонной должен быть выше приобщаемого горизонта и надежно его перекрывать;
- скважина после приобщения нового пласта не прекращает работать и по основному горизонту;
- приобщение горизонта не должно приводить к преждевременному, ранее основного горизонта, обводнению скважины вследствие поступления пластовой воды из приобщенного горизонта.

7.5.4 До приобщения нового продуктивного горизонта на скважине должны быть проведены газогидродинамические и геофизические исследования, определены текущие пластовое давление и температура для сопоставления с их значениями в приобщаемом горизонте.

7.5.5 Перевод скважины на добычу углеводородного сырья из других эксплуатационных объектов предусматривают при:

- нецелесообразности дальнейшего отбора пластового флюида из проектного эксплуатационного объекта из-за обводнения продуктивного интервала скважины пластовыми водами;
- невозможности по техническим причинам или вследствие отсутствия промышленного притока отбора пластового флюида из проектного эксплуатационного объекта;
- отсутствии возможности (или необходимости) использования скважины в качестве наблюдательной или пьезометрической по проектному эксплуатационному объекту.

7.5.6 Порядок перевода скважины на другой эксплуатационный объект (выше- или нижележащий) — в соответствии с руководящими документами и инструкциями. Результаты перевода скважин на другие эксплуатационные объекты анализируют в рамках авторского сопровождения (надзора) и отражают в новом техническом проекте разработки.

7.6 Обустройство промыслов. Сбор, подготовка и внутрипромысловый транспорт газа, конденсата, нефти

7.6.1 Проектирование обустройства основано на технических решениях утвержденного технического проекта разработки месторождения. Их изменение (в новой редакции технического проекта разработки) является основанием для внесения корректив и дополнений в проектную и рабочую документацию по обустройству промыслов.

7.6.2 В составе проектной и рабочей документации по обустройству промысловых объектов определяют инженерно-технические решения по:

- системам сбора и внутрипромыслового транспорта газа, конденсата, нефти;
- технологическим установкам УКПГ (УППГ), оборудованию и аппаратуре для промысловой подготовки газа (включая попутный нефтяной газ), газового конденсата, нефти к транспорту или использованию на собственные нужды промысла;
- предупреждению гидратообразования, парафино- и солеотложений в промысловых коммуникациях и оборудовании;
- технологическим мероприятиям и техническим средствам для предупреждения коррозии оборудования;
- технологическим мероприятиям и техническим средствам для контроля и регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин;
- системе проверки технического состояния скважин, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- средствам контроля и учета добычи газа, газового конденсата, нефти, воды по скважине, кусту скважин, УКПГ (УППГ) и объекту разработки в целом;
- оборудованию и приборам для определения кондиций подготовленных газа, конденсата, нефти;
- средствам общепромысловой связи;
- системам автоматики и телемеханики, а также централизованного контроля и управления;
- механико-энергетической и ремонтной базе;
- компрессорному хозяйству, головным сооружениям промысла;
- водоснабжению, промысловой канализации, обработке и утилизации промышленных стоков;
- системам диспетчерской службы;
- автотранспортному и дорожному хозяйству промысла;
- производственным, административным и бытовым зданиям и помещениям;
- мероприятиям по охране труда и промышленной безопасности, промышленной санитарии, охране окружающей среды, противопожарной и газовой безопасности;
- мероприятиям по обеспечению противофонтанной безопасности на объектах добычи;
- мероприятиям по противодействию террористическим атакам.

7.6.3 При проектировании обустройства промыслов на различных площадях крупного месторождения либо его отдельных объектов разработки учитывают имеющуюся промышленную инфраструктуру и/или положения генеральной схемы обустройства месторождения (группы месторождений региона).

7.6.4 Если основными положениями разработки месторождения предусмотрено использование добываемого сырья в полном объеме для переработки на газохимическом комплексе, то это учитывают при проектировании обустройства промыслов.

7.6.5 Система сбора газа должна обеспечивать и предусматривать:

- возможность регулирования распределения отборов по эксплуатационному фонду скважин для обеспечения равномерной отработки залежи по площади и разрезу;
- минимизацию потерь давления при движении газа;
- технологически обоснованное количество скважин, подключаемых к газосборному пункту;
- возможность проведения газодинамических и газоконденсатных исследований скважин (групп скважин);
- возможность технического и технологического регулирования работы скважин со сборного пункта (автоматическое дистанционное управление запорно-регулирующей аппаратурой) и оперативность их остановки при сокращении или прекращении добычи;
- устойчивость добычи к рискам аварий и чрезвычайных ситуаций (например, применение кольцевых схем промыслового газосборного коллектора), сохранение герметичности и минимизацию потерь углеводородов при авариях;
- минимизацию технологических потерь добываемого сырья при обслуживании и профилактических работах;
- возможность ее реконструкции при изменении условий добычи (снижении пластового давления);
- возможность совместного транспорта сырья, добываемого из различных эксплуатационных объектов или объектов разработки, и использование энергии высоконапорных скважин для транспорта низконапорного газа.

7.6.6 Совместный сбор продукции, добываемой из различных эксплуатационных объектов (в пределах одного и того же объекта разработки) или различных объектов разработки, не допускается, если:

- смешение потоков добываемого сырья приводит к изменению промышленной значимости получаемой смеси по отдельным компонентам (гелию, углеводородному конденсату, другим сопутствующим ценным компонентам);
- продукция подключаемого объекта по содержанию коррозионно-агрессивных компонентов (сероводорода, углекислоты, органических кислот) не соответствует характеристикам существующей системы сбора;
- рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин объекта с меньшим пластовым давлением.

7.6.7 Расчетное допускаемое давление в шлейфе должно превышать начальное статическое устьевое давление скважины. Если рабочее давление в шлейфе менее статического устьевого давления скважины, то на ее устье должны быть предусмотрены системы редуцирования газа и автоматического перекрытия потока продукции, гарантирующие защиту шлейфа от превышения давления сверх допускаемого.

7.6.8 Число и расположение пунктов сбора газа для каждого вновь вводимого в эксплуатацию месторождения (объекта разработки) определяют технико-экономическими расчетами с учетом обеспечения безопасности при аварийных ситуациях. Для близко расположенных месторождений допускают использование системы сбора с общим сборным пунктом. Сборные пункты, как правило, совмещают с установками подготовки добываемого сырья.

7.6.9 Для крупных длительно разрабатываемых месторождений при неравномерном снижении пластового давления должны быть рассмотрены варианты реконструкции системы сбора с раздельным сбором продукции скважин с высоким давлением и низконапорного газа.

7.6.10 Природный газ, добываемый на газовых и газоконденсатных месторождениях и подготовленный на промысле, при его подаче в магистральный газопровод должен отвечать стандартам или условиям договоров на поставку газа, а при подаче промышленным предприятиям и населению должен иметь ощутимый запах (т. е. быть одоризованным) по ГОСТ 5542.

7.6.11 Выбор процесса подготовки газа (низкотемпературная сепарация, абсорбционная или адсорбционная очистка газа от воды, выделяющегося конденсата, нефти, сероводорода, механических примесей) и типа технологических установок проводят на основе технико-экономических расчетов, исходя из:

- компонентного и фракционного состава добываемого газа (смеси газа, конденсата, нефти, воды, механических примесей и технологических жидкостей);
- содержания в газе сероводорода, сераорганических соединений, углекислоты, органических кислот и других агрессивных компонентов;
- количества и состава присутствующей в потоке конденсационной и пластовой воды;

- производительности скважин, подключаемых к УКПГ (УППГ), давления и температуры газа в пласте и на устьях скважин;

- климатических условий в районе месторождения.

7.6.12 При высоком содержании в добываемом сырье неуглеводородных и коррозионно-активных компонентов и газового конденсата (нефти) проводят выбор между комплексной подготовкой его на промысле и переработкой сырья на газоперерабатывающем заводе. В последнем случае технические и технологические решения по добыче должны соответствовать характеристикам технологических процессов переработки сырья.

7.6.13 При подготовке газа выделяющийся на установках нестабильный газовый конденсат должен быть направлен в герметичную промысловую систему емкостей и конденсатопроводов.

7.6.14 Газ, выделяющийся на промысле на установках стабилизации конденсата, должен быть максимально использован на собственные нужды и/или газоснабжение местных потребителей либо направлен в газотранспортную систему или на переработку в качестве сырья для химических заводов.

7.6.15 Временное хранение стабилизированного конденсата до его транспортировки на нефтеперерабатывающие или химические заводы осуществляют в резервуарном парке (сборном пункте).

7.6.16 Оборудование установок сероочистки должно обеспечивать извлечение из газа сероводорода и меркаптанов, а также двуокиси углерода (по мере технической необходимости).

7.6.17 При аварийных ситуациях отходящие от установки сероочистки кислые газы сжигают на специальном факеле с соблюдением действующих правил безопасности и охраны окружающей среды.

7.6.18 Эксплуатацию установок подготовки газа, конденсата, нефти проводят в соответствии с технологическими регламентами.

7.7 Регулирование разработки

7.7.1 Регулирование разработки в рамках решений утвержденного технического проекта разработки осуществляет недропользователь при участии организации, ведущей авторское сопровождение (надзор), на основании анализа результатов мероприятий по контролю разработки и/или геолого-технологического аудита.

7.7.2 Регулирование разработки должно обеспечивать:

- повышение степени извлечения углеводородов из недр, минимизацию объема выпадающего в пласте конденсата;

- рациональные режимы работы скважин и промыслового оборудования;

- предотвращение избирательного обводнения скважин, отдельных пластов и участков объекта разработки;

- предотвращение разрушения призабойной зоны пласта и выноса механических примесей;

- минимизацию непроизводительных потерь пластовой энергии.

7.7.3 Регулирование разработки заключается в перераспределении отборов углеводородного сырья, закачки рабочего агента по площади (для выравнивания величин пластового давления) и по разрезу (для равномерной выработки запасов эксплуатационных объектов). При регулировании разработки проводят:

- изменения технологических режимов работы скважин;

- дополнительные бурения резервных добывающих и нагнетательных скважин;

- перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой и приобщения пластов;

- работы по интенсификации притока и изоляционных работ на скважинах;

- временное отключение части добывающих и нагнетательных скважин.

7.7.4 Регулирование разработки не должно приводить к превышению норм отбора по эксплуатационным объектам в соответствии с [4].

7.8 Завершение разработки

7.8.1 Основанием для завершения разработки являются:

- основные проектные решения по разбуриванию и обустройству промысла реализованы;

- добыча большей части извлекаемых запасов углеводородов;

- снижение добычи углеводородов, несмотря на применяемые мероприятия по интенсификации добычи;

- увеличение доли основных фондов, отработавших свой первоначальный нормативный срок;

- увеличение доли скважин, выполнивших свое назначение и подлежащих ликвидации с обеспечением современных экологических требований;

- нерентабельность разработки месторождения.

Решение о завершении разработки обосновывают в техническом проекте разработки.

7.8.2 Обоснование решения о завершении разработки месторождения и переходе к ликвидационным работам проводят на основе сопоставления прогнозируемых экономических выгод от реализации добываемых углеводородов по рыночным ценам и предстоящих затрат на ликвидационные работы. При обосновании проводят пересчет остаточных запасов углеводородного сырья на момент прекращения добычи.

7.8.3 Решение о завершении разработки месторождения, принятое недропользователем, является основанием для начала проектирования и проведения ликвидационных работ. Необходимые согласования с органами государственного надзора проводят в порядке, установленном для проектирования и проведения работ по разработке месторождений углеводородов. Окончание ликвидационных работ оформляют в соответствии с действующим законодательством.

8 Основные требования к строительству скважин

8.1 Проектирование строительства скважин

8.1.1 Строительство скважин осуществляют по групповым или индивидуальным проектам, разрабатываемым на основе технического задания, проекта разведки или технического проекта разработки месторождения по [4] и [5].

8.1.2 При проектировании строительства скважин эксплуатационного фонда должны быть удовлетворены требования к местоположению забоя, конструкции, методам вскрытия пластов (включая отбор керна), освоению и исследованию скважин, содержащиеся в техническом проекте разработки.

8.1.3 При осложнениях в процессе строительства скважины, обусловленных отличием фактического геологического разреза скважины от принятого в проекте на ее строительство, если это требует изменения конструкции скважины, разрабатывают дополнение к проекту и утверждают его в порядке, установленном для проектной документации по строительству скважины.

8.2 Конструкция скважин

8.2.1 Конструкция добывающих скважин должна обеспечивать выполнение комплекса технологических задач:

- спуск лифтовой колонны труб и внутрискважинного оборудования для обеспечения проектного рабочего дебита;

- поддержание необходимой скорости потока газа для выноса жидкости и механических примесей;

- спуск фильтров различной конструкции;

- проведение глубинных исследований.

8.2.2 Конструкцию скважины (диаметры и глубины спуска обсадных колонн, типы и плотности тампонажных цементов и интервалы их размещения за обсадными трубами) обосновывают в проекте на ее строительство расчетами, исходя из типовой конструкции, приведенной в техническом проекте разработки, с учетом геологического разреза и наличия многолетнемерзлых пород в районе проектного расположения скважины, возможности спуска лифтовой колонны труб и оборудования, возможности бурения ствола скважины одноразмерным долотом. На месторождениях, газ которых содержит сероводород и углекислоту, при строительстве скважин должны быть применены обсадные трубы и тампонажные цементы, пригодные для эксплуатации в агрессивной среде.

8.3 Вскрытие продуктивных отложений

8.3.1 Вскрытие продуктивных отложений должно обеспечивать сохранность естественных коллекторских свойств продуктивных пластов. В проекте на строительство скважины способ сообщения с продуктивными отложениями (перфорация, конструкция фильтра, открытый ствол) должен соответствовать назначению и технологическим задачам данной скважины (или группы скважин), указанным в техническом проекте разработки.

8.3.2 При обосновании способа вскрытия и параметров бурового раствора учитывают значения начального пластового давления (нормальное — гидростатическое, аномально высокое, аномально низкое) и допустимой репрессии (депрессии) на пласт.

8.4 Освоение скважин

8.4.1 Работы по освоению скважины должны включать в себя следующие операции:

- вызов притока из продуктивных отложений;
- очистку забоя от выбуренной породы и призабойной зоны пласта от фильтрата бурового раствора (при необходимости с воздействием на призабойную зону);
- комплексные исследования скважины на нескольких режимах*.

Для нагнетательной скважины проводят опробование закачкой рабочего агента.

Примечание — В целях предотвращения ухудшения коллекторских свойств, период от окончания бурения до освоения скважины следует минимизировать.

8.4.2 В процессе очистки газовой (газоконденсатной) скважины следует контролировать присутствие в ее продукции механических примесей. Добываемый при этом газ должен быть утилизирован, а в случае обоснованной невозможности утилизации — направлен на сжигание на факел. При высоком содержании в газе сероводорода и углекислого газа рекомендуется направлять продукцию в специально создаваемые подземные емкости.

8.4.3 Продолжительность очистки скважины, количество режимов отработки и время работы на каждом режиме устанавливают в планах работ по опробованию.

8.4.4 По результатам освоения скважины оценивают дебит скважины по газу, конденсату, нефти (по нагнетательной скважине — приемистость по рабочему агенту) либо констатируют факт отсутствия притока или получения непромышленного притока.

8.5 Контроль строительства и передача скважин в эксплуатацию

8.5.1 Недропользователь организует и контролирует выполнение следующих операций по строительству скважин:

- спуск обсадных колонн и их цементирование;
- опрессовку обсадных колонн и оборудования;
- опрессовку устья скважины, противовыбросового оборудования и фонтанной арматуры;
- спуск и установку внутрискважинного оборудования;
- вскрытие продуктивных пластов;
- проведение геофизических исследований;
- испытания скважины с помощью испытателя пластов;
- вторичное вскрытие, освоение скважины и интенсификацию притока;
- ликвидацию аварий и осложнений;
- операции по ликвидации всех видов скважин;
- бурение наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола скважины, в том числе боковых, из ранее пробуренных скважин;
- перемещение бурового оборудования в пределах действующего куста скважин (при кустовом разбуривании).

8.5.2 Устьевая обвязка скважины должна обеспечивать:

- подачу добываемой продукции в промысловую сборную сеть;
- подачу ингибитора;
- отбор проб добываемой продукции;
- проведение измерений давления и температуры потока добываемой продукции, давления в затрубном и межколонном пространстве;
- проведение газодинамических исследований с использованием глубинных приборов.

До ввода скважины в эксплуатацию устьевое оборудование проверяют на герметичность.

8.5.3 Приемку скважины проводит недропользователь с оформлением акта.

9 Эксплуатация добывающих скважин

9.1 Оборудование скважин

9.1.1 Добывающие скважины оборудуют фонтанной арматурой, лифтовой колонной с внутрискважинным оборудованием, приборами контроля и регулирования. Материальное исполнение оборудования должно соответствовать степени агрессивности добываемой продукции и климатическим условиям.

---

* Допускается проводить по [6].

9.1.2 Фонтанную арматуру скважин для вводимых в разработку месторождений (залежей, эксплуатационных объектов) необходимо подбирать по прочности, исходя из ожидаемого максимального давления на устье скважины, и по исполнению, исходя из климатических условий региона и компонентного состава пластовых флюидов, по одной из типовых схем ГОСТ 13846.

9.1.3 Эксплуатация добывающих газовых, газоконденсатных, нефтяных скважин по эксплуатационным колоннам без спуска в них лифтовой колонны труб не допускается.

9.1.4 Лифтовая колонна труб и оборудование, спускаемые в скважины, должны обеспечивать:

- дебит, предусмотренный технологическим режимом работы скважины;
- предохранение эксплуатационной колонны от коррозии и эрозии, вызываемых присутствием в продукции скважины твердых примесей и агрессивных компонентов;
- вынос с забоя скважины жидкости и механических примесей, предотвращение образования песчано-глинистых пробок;
- установку соответствующего забойного и приустьевого оборудования (фильтра, пакера, клапана-отсекателя, ингибиторного и циркуляционного клапанов, датчиков расхода, давления, температуры), обеспечивающего безопасную эксплуатацию и проведение комплексных промысловых исследований скважин;
- снижение влияния давления, температуры, состава добываемого флюида на эксплуатационную колонну;
- возможность проведения закачки агентов в пласт в соответствии с проектными показателями (приемистость, давление).

9.1.5 Глубину установки лифтовой колонны труб определяют в зависимости от устойчивости пород-коллекторов, особенностей эксплуатации скважины. Она должна обеспечивать условия для выноса жидкости из ствола и проведение исследований. Для проведения исследований с использованием спускаемых глубинных приборов в отдельных скважинах лифтовая колонна труб должна быть спущена до кровли продуктивного пласта.

9.1.6 Эксплуатацию добывающих газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин проводят по лифтовой колонне без пакера или с установкой пакера. Диаметр лифтовой колонны и необходимость изоляции затрубного пространства устанавливают в техническом проекте разработки.

9.2 Установление и поддержание технологического режима работы скважин

9.2.1 Технологический режим работы скважины устанавливают индивидуально для каждой скважины, исходя из геолого-технических условий и результатов ее исследований, с учетом ограничений, обоснованных в техническом проекте разработки.

9.2.2 При установлении технологического режима работы скважины учитывают следующие факторы и условия:

- пропускную способность скважинного оборудования, связанную с конструкцией и техническим состоянием скважины;
- обеспечение соответствующего температурного режима работы скважины с учетом конденсации воды и углеводородов;
- значение принятой допускаемой депрессии на пласт, предотвращающей разрушение призабойной зоны и абразивный износ подземного и наземного оборудования;
- исключение возможности преждевременного обводнения продуктивных пластов;
- наличие в продукции скважины коррозионно-агрессивных компонентов: сероводорода, углекислоты, органических кислот;
- предотвращение гидратообразования;
- создание условий для выноса из ствола скважины жидкости и механических примесей;
- поддержание рабочего давления и температуры на устье скважины, необходимых для функционирования системы сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта газа, конденсата, нефти.

9.2.3 Максимально допустимый рабочий дебит скважин устанавливают в зависимости от следующих факторов:

- соблюдения условий, предотвращающих разрушение призабойной зоны;
- исключения возможности подтягивания конусов пластовой воды к забою скважины;
- предотвращения гидратообразования в призабойной зоне, а также в стволе скважины, обусловленного дросселированием газа;
- поддержания забойного давления, предотвращающего преждевременное выпадение конденсата в призабойной зоне пласта;

- поддержания скорости потока газа в стволе и на устье скважины, обеспечивающей надежные защитные свойства ингибиторов коррозии и гидратообразования;

- максимального использования пропускной способности скважины и наземных коммуникаций, связанной с конструкцией и техническим состоянием скважины, а также с условиями работы систем сбора и промысловой подготовки углеводородов.

Минимально допускаемый рабочий дебит скважин определяют в зависимости от следующих факторов:

- минимальной скорости газа у башмака лифтовой колонны труб, обеспечивающей вынос жидкости и механических примесей с забоя скважины;

- предотвращения обусловленного охлаждением газа гидратообразования в стволе скважины, устьевом оборудовании и шлейфах;

- оптимизации условий совместной работы скважин, имеющих общую устьевую обвязку.

9.2.4 Рабочие дебиты добывающих скважин определяют на основе данных промысловых исследований скважин и пластов. При этом учитывают результаты работ по интенсификации притока, проводимые в процессе освоения скважины.

9.2.5 Значения рабочих дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин, другие параметры технологического режима их работы устанавливают в пределах выделенных ограничений с учетом изменения во времени пластового давления и регулярно уточняют в процессе разработки по результатам промысловых исследований.

9.2.6 Технологические режимы работы добывающих газовых и газоконденсатных скважин регулируют штуцерами (устьевыми или забойными) или регулирующими устройствами, устанавливаемыми в обвязке устьев скважин. Регулирование работы нефтяных скважин по ГОСТ Р 53713.

9.2.7 Установленные технологические режимы работы скважин должны обеспечивать проектные уровни добычи углеводородов по месторождению (объекту разработки). При составлении технологического режима по промыслу в целом учитывают коэффициент эксплуатации скважин и параметры работы скважин, эксплуатируемых периодически.

9.2.8 Коэффициент эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин обосновывают, исходя из условий проведения исследовательских работ и профилактического обслуживания оборудования, в техническом проекте разработки.

9.2.9 Показатели технологических режимов работы скважин пересматривает и утверждает руководство добывающего предприятия не реже одного раза в квартал.

9.3 Контроль за эксплуатацией

9.3.1 Оперативный контроль за работой эксплуатационных скважин должен включать в себя:

- суточный учет фонда скважин, дающих продукцию;

- измерения рабочих дебитов, устьевых давлений и температур, обеспечивающих возможность контроля за технологическим режимом и техническим состоянием скважин (затрубные и межколонные пространства).

9.3.2 По добывающим скважинам необходимо систематически следить за выносом конденсата, нефти, воды, песка. На газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях система сбора продукции должна предусматривать возможность проведения индивидуальных газоконденсатных исследований скважин.

9.3.3 Наземное оборудование добывающих (газовых и газоконденсатных) и нагнетательных скважин должно быть под регулярным визуальным наблюдением, периодичность которого определяет эксплуатирующая организация. Утечки добываемой продукции или закачиваемого рабочего агента через сальники, неплотности в арматуре должны быть немедленно устранены.

9.3.4 При проведении газодинамических и газоконденсатных исследований скважины должны быть приняты необходимые меры по утилизации добываемой продукции. При отсутствии технической возможности утилизации газа допускаются исследования с выпуском газа в атмосферу и утилизацией жидкой части продукции.

9.3.5 Контроль за техническим состоянием скважин включает: шаблонирование, определение уровня жидкости в скважине, определение высоты песчаной пробки, контроль межколонных давлений. При необходимости предусматривают возможность оборудования межколонного пространства скважин дополнительными задвижками, факельным отводом.

9.4 Эксплуатация скважин в осложненных условиях

9.4.1 Мероприятия по предупреждению образования гидратов и ликвидации образовавшихся гидратных отложений обосновывают в техническом проекте разработки на основе изучения состава добываемой продукции и содержания в ней влаги и конденсата, расчетов давления и температуры на всем пути движения флюида от забоя скважины до выхода с промысла.

9.4.2 Предотвращение гидратообразования и отложения гидратов в призабойной зоне пласта и стволе скважины осуществляют путем:

- применения теплоизолированных конструкций скважин;
- применения обсадной и лифтовой колонн с трубами с внутренними покрытиями, препятствующими отложению гидратов;
- выбора соответствующего подземного оборудования скважин и установления надлежащего технологического режима их работы;
- периодической закачки в пласт (в остановленной скважине), а также непрерывной или периодической подачи в лифтовые трубы (через специальный ингибиторный клапан) или на забой действующей скважины ингибитора гидратообразования;
- систематического удаления с забоя скапливающейся жидкости;
- устранения причин, вызывающих пульсацию газа в стволе скважины.

9.4.3 Для предотвращения гидратообразования в устьевой обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа осуществляют следующие мероприятия:

- подогрев газа в устьевых подогревателях, а также обогрев отдельных узлов и участков для повышения температуры газа более равновесной температуры гидратообразования;
- ввод в поток газа ингибиторов гидратообразования, снижающих равновесную температуру гидратообразования, в качестве которых могут применять метанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, растворы хлористого кальция, комплексные ингибиторы гидратообразования и коррозии;
- устранение резких перепадов давления, вызывающих снижение температуры газа и образование гидратов, путем использования плавных переходов от одного диаметра к другому;
- снижение давления в системе сбора и внутрипромыслового транспорта газа ниже равновесного давления гидратообразования;
- уменьшение степени турбулентности потока газа в целях снижения интенсивности перемешивания газа и жидкости;
- систематическое удаление жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, с помощью конденсатосборников или дренажных патрубков.

Эти мероприятия, в зависимости от конкретных условий, проводят в отдельности или в комплексе.

9.4.4 Ликвидацию гидратных отложений в стволах скважин проводят с применением ингибитора гидратообразования.

9.4.5 Для ликвидации образовавшихся гидратных отложений в системе сбора и внутрипромыслового транспорта газа и в устьевой обвязке скважин могут применяться:

- наружный обогрев мест образования гидратов или подача горячего агента непосредственно на гидратную пробку;
- разложение гидратов путем ввода ингибитора гидратообразования;
- разрушение гидратной пробки путем продувки в атмосферу;
- разложение гидратов снижением давления с обеих сторон гидратной пробки с последующей продувкой в атмосферу;
- прекращение подачи газа на период времени, необходимый для разложения гидратов теплом окружающей среды, с последующей продувкой в атмосферу.

Продувки в атмосферу по месторождениям с сероводородсодержащим газом запрещены.

9.4.6 Гидратообразование, обусловленное перепадом давления в штуцере, предотвращают следующими методами:

- применением многоступенчатого штуцирования;
- подачей ингибиторов гидратообразования в выкидную линию непосредственно перед местом установки штуцера.

9.4.7 При подаче ингибитора из емкости расчетное рабочее давление в ней должно быть более максимального давления в скважине, а расход ингибитора должен автоматически регулироваться.

9.4.8 В случае образования гидратов в теплообменниках необходимо увеличить температуру охлаждающего газа до значения, превышающего равновесную температуру гидратообразования, и/или начать (увеличить) подачу ингибиторов гидратообразования в линию газа высокого давления.

9.4.9 Для оценки возможных коррозионных повреждений внутренней поверхности оборудования по результатам исследований скважин и анализа проб добываемой продукции определяют:

- содержание сероводорода и его парциальное давление при рабочем давлении и температуре;
- содержание двуокиси углерода и ее парциальное давление;
- влагосодержание и водородный показатель pH;
- содержание органических кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, щавелевой).

9.4.10 Выбор способов защиты промыслового оборудования от коррозии обосновывают в техническом проекте разработки месторождения.

9.4.11 В качестве мероприятий для защиты от внутренней коррозии подземного и наземного оборудования могут быть выбраны следующие способы или их комбинация:

- использование ингибиторов коррозии;
- применение оборудования из специальных сталей с учетом установленного вида коррозии или с его термической обработкой по специально разработанным режимам;
- осушка природного газа;
- очистка продукции от коррозионно-агрессивных компонентов;
- применение защитных покрытий;
- использование систем электрохимической защиты.

9.4.12 При содержании в добываемой продукции агрессивных компонентов (сероводорода, двуокиси углерода, органических кислот) более допускаемых пределов оборудование следует защищать путем ингибирования в соответствии с [5]. Подачу ингибитора коррозии следует осуществлять в затрубное пространство скважины в количествах, достаточных для ингибирования как лифтовой колонны труб, так и наземного оборудования.

9.4.13 На газовых и газоконденсатных месторождениях, углеводородное сырье которых содержит коррозионно-агрессивные компоненты, необходимо в течение всего периода разработки вести систематический контроль, прежде всего методами дефектоскопии, за состоянием скважин и промыслового оборудования и эффективностью применяемых методов защиты от коррозии.

9.4.14 Для своевременного обнаружения опасных коррозионных разрушений и предотвращения аварий на месторождениях, где возможны коррозионные проявления, следует проводить периодическую ревизию и профилактический ремонт скважин и оборудования по планам-графикам, утверждаемым в добывающем предприятии. Сроки диагностики и ревизии устанавливают с учетом интенсивности коррозии, эффективности и надежности применяемых способов защиты.

9.4.15 В районах с многолетнемерзлыми породами предусматривают мероприятия по предотвращению растепления приустьевой зоны скважины и термостабилизации грунтов при эксплуатации скважин.

9.5 Ремонт, консервация и ликвидация скважин

9.5.1 Ремонт добывающих газовых и газоконденсатных скважин проводят в целях восстановления исправного и работоспособного состояния скважин и технологического оборудования, восстановления их ресурса. Ремонт включает в себя следующие основные виды мероприятий:

- водоизоляционные работы;
- работы по переводу на выше- и нижележащие пласты, совмещению нескольких горизонтов для эксплуатации их в одной скважине;
- ремонтные работы по ликвидации пробок, межколонных давлений;
- восстановление герметичности обсадных колонн, забуривание второго ствола, ловильные работы, извлечение и замена пакера;
- работы, связанные с интенсификацией притока углеводородов;
- установка гравийных фильтров;
- замена негерметичных задвижек фонтанной арматуры;
- работы по консервации, расконсервации, ликвидации скважин.

Основаниями для включения в план ремонта являются:

- рекомендации технического проекта разработки по переводу скважин на другие эксплуатационные объекты, по использованию их с иным назначением, по интенсификации притока, а также рекомендации по результатам дополнительно проведенных научно-исследовательских работ и специальных исследований;

- заключение экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования;

- выявленные при контроле разработки снижение продуктивности, вынос песка и образование пробок, негерметичность спущенных в скважину колонн и глубинного оборудования, обводнение скважины;

- выявленная при контроле эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин негерметичность в результате механических повреждений уплотнительных элементов в устьевом оборудовании.

Ремонт добывающих нефтяных и нагнетательных скважин проводят по ГОСТ Р 53713.

9.5.2 При проведении всех видов ремонтов в скважинах, как правило, проводят газогидродинамические и геофизические исследования до и после выполнения операций.

9.5.3 При необходимости в план ремонта скважины включают исследования по определению характера насыщения пород-коллекторов, наличия вторичных залежей, заколонных перетоков пластовых флюидов.

9.5.4 При ремонте скважины обследование мест дефектов в обсадной колонне проводят до и после выполнения ремонтных работ. После их завершения проводят проверку технического состояния этой колонны.

9.5.5 В случае неудовлетворительных результатов водоизоляционных работ, выявленных испытанием, и анализа их причин работы должны быть проведены повторно. При проведении изоляционных работ в скважинах следует применять тампонажный цемент, специальные материалы, химические реагенты, обеспечивающие надежную изоляцию.

9.5.6 При ремонте скважин с аномально низким пластовым давлением используют специальные облегченные растворы, эмульсии и пены, а при необходимости — специальные блокирующие жидкости, исключающие поглощения в процессе проведения работ.

9.5.7 Работы по консервации и ликвидации газовых и газоконденсатных скважин проводят в соответствии с [4] и [7].

10 Повышение производительности скважин

10.1 Воздействие на призабойную зону

10.1.1 Методы воздействия на призабойную зону обосновывают в техническом проекте разработки. На основании авторского сопровождения (надзора), анализа разработки, других научно-исследовательских работ ранее принятые проектные решения могут быть уточнены.

10.1.2 Оценку возможности повышения продуктивности скважин путем воздействия на призабойную зону пласта проводят в процессе опробования разведочных скважин, а также в процессе строительства и испытаний разведочных и эксплуатационных скважин.

10.1.3 В зависимости от геологического разреза и термобарических условий для воздействия на призабойную зону применяют:

- дополнительную перфорацию;

- промывку забоя и призабойной зоны метиловым спиртом, водными и водноспиртовыми растворами ПАВ;

- осушку призабойной зоны газом;

- соляно-кислотные ванны, соляно-кислотные и спирто-кислотные обработки, обработку плавиковой и соляной кислотой;

- гидравлический разрыв пласта;

- тепловую обработку (для нефтяных пластов), плазменно-импульсное воздействие и другие методы.

10.1.4 Дополнительную перфорацию проводят в среде:

- газовой с одновременной продувкой скважины или при закрытой скважине с использованием специальной технологии и оборудования;

- жидкой с использованием технологии и оборудования, не снижающих проницаемости призабойной зоны;

- газожидкостной с одновременной закачкой жидкости в затрубное пространство и продувкой скважины.

10.1.5 Для многопластовых залежей, продуктивных горизонтов с неоднородностью проницаемости по разрезу и для пластов большой мощности работы по восстановлению и повышению проницаемости призабойной зоны скважин используют специальные технологии и оборудование:

- поинтервальные и направленные обработки с применением закупоривающих жидкостей — тиксотропных эмульсий, высоковязких паст;
- гидроперфораторы различных типов;
- забойное оборудование с разделительными пакерами.

10.1.6 Комплекс и технологию мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта устанавливают в процессе опытных работ и исследований, предусмотренных техническим проектом разработки. При этом решают следующие задачи:
- определение эксплуатационной характеристики скважин по различным участкам объекта разработки;
- выбор наиболее эффективных способов воздействия на призабойную зону пласта;
- отработку технологии и выбор технических средств для проведения работ по интенсификации, а также определение соответствующей конструкции забоя.

10.1.7 Интервалы для воздействия на призабойную зону пласта определяет геологическая служба недропользователя на основании требований технического проекта разработки и/или рекомендаций специально выполненных научно-исследовательских работ с учетом материалов геофизических исследований скважин. Для оценки эффективности работ по интенсификации до их начала и по их завершению проводят комплекс газодинамических, газоконденсатных, геофизических исследований скважин.

10.2 Вовлечение в разработку невырабатываемых продуктивных пластов в эксплуатирующихся скважинах

10.2.1 Вовлечение в эксплуатацию невырабатываемых продуктивных пластов в добывающих скважинах осуществляют следующими способами или комбинацией способов:
- применением специального забойного оборудования, позволяющего создавать депрессии дифференцированно на каждый пласт (интервал);
- применением физико-химических методов с избирательным воздействием на отдельные пласты и пропластки;
- забуриванием дополнительных наклонно-направленных или горизонтальных стволов.

10.2.2 В состав специального забойного оборудования входят:
- пакеры, разделяющие продуктивные интервалы и регулирующие отбор флюида из ограниченного пакерами интервала;
- клапаны, размещающиеся между пакерами.

Пакеры и регулирующие клапаны устанавливают на лифтовой колонне труб. При опережающем обводнении одного из интервалов отбор флюида из него может быть ограничен посредством регулирующего клапана.

10.2.3 К числу физико-химических методов, используемых для вовлечения в эксплуатацию недренируемых пластов, относят:
- поинтервальные соляно-кислотные обработки с применением тиксотропных эмульсий, с временным блокированием высокопроницаемого интервала специальными химическими реагентами;
- направленные соляно-кислотные обработки струйным способом;
- направленный гидроразрыв пласта с применением обычных и специальных абразивных перфораторов с выдвижной насадкой.

Для карбонатных пород используют кислотный гидроразрыв пласта.

10.2.4 Выбор способа или комбинации способов вовлечения в разработку невырабатываемых продуктивных пластов обосновывают в техническом проекте разработки на основании анализа и уточняют в процессе авторского сопровождения (надзора) разработки.

10.3 Удаление жидкости из скважин

10.3.1 Удаление жидкости, накопление которой снижает дебит скважины, осуществляют следующими основными способами:
- поддержанием скорости потока газа в лифтовой колонне, достаточной для полного выноса жидкости, поступающей в ствол скважины;
- подачей на забой скважины ПАВ, образующих пену из газа и выносимой из пласта жидкости;
- использованием концентрического лифта;
- использованием плунжерного лифта;
- применением глубинных насосов;
- использованием сифонных труб.

10.3.2 Для поддержания необходимой скорости потока газа в лифтовой колонне можно подавать в затрубное пространство скважины газ из промыслового газосборного коллектора или соседних скважин.

10.3.3 Жидкость, скапливающуюся на забое скважины и в ее стволе, удаляют продувкой через лифтовую колонну. При этом рекомендуется применять:

- установки с гибкими металлическими трубами;
- пенообразующие ПАВ;
- гидромеханические диспергаторы.

10.3.4 Выбор способа или комбинации способов удаления жидкости из скважины обосновывают в техническом проекте разработки на основании анализа и уточняют в процессе авторского сопровождения (надзора) разработки.

11 Учет добычи газа, конденсата и нефти

11.1 Учет добычи газа, конденсата, нефти и количества воды по скважинам

11.1.1 Достоверный учет извлекаемых и остающихся в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений является одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр в соответствии с [4].

11.1.2 Оперативный учет добытой за определенный период продукции по каждой скважине основан на измерениях и/или расчетах ее дебита и фактического времени работы скважины.

11.1.3 Способы учета добытого газа, конденсата, нефти определяют в техническом проекте разработки. Местоположение устройств и датчиков для измерений конкретизируют в проектной документации по обустройству.

11.1.4 Для целей учета оборудование каждой скважины должно включать в себя:

- оборудованные места для установки манометров и термометров;
- факельную линию для определения дебита газа с помощью диафрагменного измерителя критического течения газа или других средств измерений;
- отводы для отбора проб продукции;
- отводы для подключения передвижных сепарационных установок.

11.1.5 Измерения дебита на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях проводят средствами измерений, имеющими действующие свидетельства об утверждении типа, по ГОСТ Р 8.615 и ГОСТ Р 8.647.

11.1.6 Периодичность измерений дебитов определяют в техническом проекте разработки.

11.1.7 При централизованном сборе газа и при его обработке с помощью низкотемпературной сепарации на газоконденсатных месторождениях для учета добычи газа, контроля за количеством конденсата и воды, а также для наблюдения за технологическим режимом необходимо обеспечить:

- отделение капельной жидкости и, возможно, технологических растворов, выносимых вместе с газом из скважины;
- измерения давления до теплообменника (перед штуцером) и в низкотемпературном сепараторе;
- предварительное снижение температуры газа, поступающего со скважины в низкотемпературный сепаратор;
- измерения температуры газа до теплообменника, после теплообменника перед штуцером и на выходе из низкотемпературного сепаратора;
- подачу метанола или гликолей для предупреждения образования гидратов до первого теплообменника или после него, в зависимости от принятой схемы низкотемпературной сепарации и температурного режима установки;
- распределение и подачу на скважины ингибиторов гидратообразования и коррозии.

В этих целях необходимо наличие:

- автоматического регулирующего и предохранительного устройства, если давление газа в шлейфе более принятого давления в магистральном газопроводе;
- низкотемпературного сепаратора, рассчитанного на рабочие производительность и давление;
- расходомера газа диафрагменного, ультразвукового, вихревого или другого типа, устанавливаемого на линии газа, прошедшего низкотемпературный сепаратор либо межтрубье одного или двух теплообменников, в зависимости от принятой схемы низкотемпературной сепарации;

- двух автоматических отводчиков жидкости, устанавливаемых на разделительной емкости, соединенной с низкотемпературным сепаратором: один из автоматических отводчиков служит для контроля качества конденсата, а другой — для отвода отработанного ингибитора гидратообразования.

11.2 Учет добычи газа, конденсата, нефти и количества воды по пластам и эксплуатационным объектам

11.2.1 Учет добычи газа, конденсата, нефти по пластам и эксплуатационным объектам основан на:
- оперативном учете добычи по скважинам;
- измерениях потока добываемой продукции на сборном пункте;
- измерениях на коммерческих узлах учета.

В балансе учитывают фактические технологические потери по цепочке «устье скважины — сборный пункт (УКПГ, УППГ) — коммерческий узел учета».

11.2.2 Количество добытого полезного ископаемого учитывают по видам, предусматриваемым государственной системой учета при налогообложении (газ горючий природный, попутный газ, газовый конденсат, прошедший технологию промысловой подготовки, нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная), а извлеченных из недр основных и сопутствующих компонентов углеводородного сырья — по видам, отражаемым в статистической отчетности по запасам полезных ископаемых.

11.2.3 Учет газа ведут по отдельным скважинам, пластам, эксплуатационным объектам, объекту разработки, месторождению, лицензионному участку — по объему при стандартных условиях в кубических метрах. Учет конденсата нефти ведут по отдельным скважинам, пластам, эксплуатационным объектам, объекту разработки, месторождению, лицензионному участку — по массе нетто в тоннах.

11.2.4 При определении количества добытого полезного ископаемого учитывают и документируют технологические потери, связанные с технологическим использованием газа, конденсата, нефти при освоении, исследовании и ремонте скважин, при эксплуатации систем сбора, внутрипромыслового транспорта и подготовки углеводородного сырья, а также с аварийными выбросами. Эти значения используют при обосновании нормативов технологических потерь, утверждаемых в установленном порядке.

12 Основные требования по безопасному ведению работ, охране недр и окружающей среды

12.1 Общие требования к мероприятиям по безопасному ведению работ, охране недр и окружающей среды

12.1.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды формулируют в техническом проекте разработки месторождения или его объекта разработки, приводят в проектной документации по обустройству промыслов и в проектах на строительство скважин, отражают в планах ремонта скважин. Мероприятия должны обеспечивать:

- безопасное для работников и окружающего населения ведение работ, связанных с комплексным геологическим изучением объектов недропользования, с разработкой месторождения и эксплуатацией сооружений по добыче, подготовке, транспорту продукции и захоронению промышленных стоков;
- предупреждение необоснованной застройки площади расположения месторождения, осложняющей условия его разработки и соблюдение размеров санитарно-защитных и охранных зон;
- снижение потерь газа, конденсата, нефти, сопутствующих компонентов и минимизацию непроизводительных потерь пластовой энергии;
- предотвращение загрязнения других пластов вследствие утечек из разрабатываемого месторождения или при сбросе сточных вод и захоронении вредных веществ;
- охрану атмосферного воздуха, лесов, земель и других объектов окружающей среды от вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами;
- условия для максимального извлечения полезных ископаемых, рационального и комплексного их использования;
- сохранность разведочных скважин и вспомогательных горных выработок, которые могут быть использованы при разработке месторождений и/или в иных хозяйственных целях;
- контроль за ликвидированными и законсервированными скважинами.

12.1.2 В пределах площадей, занимаемых месторождениями, строительство промышленных и сельскохозяйственных предприятий, сооружений, жилых поселков и других объектов (кроме промыш-

ленных площадок промысловых объектов) проводят только в соответствии с условиями выданной лицензии и на основании выдаваемого в установленном порядке специального разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых. Застройку площадок промысловых объектов промышленными, служебными зданиями и техническими сооружениями, необходимыми для разработки месторождений, осуществляют в соответствии с утвержденным проектом обустройства.

12.1.3 При проектировании разработки и обустройства месторождений с пластовыми флюидами, содержащими агрессивные компоненты (сероводород, углекислоту), оказывающими токсичное воздействие и вызывающими коррозию внутренних поверхностей труб и оборудования, должны быть предусмотрены, а в процессе строительства и эксплуатации выполнены мероприятия, обеспечивающие:

- снижение воздействия агрессивных компонентов и влияния осложнений при аварийных условиях;
- повышение надежности и долговечности оборудования и труб.

Указанные мероприятия могут быть технологическими, конструкционными, эксплуатационными или организационными.

12.1.4 В техническом проекте разработки должны быть рассмотрены вопросы воздействия промышленного освоения месторождения на окружающую среду в объеме, предусмотренном [2] и ГОСТ Р 55414.

12.1.5 При общей ответственности недропользователя за выполнение требований по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, ответственность за выполнение мероприятий по охране недр и окружающей среды возлагают: в части проектных рекомендаций и обоснований — на руководителей организаций, составляющих и утверждающих проектную документацию по разработке и обустройству; в части реализации мероприятий по охране недр и окружающей среды, а также безопасных условий работ, связанных с пользованием недрами, — на руководителей организаций, проводящих работы на месторождении.

12.1.6 Для обеспечения обслуживания установок по осушке и очистке газа в добывающей организации должны быть технологические регламенты, рабочие инструкции по испытаниям оборудования, его пуску, эксплуатации, ремонту, а также нормальной и аварийной остановкам.

12.1.7 Необходимые мероприятия по обеспечению безаварийной эксплуатации установок осушки и очистки газа и проведения ремонтных работ, условий безопасной работы обслуживающего установки персонала осуществляют в соответствии с [5] и нормативами по охране труда.

12.2 Охрана недр при бурении скважин

12.2.1 Комплекс работ, связанных с бурением скважин на месторождениях, проводят в соответствии с [5].

12.2.2 В процессе бурения выполняют мероприятия, обеспечивающие:

- предотвращение газонефтепроявлений, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважины, межпластовых перетоков пластовых флюидов (углеводородов);
- спуск обсадных и эксплуатационной колонн и высоты подъема цемента в заколонном пространстве в соответствии с проектной документацией;
- надежную изоляцию вскрытых проницаемых пластов;
- необходимую герметичность всех труб, спущенных в скважину, заколонного пространства и установленной на скважине фонтанной арматуры.

12.2.3 Вскрытие газоносных (нефтеносных) и водоносных напорных пластов должно быть проведено при обязательном применении противовыбросового оборудования в соответствии с [5].

12.2.4 При наличии в разрезе скважины соленосных толщ, они должны быть надежно изолированы от проницаемых горизонтов.

12.2.5 Спускаемые в скважину колонны труб должны быть отцентрированы для обеспечения равномерного распределения тампонажного раствора по всему интервалу крепления и диаметру скважины.

12.2.6 Перфорацию и торпедирование в скважинах проводят с соблюдением действующих требований и инструкций.

12.2.7 При последовательном раздельном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу «снизу-вверх» каждый из них после опробования изолируют посредством установки цементного моста. Проверка надежности цементного моста обязательна.

12.2.8 Скважины эксплуатационного фонда, в которых отсутствуют объекты для испытаний, а использование скважин в иных целях нецелесообразно, подлежат ликвидации. Ликвидацию скважин про-

водят в соответствии с [7]. В скважинах, подлежащих ликвидации, устраняют межпластовые перетоки, межколонные проявления, другие возможные источники образования вторичных газовых (газоконденсатных) залежей.

12.2.9 При возникновении открытого фонтанирования принимают срочные меры по ликвидации фонтана.

12.3 Охрана недр при разработке газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

12.3.1 При разработке отдельных залежей (пластов) или эксплуатационных объектов многозалежных месторождений должны быть созданы условия, снижающие возможный ущерб вследствие перетоков газа из одного пласта в другой внутри эксплуатационного объекта или из одного эксплуатационного объекта в другой.

12.3.2 В техническом проекте разработки многопластовых месторождений обосновывают очередность ввода в разработку залежей (эксплуатационных объектов) с учетом возможных осложнений при вскрытии пластов вследствие разновременности их ввода и неравномерности выработки.

12.3.3 Отборы газа, конденсата, нефти и депрессии на пласт устанавливают с учетом обеспечения сохранности призабойной зоны пласта и предотвращения преждевременного подтягивания пластовой воды к забоям добывающих скважин.

12.3.4 Если продуктивный пласт сложен рыхлыми слабосцементированными породами, и/или пластовые флюиды характеризуются коррозионной агрессивностью, технологические режимы работы скважин устанавливают с учетом предотвращения разрушения призабойной зоны пласта, лифтовых колонн и фонтанной арматуры либо проводят мероприятия, предупреждающие отрицательное влияние этих факторов.

12.3.5 Не допускается эксплуатация скважин при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, фланцевых соединений и фонтанной арматуры, что может привести к утечкам или перетокам газа (пластовых флюидов). При наличии межколонных давлений выше предельно допускаемых значений в каждом конкретном случае составляют план мероприятий по определению причин возникновения межколонных давлений и принимают меры по их устранению. По результатам выполнения плана мероприятий принимают, по согласованию с органами государственного горного надзора, решение о возможности эксплуатации скважины либо ее ликвидации.

12.3.6 Все вторичные скопления газа вследствие подземных утечек и перетоков газа в верхние пласты, после выявления причин их возникновения, необходимо локализовать и принять меры по предотвращению их дальнейшего развития. Если эти скопления газа угрожают нормальной деятельности промысла или ближайших предприятий и населенных пунктов, осуществляют их дегазацию с помощью контрольно-дренажных скважин. При обнаружении подземных утечек или интенсивных межпластовых перетоков газа в какой-либо скважине, в ней должны быть в кратчайшие сроки проведены необходимые ремонтные работы.

12.3.7 Дегазацию вторичных скоплений газа проводят по плану работ, составленному на основе рекомендаций организаций, осуществляющих авторское сопровождение (надзор) и контроль разработки. Указанный план утверждает недропользователь и согласовывает с органами государственного горного надзора.

12.3.8 На месторождениях с вторичными газовыми залежами, границы которых не установлены, при бурении очередных проектных скважин предусматривают мероприятия по предупреждению осложнений в интервалах залегания указанных залежей.

12.3.9 Для своевременного выявления подземных утечек и межпластовых перетоков газа в системе контроля разработки предусматривают проведение следующих работ:

- промыслово-геофизические исследования в работающих скважинах с применением глубинных приборов;
- наблюдения за специально пробуренными для этих целей или другими скважинами верхних горизонтов;
- наблюдения за изменением пластового давления во всех, в том числе неразрабатываемых, пластах;
- обследование по всей площади разрабатываемого месторождения и проведение газохимической съемки в целях изучения газонасыщенности приповерхностного слоя земли и обнаружения выделений газа на поверхности.

План-график проведения указанных работ подготавливает геологическая служба и утверждает руководство добывающего предприятия.

12.3.10 Отбор газа проводят только по лифтовой колонне. Эксплуатация скважины по эксплуатационным колоннам или совместно по трубам и затрубному пространству допускается как временная мера при отсутствии аномальных пластовых давлений и в случаях, когда в продукции скважин отсутствуют коррозионно-агрессивные компоненты и механические примеси.

12.3.11 В процессе разработки систематически осуществляют диагностику технического состояния эксплуатационных колонн в целях выявления абразивных износов и коррозионных повреждений.

12.3.12 По скважинам ведут систематический учет количества и контроль физико-химических характеристик присутствующей в добываемой продукции воды.

12.3.13 В зависимости от источника поступления пластовых вод определяют условия и характер проведения изоляционных работ или необходимость изменения технологического режима работы скважин. В скважинах, в которых установлено поступление пластовой воды из других горизонтов, проводят ремонтно-изоляционные работы.

12.3.14 Если эксплуатация обводняющейся скважины становится нерентабельной, то она может быть переведена на другой горизонт в качестве добывающей, наблюдательной или других категорий. В противном случае скважина подлежит ликвидации.

12.4 Охрана недр при интенсификации добычи

12.4.1 Для обеспечения охраны недр при проведении в скважинах комплекса работ по интенсификации добычи должны быть соблюдены следующие основные условия:

- сохранность обсадных колонн и ненарушенность цементного кольца;
- недопущение разрушения продуктивного пласта в призабойной зоне за исключением операций по гидравлическому разрыву пласта и торпедированию;
- предотвращение преждевременного образования языков и конусов обводнения в продуктивных пластах, вызванного их избирательной обработкой.

Проведение работ при интенсификации добычи из нефтяных скважин осуществляют по ГОСТ Р 53713.

12.4.2 Работы по интенсификации добычи в скважинах запрещено проводить при опасности возникновения межпластовых перетоков газа и разгерметизации заколонного пространства.

12.4.3 Проведение мероприятий по интенсификации добычи не допускается в скважинах, расположенных в зонах и участках месторождения, где выполнение работ может привести к обводнению.

12.4.4 Если до обработки призабойной зоны скважины не наблюдалось выноса породы и разрушения скелета пласта, а после обработки началось поступление в скважину частиц породы, необходимо прекратить ее эксплуатацию и оборудовать скважину фильтром или закрепить призабойную зону связывающими материалами.

12.5 Охрана недр при ремонте скважин

12.5.1 Капитальный ремонт скважины должен обеспечивать условия ее нормального функционирования (установление сообщаемости с разрабатываемыми пластами, достижение проектного дебита, восстановление герметичности эксплуатационной и лифтовой колонн с проверкой ее путем опрессовки), а также устранение неисправностей, обнаруженных при эксплуатации скважины.

12.5.2 При ремонте скважины не допускаются межпластовые перетоки, вызванные негерметичностью резьбовых соединений и некачественным цементированием обсадных колонн. При обнаружении утечек и межпластовых перетоков газа (флюидов) необходимо установить их причины, источник и характер, определить состав и свойства пластового флюида, величины утечек и направление перетоков. Все мероприятия по ликвидации перетоков, восстановлению и повышению герметичности колонн проводят сразу же после обнаружения дефектов.

12.5.3 По результатам промысловых наблюдений и исследований составляют программу работ по ремонту дефектных скважин, на основе которой проводят необходимые технические мероприятия.

12.5.4 При случаях появления в продукции скважин пластовой воды из невскрытых пластов, а также при появлении на промысле скважин с выявленными и нарастающими утечками и межпластовыми перетоками газа, недропользователь направляет информацию в органы государственного горного надзора и противофонтанной службы, с которыми согласовывает планы мероприятий по обеспечению поддержания эксплуатационного фонда скважин в должном состоянии.

12.6 Охрана недр при поддержании пластового давления и воздействии на пласт

12.6.1 Нагнетательные скважины для закачки сухого газа в пласт должны быть герметичны, рассчитаны на давление закачки газа, предусмотренного техническим проектом разработки, и опрессованы в соответствии с [5]. По этим скважинам следует контролировать состояние забоя, герметичности устьевого оборудования и межколонного давления.

При поддержании пластового давления и воздействия на пласт при разработке нефтегазовых месторождений работы организуют по ГОСТ Р 53713.

12.6.2 При уменьшении приемистости нагнетательной скважины рекомендуется применение мероприятий по восстановлению приемистости.

12.6.3 При воздействии на пласт необходимо предусмотреть меры по предотвращению:

- возможных технологических осложнений, обусловленных образованием твердых отложений (парафина, гипса, кристаллогидратов) в пласте;
- межпластовых перетоков закачиваемого агента через литологические окна или по заколонному пространству.

12.6.4 При обнаружении в нагнетательной скважине межколонных давлений или выявлении утечек газа через устьевое оборудование или фланцевое соединение необходимо прекратить закачку газа и принять меры по предотвращению указанных осложнений.

12.7 Охрана окружающей среды при разработке месторождений

12.7.1 Недропользователь обязан осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды, изменением ее характеристик и за выполнением мероприятий по ее охране. Промыслы должны быть обеспечены техническими средствами для эффективного контроля за загрязнением окружающей среды и изменением ее характеристик.

12.7.2 Если при разведке, разбуривании и разработке месторождения выявляется необходимость применения более эффективных мероприятий по охране окружающей среды, чем это было предусмотрено проектными решениями, то это должно быть учтено в новом техническом проекте разработки.

12.7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания месторождения должны быть направлены на предотвращение загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. К этим мероприятиям относят:

- планировку и обваловку буровых площадок, емкостей с химреагентами и нефтепродуктами, использование для хранения шлама и буровых растворов разборных железобетонных емкостей;
- многократное использование бурового раствора, его нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или сбор бурового раствора и шлама в специально отведенных местах;
- рациональное использование и рекультивация земель после бурения скважин.

12.7.4 Освоение и эксплуатацию скважин следует проводить при соответствующем оборудовании их устьев, обеспечивающем предотвращение возможности выбросов и открытого фонтанирования.

12.7.5 Проводят следующие мероприятия, предотвращающие различные формы утраты плодородия земель:

- полную утилизацию промысловых сточных вод;
- использование герметизированной системы сбора, промысловой подготовки и внутрипромыслового транспорта углеводородов;
- создание сети контрольных пунктов для наблюдения за характеристиками поверхностных и подземных вод;
- применение антикоррозионных покрытий и ингибиторов для предотвращения коррозии промыслового оборудования, солеотложений, гидратообразования;
- исключение попадания кислот, щелочей, полимерных растворов на почву, в поверхностные и подземные воды питьевого водоснабжения;
- исключения развития водной и ветровой эрозии почв, засолонения, заболачивания;
- регулярный контроль за техническим состоянием скважин и промыслового оборудования.

12.7.6 Запрещается сброс неочищенных промышленных стоков на земную поверхность и в открытые водоемы.

12.7.7 В процессе разработки должны быть соблюдены требования по предотвращению загрязнения воздушного бассейна. Установленные нормативы предельных выбросов в атмосферу строго соблюдают на промысле.

12.7.8 Для месторождений (объектов разработки), в добываемую продукцию которых входят вредные и агрессивные компоненты (сероводород, сераорганические соединения), дополнительно проводят следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- в техническом задании на проектирование акцентируют внимание на содержание вредных веществ как в пластовых флюидах, так и в добываемой продукции;
- определяют размеры буферных (санитарно-защитных) зон;
- согласовывают с контролирующими органами и местной администрацией планы мероприятий по охране окружающей среды, животного и растительного мира, обеспечению безопасности персонала и населения на территории производственных объектов и в санитарно-защитных зонах;
- внутренние поверхности сточных сетей шламовых амбаров, в целях предотвращения фильтрации загрязненных жидкостей в грунтовые воды, полностью герметизируют;
- при проведении работ в пойменных зонах естественных водоемов предусматривают мероприятия по обеспечению предотвращения загрязнения грунтовых и паводковых вод, которые согласовывают с органами природоохраны и бассейновой инспекции.

12.7.9 Запрещается выпуск в атмосферу газа, содержащего вредные вещества, без его сжигания и нейтрализации. Применяемые способы сжигания и нейтрализации не должны приводить к превышению содержания вредных веществ на границе санитарно-защитной зоны более установленных предельно допускаемых концентраций.

12.7.10 Для предотвращения аварийных выбросов вредных веществ в окружающую среду контролируют герметичность системы сбора, промысловой подготовки и внутрипромыслового транспорта углеводородов и принимают меры по ее поддержанию. Руководство добывающего предприятия срочно информирует местную администрацию и органы охраны окружающей среды обо всех аварийных выбросах вредных веществ и принимает необходимые меры по ликвидации обусловивших их причин.

12.7.11 Сточные воды установок промысловой подготовки углеводородов подвергают нейтрализации и очистке. При аварийных разливах промышленные стоки, содержащие вредные вещества, следует собрать и нейтрализовать.

12.7.12 Отложения и грязь, извлекаемые при очистке емкостей, сепараторов и промысловых коммуникаций, должны быть захоронены в специально отведенных местах, согласованных с органами охраны окружающей среды и санитарного надзора.

12.7.13 На месторождениях с высоким содержанием сероводорода в пластовом флюиде допускается строительство только тех объектов, которые непосредственно связаны с разработкой, предусмотрены проектной документацией и согласованы с органами государственного горного надзора и противофонтанной службы.

12.7.14 В процессе разработки месторождения осуществляют мониторинг окружающей среды в пределах границ горного отвода для следующих компонентов: атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почв, грунтов, геологической среды, растительного и животного мира. Мониторинг компонентов окружающей среды в процессе разработки месторождений проводят на основании программы экологического мониторинга, разрабатываемой в составе проектной документации по обустройству.

13 Контроль разработки

13.1 Оперативный контроль разработки

13.1.1 Систему, порядок осуществления контроля и конкретные мероприятия обосновывают в проектных документах по разработке. Необходимый объем и периодичность работ по контролю разработки устанавливают в зависимости от стадии промышленной разработки месторождения, ежегодно уточняют и конкретизируют по скважинам и эксплуатационным объектам с учетом рекомендаций авторского сопровождения (надзора) и геолого-технологического аудита (в случае его проведения).

13.1.2 Система контроля разработки должна включать комплекс геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных, гидрогеологических исследований скважин и анализ проб добываемой продукции. Исследования на скважинах различными методами проводят комплексно по [8]. Недропользователь вправе совместно с проектировщиком разрабатывать собственные нормативные документы, регламентирующие виды и объем исследований и измерений, необходимых для контроля разработки конкретного месторождения (объекта разработки).

13.1.3 Контроль разработки месторождения включает в себя следующие измерения и наблюдения:

- систематические измерения пластовых и устьевых статических давлений в добывающих и наблюдательных скважинах и уровней жидкости в пьезометрических скважинах;
- определение положения контактов «газ-вода», «газ-нефть», «нефть-вода»;
- выделение продуктивных интервалов и оценку их дебитов;
- установление перетоков между эксплуатационными объектами и заколонных перетоков;
- изменения продуктивности (фильтрационных сопротивлений) скважин, потенциального содержания углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) в добываемой продукции, значений депрессий на пласт, химического состава газа, конденсата, нефти, воды по скважинам в процессе эксплуатации.

Указанные работы проводят в скважинах, расположенных как в эксплуатационном поле, так и на периферийных участках.

13.1.4 Контроль разработки месторождения предусматривает построение карт изобар по залежам и определение по ним средневзвешенных пластовых давлений на различные даты, графиков «отбор-давление», карт разработки, карт обводнения.

13.1.5 По результатам исследований скважин, обработки результатов измерений и наблюдений контролируют:

- распределение пластового давления по площади и разрезу;
- интенсивность и характер продвижения пластовых вод на различных участках залежи, особенности изменения положения контуров газоносности и нефтеносности в процессе эксплуатации;
- температурный режим работы скважин;
- агрессивные свойства пластовых флюидов и меры предупреждения коррозии, герметичность заколонного пространства.

13.1.6 Измерения статического и пластового давления проводят в соответствии с рекомендациями по их периодичности и порядку, приведенными в техническом проекте разработки. Погрешность применяемых средств измерений должна быть меньше возможного снижения пластового давления между измерениями в два-три раза. На крупных месторождениях со сформировавшейся глубокой депрессионной воронкой рекомендуется измерения статического и/или пластового давления проводить по группе скважин с одновременной их остановкой.

13.1.7 Наряду с систематическими измерениями устьевых статических давлений должны также периодически сниматься кривые восстановления давления с помощью средств для глубинных измерений.

13.1.8 В скважинах с жидкостью на забое и в стволе необходимы измерения забойного давления глубинными манометрами после полной стабилизации давления на устье. При проведении в эксплуатационных скважинах исследований с использованием глубинных скважинных средств измерений следует определять положение забоев и проводить отбор проб жидкости для определения их состава и физико-химических свойств.

13.1.9 Для получения сравнительных данных об изменении давления в различных по вертикали частях продуктивного горизонта оборудуют сопоставительные группы наблюдательных скважин. В одних перфорируют нижние горизонты, в других — средние или верхние. Такие скважины необходимо иметь как в эксплуатационном поле, так и за его пределами. По мере выполнения указанных задач их переводят в добывающие.

13.1.10 Продвижение пластовых вод в процессе разработки контролируют по результатам гидрохимических, гидрогеологических, промыслово-геофизических исследований скважин и анализа проб добываемой воды. В скважинах с начальными признаками обводнения пробы воды следует отбирать не реже 1 мес.

13.1.11 Наряду с измерениями статического давления по добывающим скважинам проводят также измерения положения уровня пластовой воды в пьезометрических скважинах.

13.1.12 Для контроля подъема газоводяного контакта проводят геофизические исследования в обсаженных эксплуатационных скважинах. Наряду с промыслово-геофизическими методами, в соответствии с рекомендациями технического проекта разработки, проводят поинтервальное опробование и отбор проб с забоя скважины для определения химического состава флюида. Периодичность указанных исследований определяют с учетом конкретных условий разрабатываемого объекта и состоянием эксплуатационных скважин.

13.1.13 Во всех вновь вводимых скважинах в процессе их освоения проводят первичные газогидродинамические исследования. Газогидродинамические исследования (в комплексе с геофизически-

ми и газоконденсатными) следует проводить также после работ по интенсификации добычи и капитальному ремонту скважин. В процессе разработки регулярно проводят текущие исследования скважин с периодичностью, установленной техническим проектом разработки.

13.1.14 В процессе разработки уникальных и крупных месторождений следует систематически проводить комплексные промысловые исследования специально выделенных скважин опорной сети. В их состав входит определение на различных режимах работы скважины:

- дебитов газа и конденсата;
- давления и температуры на забое, по стволу скважины и в сепараторах;
- количества и состава выносимых вод и твердых примесей.

13.1.15 При кустовом расположении скважин на многопластовых месторождениях лифтовая колонна труб, как минимум в одной скважине каждого куста, должна быть спущена до кровли верхнего продуктивного горизонта (пласта) для оценки выработки пластов по разрезу.

13.1.16 Количество наблюдательных и специальных скважин определяют в техническом проекте разработки с учетом характеристик объекта разработки. Приконтурные и законтурные разведочные скважины (при наличии технических возможностей), а также скважины, обводнившиеся вследствие продвижения пластовых вод, используют в качестве пьезометрических.

13.1.17 На промыслах проводят систематический контроль за герметичностью межколонного пространства скважин путем измерений давления и отбора проб флюида. Рекомендуется использовать стационарные электронные датчики давления и температуры, установленные на устье скважины и подключенные в систему телемеханики промысла, для регистрации межколонных давлений в режиме реального времени. В случаях обнаружения в межколонном пространстве давления газа или газированной жидкости, а также при появлении грифонов, принимают срочные меры по их ликвидации.

13.1.18 На месторождениях с выявленными перетоками углеводородов в отложения, расположенные выше эксплуатационных объектов, и образованием техногенных залежей, должны быть переоборудованы из пробуренных ранее либо пробурены и оборудованы контрольные скважины на вышележащие водоносные горизонты.

13.1.19 Для надежного выявления характера, степени интенсивности и тенденции нарастания утечек и межпластовых перетоков газа (пластового флюида), добывающее предприятие проводит наблюдения за всеми видами газопроявлений в скважинах и на промысле. На сероводородсодержащих месторождениях следят также за загазованностью его территории в процессе разработки.

13.1.20 На месторождениях в районах распространения многолетнемерзлых пород проводят наблюдения за возможным растеплением и образованием зон протаивания.

13.1.21 На многопластовых месторождениях при использовании в скважинах оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации в техническом проекте разработки обосновывают мероприятия по контролю разработки отдельных пластов, объединенных в эксплуатационный объект.

13.1.22 При снижении добычи по причинам, связанным со снижением спроса на углеводороды, остановку скважин используют для контроля распределения пластового давления по площади.

13.1.23 Для изучения факторов, специфичных для разрабатываемого месторождения, для отработки технологий воздействия на пласт и призабойную зону и способов восстановления технического состояния скважин проводят специальные исследования.

13.2 Авторское сопровождение (надзор) выполнения проектных решений по разработке и геолого-технологический аудит состояния разработки

13.2.1 Авторское сопровождение (надзор) выполнения утвержденных проектных решений проводит проектировщик по заданию недропользователя.

13.2.2 Недропользователь совместно с организацией, проводящей авторское сопровождение (надзор) разработки, на основе технико-экономического анализа текущего состояния разработки ежегодно определяет эффективность реализуемой системы разработки и направления ее развития на перспективу, а при появлении оснований, предусмотренных в 14.2.2, принимает решение о подготовке нового технического проекта разработки.

13.2.3 При выполнении работ по авторскому сопровождению (надзору) разработки недропользователь передает исполнителю информацию, полученную в процессе контроля разработки, в объеме, достаточном для анализа изменений по всем разделам технического проекта разработки.

13.2.4 Дополнительно к проведению авторского надзора недропользователь может привлекать независимые организации и/или группы специалистов для проведения геолого-технологического аудита состояния разработки месторождения. Рекомендации по результатам геолого-технологического аудита используют для совершенствования системы разработки.

14 Хранение, пополнение и обновление документации по разработке месторождений углеводородов и эксплуатации скважин

14.1 Техническая документация при эксплуатации скважин

14.1.1 Основным документом на промысле для каждой скважины эксплуатационного фонда является дело скважины. В деле скважины должны быть следующие материалы и документы:

- справка о проекте на строительство или геолого-технический наряд;
- 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 (выкопировка из структурной карты, кроки местоположения скважины, акт об отбивке скважино-точки на местности), включая координаты ее забоя, альтитуду устья (колонного фланца под фонтанную арматуру с указанием превышения стола ротора, от которого проводили измерения глубин в процессе бурения);
- справка о согласовании изменения положения глубины вскрытия продуктивного пласта;
- акт о контрольном замере бурового инструмента перед спуском обсадной колонны;
- меры спущенных обсадных колонн с указанием всей существующей компоновки;
- акты о спуске обсадных колонн и их цементировании;
- акты об испытаниях на герметичность обсадных колонн, цементных мостов, кольцевого пространства за колоннами и устьевой арматуры;
- программа исследований в процессе бурения и освоения скважины, сведения и материалы по ее выполнению;
- планы работ по интенсификации притока газа, в соответствующих геолого-промысловых условиях, и результаты их выполнения;
- акты на перфорацию обсадной колонны;
- акт на испытания объекта после перфорации;
- акт на спуск лифтовой колонны труб с указанием установленного скважинного оборудования;
- сведения о процессе бурения и освоения скважины;
- описание кернов;
- акты об оборудовании устья;
- сертификаты и/или паспорта на трубы, колонные головки, фонтанную арматуру;
- протоколы геолого-технических совещаний, составленные в процессе ведения работ по строительству и ремонту скважины;
- акт приемки законченной строительством скважины и приложения к нему (форма 14-КС);
- акты о сдаче геологических документов по скважине;
- акт рекультивации земельного участка.

14.1.2 После принятия скважины на баланс и ввода ее в эксплуатацию дело скважины систематически дополняют следующими данными:

- материалы исследований скважины и обследования ее технического состояния;
- результаты работ по текущему и капитальному ремонту.

14.1.3 Технологические режимы работы скважин составляют в добывающем предприятии не реже одного раза в квартал, на основании материалов текущей эксплуатации и результатов исследований скважин, а также с учетом рекомендаций технического проекта разработки и предложений проектировщика, осуществляющего его авторское сопровождение (надзор). Технологические режимы утверждает руководство геологической и инженерной служб.

14.1.4 Отчет по добыче газа, конденсата, нефти (при ее наличии), воды составляют ежемесячно на основании измерений дебитов, результатов исследований скважин и зафиксированного времени работы и простоев скважин.

14.1.5 На месторождениях, где обнаружена внутренняя коррозия оборудования, ведут специальную промысловую документацию с систематической регистрацией:

- результатов анализов газа, воды, нефти и конденсата на содержание агрессивных компонентов;
- сведений о скорости коррозии на различных участках технологической линии и коррозионных разрушениях, обнаруженных при осмотрах, ревизиях, профилактических и аварийных ремонтах сква-

жин, шлейфов, коллекторов и их оборудования, с указанием характера разрушений, места расположения коррозионных повреждений оборудования, условий его работы и срока службы;

- сведений о проводимых мероприятиях по защите скважин и оборудования от коррозии и результатах контроля эффективности этих мероприятий.

14.2 Проектная технологическая документация по разработке

14.2.1 Технический проект разработки месторождения (объекта разработки), согласованный в порядке, устанавливаемом уполномоченным государственным органом, и утвержденный недропользователем, является основанием для проектирования строительства скважин и обустройства промысла, производства исследовательских и строительно-монтажных работ, ввода месторождения в промышленную разработку.

14.2.2 Новый вид технического проекта разработки по ГОСТ Р 55414 или новую редакцию действующего его вида (на фиксированную дату) составляют при:

- изменении требований в законодательстве и нормативной базе по недропользованию;
- достижении цели и решении задач, определенных предыдущим техническим проектом разработки;
- истечении срока действия технического проекта разработки, если этот срок был установлен;
- существенном изменении, по результатам разбуривания и разработки, представлений о геологическом строении месторождения (объекта разработки) или запасов углеводородного сырья (более 20 %);
- отклонении в уровнях годовой добычи углеводородного сырья сверх допускаемых по [4];
- существенном изменении представлений об эффективности запроектированных технических и технологических решений по результатам их реализации, приводящем к необходимости совершенствования системы разработки.

Допускается подготовка дополнений к техническому проекту разработки в качестве неотъемлемой части проекта, если материалы дополнений не отражены в разделах действующего технического проекта разработки.

14.2.3 Отчетные материалы по авторскому сопровождению (надзору) и геолого-технологическому аудиту должны включать сопоставление фактических и проектных показателей разработки, а также рекомендации по регулированию разработки, в пределах проектных уровней добычи углеводородного сырья и количества скважин, предусмотренных техническим проектом разработки, либо по обоснованию подготовки нового технического проекта разработки.

Библиография

[1] Налоговый кодекс Российской Федерации, часть вторая

[2] Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 254)

[3] Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118)

[4] Правила охраны недр Госгортехнадзора России ПБ 07-601-03 — Правила охраны недр

[5] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-624-03 — Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

[6] Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (утверждена Министерством газовой промышленности 14 июня 1979 г.)

[7] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 08-492-02 — Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов

[8] Руководящий документ Минэнерго России РД 153-39.0-109-01 — Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений

УДК 622.276:006.354 ОКС 75.180

Ключевые слова: процесс разработки, газовое месторождение, газоконденсатное месторождение, техническое требование, скважина, контроль разработки

Редактор *А.Ю. Томилин*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.С. Кабашова*
Компьютерная верстка *А.В. Бестужевой*

Сдано в набор 14.03.2014. Подписано в печать 18.04.2014. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,60. Тираж 65 экз. Зак. 1517.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru