

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ОАО «ГАЗПРОМ»**

**ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ**

СТО Газпром 2-3.2-144-2007

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью «ТюменНИИгипрогаз»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Информационно-рекламный центр газовой промышленности»**

Москва 2007

Предисловие

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1 РАЗРАБОТАН | Обществом с ограниченной ответственностью
«ТюменНИИгипрогаз» |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением по бурению газовых и газоконденсатных
скважин Департамента по добыче газа, газового конденсата,
нефти ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕН
И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | Распоряжением ОАО «Газпром»
от 26 июля 2007 г. № 211 с 8 февраля 2008 г. |
| 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ | |

© ОАО «Газпром», 2007
© Разработка ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2007
© Оформление ООО «ИРЦ Газпром», 2007

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения	3
4	Обозначения и сокращения	5
5	Общие требования к проектированию эксплуатационных газовых скважин	5
6	Требования к конструкциям газовых скважин	7
7	Требования к строительству газовых скважин	8
	7.1 Технические требования к проводке стволов газовых скважин	8
	7.2 Технические требования к креплению газовых скважин	10
	7.3 Технические требования к освоению (испытанию) газовых скважин	12
8	Требования к подземному и устьевому оборудованию	13
9	Контроль качества строительства газовых скважин	15
10	Требования к эксплуатации газовых скважин	16
11	Требования промышленной безопасности и охраны окружающей среды	17
	Библиография	19

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕШЕНИЯ**

Дата введения — 2008-02-08

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на эксплуатационные газовые скважины сеноманских отложений месторождений дочерних обществ ОАО «Газпром» в Тюменской области и устанавливает технические требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 450-77 Кальций хлористый технический. Технические условия

ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия

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

ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация

ГОСТ Р 51365-99 (ИСО 10423-94) Оборудование нефтепромысловое добычное устьевое. Общие технические условия

ГОСТ Р 52203-2004 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия

СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа

СТО Газпром РД 1.2-094-2004 Инструкция по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

СТО Газпром 2-3.2-144-2007

СТО Газпром РД 2.1-142-2005 Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн

СТО Газпром РД 2.1-144-2005 Лигносulfонатные реагенты для обработки буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-145-2005 Полимеры на основе эфиров целлюлозы для обработки буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-146-2005 Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-147-2005 Материалы для утяжеления буровых растворов при строительстве скважин. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-148-2005 Тампонажные портландцементы. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-149-2005 Глинопорошки для строительства скважин. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-150-2005 Реагенты на основе крахмала для обработки буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром РД 2.1-154-2005 Фильтры гравийные газовых скважин. Оборудование, материалы, технология сооружения. Общие технические требования

СТО Газпром РД 39-1.2-086-03 Положение по организации обучения и аттестации персонала дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» в области предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин

СТО Газпром 2-3.2-037-2005 Требования к организации и производству работ по бурению, освоению и эксплуатации скважин на кустах Бованенковского месторождения

СТО Газпром 2-3.2-090-2006 Кольматирующие наполнители для буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром 2-3.3-044-2005 Компоновки подземного и устьевого оборудования газовых и газоконденсатных скважин месторождений полуострова Ямал

СТО Газпром 2-3.3-077-2006 Правила создания и функционирования информационного обеспечения системы технического обслуживания и ремонта скважин

СТО Газпром 2-3.3-078-2006 Основные правила оценивания надежности скважинного фонда на этапе эксплуатации

СТО Газпром 15-2005 Методика прогноза параметров области протаивания и зоны просядок пород в приустьевой зоне добывающих скважин

СТО Газпром 16-2005 Регламент по проектированию крепи добывающих скважин с учетом свойств мерзлых пород

СТО Газпром 17-2005 Требования к производству работ и организации строительства скважин в водоохраных зонах на месторождениях Крайнего Севера

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по СТО Газпром 2-3.3-077, СТО Газпром 2-3.3-078, ГОСТ 25100, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 скважина: Сооружение в виде ориентированной в пространстве горной выработки, имеющее собственную архитектуру и назначение и оснащенное технологическим оборудованием.

[СТО Газпром 2-3.3-077-2006, статья 3.1.1.2]

3.2 газовая скважина: Скважина, обеспечивающая транспорт газа из пласта на поверхность за счет его естественной пластовой энергии.

3.3 грунт мерзлый: Грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и/или лед-цемент и характеризующийся криогенными структурными связями.

[ГОСТ 25100-95, приложение А]

3.4 грунт пластичномерзлый: Дисперсный грунт, сцементированный льдом, но обладающий вязкими свойствами и сжимаемостью под внешней нагрузкой.

[ГОСТ 25100-95, приложение А]

3.5 жизненный цикл газового месторождения: Стадия разработки месторождения, на которой реализуется и поддерживается, в т.ч. и реконструкцией, эффективность добычи с учетом обеспечения максимального коэффициента газоотдачи.

3.6 коэффициент кавернозности ствола скважины: Отношение фактического диаметра ствола к номинальному, равному диаметру породоразрушающего инструмента.

3.7 конструкция скважины: Совокупность интервалов ствола скважины, концентричных им обсадных колонн и цементных колец за обсадными трубами, их геометрические характеристики, включая профиль, диаметры, глубины, физико-механические характеристики и конструктивные особенности основных элементов.

3.8 крепление скважины: Процесс укрепления стенок скважин обсадными трубами и тампонажным материалом.

3.9 крепь скважины: Совокупность соосных концентрических колонн обсадных труб, межтрубное и затрубное пространство которых заполнено тампонажным материалом.

3.10 лифтовая колонна: Колонна насосно-компрессорных труб в скважине, служащая для подъема газа на поверхность и предохранения эксплуатационной колонны от коррозии и термобарических нагрузок.

3.11 надежность скважин(ы) на этапе эксплуатации: Описание зависимости свойства готовности скважин(ы) от характеристик безотказности, ремонтпригодности и обеспечения техническим обслуживанием и ремонтом.

[СТО Газпром 2-3.3-078-2006, статья 3.1.1]

3.12 профиль скважины: Проекция оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через ее устье и забой.

3.13 ремонтпригодность скважины: Свойство скважины, заключающееся в приспособленности ее к поддержанию или восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта, выполняемых при заданных условиях и с использованием установленных процессов и ресурсов.

3.14 траектория скважины: Линия, описывающая ось скважины в пространстве.

3.15 технический контроль скважины: Мероприятия, выполняемые с целью проверки (аудита) соответствия технических устройств, применяемых при эксплуатации скважины, установленным техническим требованиям.

[СТО Газпром 2-3.3-077-2006, статья 3.1.2.8]

3.16 техническое состояние скважины: Совокупность технических характеристик (свойств) скважин, подверженных изменению в процессе эксплуатации и характеризующихся на определенный момент времени и при определенных условиях внешней среды признаками, установленными в технической документации.

[СТО Газпром 2-3.3-078-2006, статья 3.1.7]

3.17 эксплуатация скважины: Стадия жизненного цикла скважины, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается ее качество, а также осуществляется воздействие на ее оборудование, конструкцию и производственную среду с целью достижения и/или выполнения производственно-технических заданий в установленном порядке.

[СТО Газпром 2-3.3-077-2006, статья 3.1.1.5]

3.18 жизненный цикл скважины: Период (продолжительность) от начала эксплуатации до перехода в предельное состояние.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте используются следующие обозначения и сокращения:

- АВПД — аномально высокое пластовое давление;
- ГИС — геофизические исследования скважины;
- ГДИ — газогидродинамические исследования;
- ГВК — газоводяной контакт;
- КПО — комплекс подземного скважинного оборудования;
- Кст — коэффициент кавернозности ствола;
- ММП — многолетнемерзлые породы;
- НКТ — насосно-компрессорные трубы;
- ОПЭ — опытно-промышленная эксплуатация;
- ОЗЦ — ожидание затвердевания цемента;
- ПВА — прострелочно-взрывная аппаратура;
- ПЗП — призабойная зона пласта;
- ПВР — прострелочно-взрывные работы;
- ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства;
- ФА — фонтанная арматура.

5 Общие требования к проектированию эксплуатационных газовых скважин

5.1 Проектирование эксплуатационных газовых скважин должно осуществляться в два этапа:

- на стадии проектирования разработки месторождения;
- на стадии рабочего проектирования строительства скважин.

5.2 Проектирование строительства скважин на стадии выполнения проекта разработки месторождения должно предусматривать вариантную разработку основных технических решений строительства скважин и их технико-экономическую оценку.

5.3 Выбор вариантов проектирования конструкций скважин и их забоев, компоновок лифтовых колонн и технологий вскрытия продуктивных объектов следует осуществлять на основе трехмерного моделирования геологических и газогидродинамических условий месторождения.

5.4 Раздел «Основные технические решения строительства скважин» проекта разработки месторождения должен содержать:

- результаты анализа строительства ранее пробуренных скважин и возможности их использования в качестве эксплуатационных или наблюдательных скважин;
- обоснование конструкций эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- обоснование технологий бурения и крепления скважин;
- составы и параметры буровых и тампонажных растворов;
- обоснование выбора буровой установки;
- обоснование технологий освоения скважин;
- организацию буровых работ;
- программу технического освидетельствования ранее пробуренных скважин;
- технико-экономическую оценку вариантов технических решений и результаты расчетов (по укрупненным расценкам) стоимости строительства скважин по обоснованным вариантам строительства скважин.

5.5 Для обеспечения высоких эксплуатационных характеристик скважин разработку основных технических решений строительства скважин следует проводить на основе обоснования проектом разработки месторождений:

- диаметра лифтовых колонн;
- конструкций и архитектуры забоев скважин;
- комплекса подземного скважинного оборудования и обвязки устьевого оборудования;
- коррозионной стойкости оборудования по результатам анализа состава пластовых флюидов;
- комплекса измерительного, регистрирующего и передающего параметры эксплуатации скважины датчиков, приборов и оборудования;
- прогноза видов и периодичности капитального ремонта скважин.

5.6 Проектирование строительства скважин на стадии рабочего проектирования следует производить в соответствии с требованиями РД 51-00158758-185-97 [1].

5.7 Рабочим проектом на строительство скважин должны быть регламентированы технико-технологические решения и мероприятия промышленной и экологической безопасности, соответствующие современному мировому уровню и обеспечивающие безаварийное строительство скважин, их ремонтпригодность и эксплуатационную надежность, как опасных производственных объектов в соответствии с СТО Газпром НТП 1.8-001, ПБ 08-624-03 [2], РД 03-616-03 [3].

6 Требования к конструкциям газовых скважин

6.1 Конструкция газовой скважины и крепление обсадных колонн должны обеспечивать:

- безаварийную проводку скважины до проектной глубины;
- продольную устойчивость конструкции при протаивании мерзлых пород вокруг ствола скважины;
- прочность крепи скважины в интервале ММП с учетом избыточного давления, вызванного обратным промерзанием в период остановки скважины;
- герметичность межколонных и заколонных пространств скважины;
- безаварийную эксплуатацию скважины;
- проведение ГИС, ГДИ и операций по технологическому обслуживанию и ремонту скважинного оборудования.

6.2 Величину нагрузок, возникающих при обратном промерзании, продольную устойчивость крепи скважины и ореолы оттаивания мерзлых пород следует определять согласно СТО Газпром 15, СТО Газпром РД 2.1-142.

6.3 Горные породы, вскрываемые скважиной и отличающиеся по пластовому (или поровому) давлению более чем на 20 %, должны перекрываться отдельными колоннами.

6.4 Технические решения по проектированию конструкций забоев газовых скважин должны быть направлены:

- на достижение максимального совершенства забоя и вскрытия продуктивного объекта скважины для обеспечения максимального дебита при минимальном значении депрессии;
- достижение максимального коэффициента газоотдачи и выработки запасов;
- недопущение разрушения коллектора с целью сохранения ФЕС и продуктивности скважины;
- недопущение перетоков воды из водосодержащих пластов в ствол скважины;

6.5 Газовые скважины, в зависимости от степени разобщения пород интервалов продуктивных объектов, условно делятся на две категории:

- а) категория А – скважины с нецементируемым забоем в интервалах продуктивных объектов;

б) категория Б – скважины с цементируемым забоем в интервалах продуктивных объектов.

6.6 Скважины категории А проектируются и строятся на газовых объектах, включающих один пласт или несколько продуктивных пластов, между которыми отсутствуют водоносные пропластки, и оборудуются фильтрами. Выбор типа фильтра определяется условиями устойчивости пород к разрушению и пескопроявлению из пласта в ствол скважины.

6.6.1 В отдельных случаях, обоснованных проектом разработки месторождения, заканчивание скважин в продуктивных объектах, представленных устойчивыми породами-коллекторами, следует производить открытым забоем без перекрытия фильтрами.

6.6.2 Продуктивные пласты с наличием подвижных вод и характеристикой пород-коллекторов, приведенной в таблице 6.1, должны перекрываться песчано-гравийными фильтрами. Тип фильтра необходимо выбирать с учетом требований СТО Газпром 2.1-154 и РД 00158758-242-2003 [4].

Т а б л и ц а 6.1 – Характеристика пород-коллекторов с наличием подвижной воды

Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Водонасыщенность, %
более 500	более 30
от 100 до 500	более 50
от 10 до 100	более 65

6.6.3 Продуктивные пласты с отсутствием в коллекторе подвижных вод следует оборудовать щелевыми фильтрами в соответствии с каталогами [5], [6], [7], в том числе расширяемыми в забойных условиях до диаметра ствола скважины.

6.7 Скважины категории Б следует проектировать и строить на газовых объектах, включающих водоносные пласты (пропластки).

7 Требования к строительству газовых скважин

7.1 Технические требования к проводке стволов газовых скважин.

7.1.1 Техничко-технологические решения проводки стволов скважин должны обеспечивать:

- формирование на проницаемых стенках ствола скважины гидроизолирующего слоя, минимизирующего гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной, как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

- изоляцию водоносных и поглощающих пропластков на время проводки ствола скважины, спуска и цементирования;
- создание условий для эффективного восстановления гидравлической связи продуктивных пластов со скважиной на стадии освоения.

7.1.2 Технологии проводки и подготовки стволов к спуску обсадных колонн при вскрытии надсеноманских и сеноманских отложений должны обеспечивать диаметры стволов с коэффициентами кавернозности, не превышающими значения, представленные в таблице 7.1.

Т а б л и ц а 7.1 – Допустимые значения коэффициента кавернозности ствола

Горные породы	Интервал необсаженного участка ствола, м (по вертикали)	Коэффициент кавернозности ствола, $K_{ст}$
ММП	0–150	не более 1,35
Глины, пески, песчаники (в т.ч. мерзлые и пластичномерзлые)	150–450	не более 1,25
Высокоактивные набухающие глины	450–950	не более 1,10
Обваливающиеся глины и песчаные коллекторы	950–1250	не более 1,05

7.1.3 Профиль ствола скважины должен обеспечивать размещение забоев скважин на структуре, установленное проектом разработки месторождения.

Начало наклонного участка должно располагаться на глубине, превышающей глубину спуска предыдущей обсадной колонны более чем на 30 м, в интервале залегания устойчивых пород с коэффициентом кавернозности не более 1,1.

Для обеспечения проектного положения забоев скважин допускается проводить искривление ствола в интервале ММП только после перекрытия отдельной обсадной колонной (направлением) неустойчивых мерзлых пород.

7.1.4 Траектория ствола скважины должна обеспечивать необходимое отклонение от вертикали точки входа в пласт, требуемую протяженность ствола по продуктивному горизонту, минимальный крутящий момент, нагрузку на крюке при подъеме и спуске бурильных и обсадных колонн, требуемую очистку ствола скважины от выбуренной породы, безаварийную эксплуатацию внутрискважинного оборудования.

При проектировании траектории газовых скважин на сеноманские отложения следует применять два типа профиля – тангенциальный и вогнутый, – обеспечивающих максимальное смещение забоя скважины от вертикали при минимальных зенитных углах и длине ствола скважины. Преимущественно тангенциальный профиль выполняется трехинтервальным и применяется при наклонном вскрытии пластов, а вогнутый – четырех- или пятиинтервальным и используется при вскрытии пластов с зенитным углом более 60°.

7.1.5 Не допускается увеличивать интенсивность искривления более величины, при которой напряжения изгиба превышают напряжения упругих деформаций, вызывают нарушение герметичности резьбовых соединений в обсадных трубах, а в бурильных трубах напряжения изгиба и предела выносливости.

7.1.6 Для наклонно направленных скважин и скважин с пологим или горизонтальным участком в продуктивном пласте фактическое расположение забоя на кровле пласта не должно превышать отклонения от проектного положения более чем на 10 % расстояния до ближайшего забоя пробуренной скважины данного куста и должно составлять не менее 500 м до забоев скважин соседних кустов для исключения явления интерференции.

7.1.7 Вскрытие продуктивных пластов газовых объектов необходимо проводить с учетом особенностей геологического строения и геолого-физической характеристики пород-коллекторов.

При вскрытии высокопроницаемых коллекторов с проницаемостью более $500 \cdot 10^{-3}$ мкм² вертикальными, наклонными и горизонтальными скважинами проникновение водных фильтратов технологических жидкостей в пласт должно быть не более трех диаметров скважины. Для максимального сохранения ФЕС коллектора вскрытие следует производить с применением растворов на водной или углеводородной основе плотностью согласно требованиям ПБ 08-624-03 [2].

7.1.8 Для управления псевдопластичными, ингибирующими и смазочными свойствами буровых растворов в их составе должны использоваться химические реагенты и материалы, соответствующие требованиям СТО Газпром РД 2.1-144, СТО Газпром РД 2.1-145, СТО Газпром РД 2.1-146, СТО Газпром РД 2.1-147, СТО Газпром РД 2.1-149, СТО Газпром РД 2.1-150, СТО Газпром 2-3.2-090.

7.2 Технические требования к креплению газовых скважин.

7.2.1 Техничко-технологические решения крепления стволов скважин должны обеспечивать:

- герметичность обсадных колонн;
- герметичность цементного кольца за обсадными колоннами;
- герметичность контакта цементного камня с породой и колонной.

7.2.2 Герметичность обсадных колонн должна обеспечиваться:

-выбором труб с прочностными характеристиками, соответствующими нагрузкам, возникающим в процессе крепления и эксплуатации скважины, стойкими к воздействию пластовых флюидов;

- герметичностью резьбовых соединений обсадных колонн при воздействии изгибающих нагрузок, циклически изменяющихся давлений и температур на стадии опрессовки устьевого оборудования, освоения и эксплуатации скважины.

7.2.3 Прочностные характеристики обсадных труб должны рассчитываться в соответствии с требованиями инструкции [8], а в зоне мерзлых пород – СТО Газпром РД 2.1-142, СТО Газпром 16, при этом прочность труб эксплуатационной колонны, размещаемой в интервале ММП, на наружное избыточное сминающее давление должна превышать прочность труб кондуктора на внутреннее избыточное давление.

7.2.4 Обсадные колонны эксплуатационных газовых скважин должны комплектоваться трубами в хладостойком исполнении с высокогерметичными резьбовыми соединениями в соответствии со стандартом API SPEC 5 CT [9] и ГОСТ 632.

7.2.5 Герметичность цементного кольца и контакт цементного камня с породой и колонной должны обеспечиваться:

- сплошным (без разрывов) заполнением затрубного пространства тампонажным раствором на протяжении всего интервала цементирования;

- формированием в период ОЗЦ непроницаемого камня и его прочным, непроницаемым для газа контактом с горными породами и обсадными колоннами по всему интервалу цементирования;

- стойкостью тампонажного камня и его контакта с породами и обсадными колоннами к деформациям изгиба, сжатия, растяжения и нагрузкам, возникающих при выполнении технологических операций в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважины;

- коррозионной стойкостью тампонажного камня к воздействию пластовых флюидов;

- морозостойкостью тампонажного камня, размещаемого в интервале ММП;

- установкой специальных устройств, герметизирующих затрубное пространство над продуктивными пластами и предотвращающих межпластовые перетоки и заколонные проявления из продуктивных зон в период ОЗЦ.

7.2.6 Для обеспечения герметичности цементного кольца рекомендуется применять, с учетом конкретных геолого-физических и термобарических условий месторождения, технические и технологические решения цементирования обсадных колонн, предусмотренные РД 00158758-213-2000 [10], РД-00147001-767-2000 [11], НД 00158758-265-2003 [12], СТП 39-2.1-001-2001 [13], НД 00158758-269-2003 [14], инструкций [15], [16] и сборника [17].

7.2.7 С целью исключения газопроявлений в период ОЗЦ из расположенных над сеноманским продуктивным пластом газонасыщенных горизонтов (газалинская пачка кузнецовской свиты) в компоновку эксплуатационной колонны включаются заколонные пакеры по ТУ 41-12-090-92 [18], или их аналоги, или гидравлические пакеры типа ПГПМ1.168 [7]. При

выборе компоновок эксплуатационных колонн и схем установки опорно-центрирующих элементов следует руководствоваться требованиями НД 00158785-265-2003 [12].

7.2.8 Для обеспечения однородности тампонажных растворов при их затворении и закачивании с производительностью, определенной гидравлическим расчетом цементирования, необходимо применять цементировочное оборудование и осреднительные емкости по ТУ 39-00147001-177-98 [19].

7.2.9 С целью обеспечения формирования в период ОЗЦ герметичного цементного кольца в затрубном и межтрубном пространстве применяемые тампонажные растворы и тампонажный камень должны удовлетворять требованиям СТО Газпром РД 2.1-148 и методики [20].

7.2.10 Испытание эксплуатационной колонны на герметичность должно производиться не позднее чем через 40 минут от момента получения давления «стоп». После испытания на герметичность давление в колонне должно быть снижено до нуля. Заключительные работы после цементирования эксплуатационной колонны производятся в соответствии с требованиями РД 00158758-213-2000 [10], РД-00147001-767-2000 [11]. На период ОЗЦ устье скважины герметизируется, а обсадная колонна должна быть подвешена на талевой системе с обязательной регистрацией нагрузки на крюке.

7.3 Технические требования к освоению (испытанию) газовых скважин.

7.3.1 Вторичное вскрытие продуктивных газовых пластов в обсаженных скважинах необходимо производить при депрессии на пласт в среде газового конденсата или газа. Депрессия не должна превышать 10 % от величины пластового давления. Вторичное вскрытие рекомендуется производить в следующей последовательности: после вскрытия 2–4 м перфорацией отработать скважину на факел в течение 6 ч со сменой шайб через каждые 2 ч для очистки ПЗП. По окончании отработки необходимо продолжить перфорацию в газовой среде оставшегося интервала с последующей отработкой скважины до полной очистки ПЗП и стабилизации устьевых параметров.

В отдельных случаях, предусмотренных и обоснованных проектной документацией, допускается проводить перфорацию интервала 2–4 м в нижней части продуктивного пласта в среде специальных жидкостей на углеводородной или водной основе.

7.3.2 При выборе типоразмера перфоратора и плотности перфорации должны учитываться:

- профиль скважины;
- внутренний диаметр НКТ и скважинного оборудования;
- состояние цементного камня;
- степень загрязнения призабойной зоны при первичном вскрытии;
- геологическая характеристика газовой залежи.

При выполнении ПВР устье скважины должно быть оборудовано запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающими герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА в соответствии с ПБ 08–624–03 [2].

7.3.3 Освоение газовых скважин должно обеспечивать получение максимального дебита в минимально короткие сроки при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного газового пласта. На всех этапах освоения скважины должно быть исключено загрязнение коллектора за счет применения соответствующих технологических жидкостей, выбора оптимальных схем и способов освоения, очистки и обработки ПЗП.

7.3.4 Отработка скважины должна производиться на режимах, обеспечивающих вынос из ствола технологических жидкостей и коагулирующих пласт частиц до полной очистки ПЗП и стабилизации устьевых параметров. Продолжительность отработки должна быть регламентирована рабочим проектом на строительство скважины.

7.3.5 Технологии, технические и измерительные средства для освоения и исследования скважин должны определяться проектом разработки месторождения, рабочим проектом на строительство скважин и планом на освоение и исследование скважин.

7.3.6 Консервация скважин, оборудованных КПО, на период ожидания освоения регламентируется рабочим проектом на строительство скважин с учетом требований СТО Газпром 2-3.2-037. Консервация скважин, не оборудованных КПО, на период ожидания освоения регламентируется рабочим проектом на строительство скважин с учетом требований ПБ 08–624–03 [2], РД 08-492-02 [21] и СТО 05751745-119-2006 [22].

8 Требования к подземному и устьевому оборудованию

8.1 Пакерная схема эксплуатации газовых скважин.

8.1.1 Пакерная схема эксплуатации должна быть предусмотрена для газовых скважин:

- при дебите газа 500 тыс. м³/сут и более, расположенных на расстоянии менее 500 м от населенного пункта согласно ПБ 08–624–03 [2];

- при коэффициенте аномальности пластового давления $K_a = 1,1$ и выше;

- при размещении в кустах на месторождениях с наличием в разрезе ММП с расстоянием между устьями менее 40 м.

В остальных случаях схема компоновок подземного оборудования должна определяться проектом разработки месторождения.

8.1.2 Типоразмер, компоновка и исполнение подземного оборудования скважин, эксплуатируемых по пакерной схеме, должны определяться проектом разработки месторождения и регламентироваться рабочим проектом на строительство скважин с учетом требований СТО Газпром 2-3.3-044.

8.1.3 Пакерная схема должна включать следующие элементы подземного оборудования:

- лифтовую колонну;
- клапан-отсекатель;
- ингибиторный клапан;
- циркуляционный клапан;
- разъединитель колонны;
- эксплуатационный пакер;
- посадочный ниппель;
- подпакерный хвостовик.

Допускается не устанавливать ингибиторный клапан в случае отсутствия в стволе скважины условий для гидратообразования или необходимости защиты НКТ и устьевого оборудования от воздействия агрессивных компонентов.

8.1.4 Секции лифтовой колонны выше эксплуатационного пакера должны комплектоваться из НКТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями в соответствии со стандартом API SPEC 5 CT [9], ГОСТ 52203 и ГОСТ 633; подпакерный хвостовик разрешается комплектовать из гладких НКТ по ГОСТ 633.

8.2 Беспакерная схема эксплуатации газовых скважин.

При беспакерной схеме эксплуатации лифтовая колонна комплектуется из гладких НКТ по ГОСТ 633 и оборудуется посадочным ниппелем и воронкой.

8.3 Устье газовых скважин должно быть оборудовано:

- колонной головкой по ГОСТ Р 51365;
- трубной головкой;
- елкой ФА по ГОСТ 13846 в хладостойком исполнении.

Типоразмер и компоновка устьевого оборудования определяются проектом разработки месторождения и регламентируются рабочим проектом на строительство скважин. ФА должна обеспечивать спуск и подъем скважинного оборудования и оснащаться заводом-изготовителем дросселями с ручным или дистанционным управлением, запорной арматурой с дистанционным и (или) ручным управлением.

8.4 Исполнение элементов обвязки устья скважины с ФА и газосборным коллектором определяется рабочей документацией проекта обустройства месторождения.

8.5 Боковые отводы елки и трубной головки ФА должны оборудоваться быстроразъемными соединениями для присоединения к ним линий насосных установок при выполнении технологических операций или аварийного глушения скважины.

9 Контроль качества строительства газовых скважин

9.1 При строительстве скважин оперативный контроль за траекторией ствола, положением отклонителя и его ориентированием в процессе бурения должен проводиться с помощью инклинометрических систем. При углах ствола скважины более 60° в состав телеметрических систем рекомендуется включать приборы геофизических измерений (зонды гамма-, акустического, плотностного и нейтронного каротажа).

9.2 После окончания скважины бурением в открытом стволе, на стадии подготовки скважины к цементированию необходимо провести ГИС согласно РД 153-39.0-072-01 [23].

9.3 Контроль процесса цементирования колонн следует производить с применением станции контроля цементирования согласно РД 00158758-213-2000 [10], РД -00147001-767-2000 [11].

9.4 Контроль качества цементирования обсадных колонн следует производить с использованием стандартного комплекса промыслово-геофизических исследований: через 36 ч ОЗЦ для кондукторов (направлений) и через 48 ч для промежуточных и эксплуатационных колонн.

9.5 Перечень обязательных показателей, определяемых при проведении промыслово-геофизических исследований и характеризующих качество выполнения работ по цементированию обсадных колонн, должен соответствовать требованиям РД 00158758-213-2000 [10], РД 153-39.0-069-01 [24].

9.6 Показатель заполнения затрубного и межтрубного пространств тампонажными растворами в интервале перекрытия эксплуатационной колонной продуктивных пластов должен быть:

- в вертикальных скважинах — не менее 90 %;
- в наклонно направленных скважинах с углом наклона до 60° — не менее 80 %;
- в наклонно направленных скважинах с углом наклона более 60° и скважинах с горизонтальным окончанием — не менее 70 %;
- в остальных интервалах — не менее 70 %.

9.7 В соответствии с методикой [25] показатель качества сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и горными породами в интервале перекрытия продуктивных пластов должен быть:

- в скважинах с вертикальным окончанием — не менее 0,85;
- в скважинах с углом наклона ствола до 60° — не менее 0,75;
- в скважинах с углом наклона ствола более 60° и с горизонтальным окончанием — не менее 0,7.

В вышележащих непродуктивных интервалах показатель качества сцепления камня должен быть не менее 0,7 при использовании тампонажных растворов нормальной плотности и не менее 0,4 при использовании облегченных тампонажных растворов независимо от их плотности.

9.8 Работы по оценке герметичности обсадных колонн и межколонных пространств перед освоением скважин должны выполняться в соответствии с требованиями РД 00158758-213-2000 [10] с учетом прочностных характеристик тампонажного камня в приустьевой части.

9.9 В случае получения показателей заполнения затрубного пространства тампонажными растворами и качества сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной и породой ниже указанных в 9.6 и 9.7 окончательная оценка пригодности скважины к эксплуатации должна производиться по результатам освоения и пробной эксплуатации скважины в соответствии с ПБ 07-601-03 [26]. В этом случае основным показателем является отсутствие межколонных давлений.

9.10 Технические средства и средства измерений, используемые на всех стадиях и при всех видах работ на скважине, должны быть аттестованы и поверены в установленном порядке.

10 Требования к эксплуатации газовых скважин

10.1 Режимы эксплуатации газовых скважин должны обеспечивать получение проектных дебитов и устойчивость пород-коллекторов в прискважинной зоне пласта в течение всего жизненного цикла месторождения и обосновываться в проекте разработки месторождения.

10.2 Диаметр лифтовых колонн должен определяться проектом разработки месторождений в соответствии с правилами [27] и учетом:

- ожидаемого максимального рабочего дебита скважины;
- создания максимально допустимого давления в стволе;
- получения скоростей потока газа в лифтовых колоннах, обеспечивающих вынос с забоя скважины жидких и твердых примесей на всех режимах эксплуатации.

10.3 Технологический режим работы скважины должен устанавливаться ежеквартально по каждой скважине на основании результатов текущей эксплуатации и исследований скважин в соответствии с руководством [28] и с учетом:

- дебита;
- забойного давления (рабочей депрессии);
- давления на буфере и в затрубном пространстве;
- температуры потока газа.

10.4 Для дистанционного контроля за параметрами работы газовой скважины и управления технологическими процессами она должна быть оборудована средствами автоматизации и телемеханизации, определенными рабочей документацией проекта обустройства месторождения в соответствии с требованиями основных положений [29].

10.5 Объемы автоматизации эксплуатационных газовых скважин должны включать:

- измерение давления и температуры газа на устье скважины;

- расход газа со скважины;
- сигнализацию состояния оборудования;
- управление запорными органами на ФА и выкидных линиях к газосборному коллектору.

10.6 При эксплуатации скважин необходимо:

- проверять техническое состояние скважины и установленного оборудования;
- проверять соответствие параметров работы оборудования добычным возможностям скважины и установленному технологическому режиму;
- оценивать надежность и работоспособность узлов оборудования, используя комплекс исследований и измерений (замер дебитов, обводненности продукции, глубинные замеры температуры и давлений, учет отказов и ремонтов оборудования, анализ проб газа, воды и др.).

10.7 Газодинамические исследования необходимо осуществлять не реже одного раза в квартал в целях определения параметров работы скважин и оптимизации режимов ее эксплуатации.

10.8 Исследования по скважинам, включающие наблюдения за статическим уровнем, отборы проб, гидрохимические исследования, измерения количества и качества вод, выносимых с газом из скважины, оценку динамики ГВК, текущей газонасыщенности и технического состояния скважин, следует выполнять и контролировать в соответствии с проектом разработки месторождения и планом геолого-технических мероприятий. Виды, объем, периодичность исследований и измерений должны устанавливаться газодобывающей организацией.

11 Требования промышленной безопасности и охраны окружающей среды

11.1 При производстве работ по бурению, освоению, обвязке и эксплуатации скважин на кусте необходимо соблюдать требования правил безопасности ПБ 08-624-03 [2], РД 08-435-02 [30], правил пожарной безопасности ВППБ 01-04-98 [31], ППБ 01-03 [32], инструкции по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин [33], инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98 [34], типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах РД 09-364-00 [35], СТО Газпром 17, проектов разработки, обустройства месторождения и рабочих проектов на строительство скважин.

11.2 Работники, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на кустовой площадке, должны пройти специальный инструктаж по безопасному ведению работ в соответствии с тре-

бованиями РД 08-435-02 [30] и аттестацию в порядке, предусмотренном РД 03-444-02 [36] и СТО Газпром РД 39-1.2-086.

11.3 В процессе работы скважины необходимо осуществлять текущее обслуживание оборудования скважины согласно инструкциям на эксплуатацию оборудования.

11.4 В случае неисправности отдельных деталей или узлов устьевого оборудования должны быть немедленно приняты меры по устранению обнаруженных неисправностей или замене неисправных деталей и узлов оборудования.

11.5 В случае обнаружения утечек газа на действующих скважинах работники, обслуживающие эти скважины, обязаны принять срочные меры по остановке этих скважин и немедленно оповестить руководство газодобывающей организации и руководителей работ на кусте о факте обнаружения утечек газа. При отрицательных результатах с учетом принятых мер по устранению утечек газа необходимо сообщить об инциденте оперативному дежурному территориальной противодонной военизированной части.

11.6 При авариях с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте должны быть прекращены. В случае возникновения открытого фонтана необходимо остановить соседние скважины, немедленно прекратить работы и эвакуировать людей из опасной зоны, заглушить все двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию, прекратить пользоваться открытым огнем и принять все меры, препятствующие искрообразованию в районе скважины. Следует оповестить об аварийном фонтанировании скважины диспетчерскую (инженерно-технологическую) службу газодобывающей организации и оперативного дежурного территориальной противодонной военизированной части.

11.7 Ликвидацию открытого газового фонтана следует производить согласно СТО Газпром РД 1.2-094.

11.8 Мероприятия по охране окружающей природной среды должны быть регламентированы разделом «Охрана окружающей среды» рабочего проекта на строительство скважин. Раздел должен быть разработан в соответствии с требованиями:

- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [37];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» [38];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» [39];
- Федеральный закон «О животном мире» [40];
- Федеральный закон «О недрах» [41];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» [42];
- Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности» [43];
- Федеральный закон «Водный кодекс Российской Федерации» [44].

Библиография

- [1] Руководящий документ
ООО «ТюменНИИГипрогаз»
РД 51-00158758-185-97
Макет рабочего проекта на
строительство скважин на
месторождениях Западной Сибири
- [2] Правила безопасности
Госгортехнадзор России
ПБ 08–624–03
Правила безопасности в нефтяной
и газовой промышленности
- [3] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-616-03
Методические рекомендации
по осуществлению идентификации
опасных производственных объектов
- [4] Руководящий документ
ООО «ТюменНИИГипрогаз»
РД 00158758-242-2003
Регламент по технологии бурения
и заканчивания газовых скважин
с установкой противопесочных
фильтров
- [5] Expandable Sand Screen. Completion Systems. Weatherford. 2000
- [6] Обзор технологий расширяющихся труб. Baker Hughes. 2005
- [7] Каталог ОАО «Тяжпрессмаш». – Рязань, 2002
- [8] Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин
(одобрена и рекомендована к применению на территории Российской Федерации
и стран СНГ решением конференции Ассоциации буровых подрядчиков 18.09.96)
- [9] Международный стандарт Американского
нефтяного института API SPEC 5CT
Specification for Casing and Tubing
(US Customary Units), Fourth Edition,
November 1, 1992 American Petroleum
Institute

- [10] Руководящий документ
ООО «ТюменНИИгипрогаз»
РД 00158758-213-2000
Технологический регламент
по креплению скважин
на месторождениях севера
Тюменской области
- [11] Руководящий документ
ОАО «Газпром»,
ОАО НПО «Бурение»
РД 00147001-767-2000
Инструкция по креплению
нефтяных и газовых скважин
- [12] Нормативный документ
ООО «ТюменНИИгипрогаз»
НД 00158758-265-2003
Регламент по технологии бурения
и крепления скважин на Песцовом
месторождении
- [13] Стандарт предприятия
ООО «ТюменНИИгипрогаз»
СТП 39-2.1-001-2001
Буровые растворы. Составы
и технология применения
для строительства скважин
на Крайнем Севере
- [14] Нормативный документ
ООО «ТюменНИИгипрогаз»
НД 00158758-269-2003
Регламент по приготовлению и приме-
нению незамерзающих спецжидкостей
и технологии заполнения межколон-
ных пространств при цементировании
эксплуатационных колонн
- [15] Инструкция по приготовлению и применению буферных жидкостей
(утверждена ООО «ТюменНИИгипрогаз» 01.09. 1999)
- [16] Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность
(утверждена ВНИИКрнефть, 1999)
- [17] Сборник регламентирующих документов и инструкций по креплению скважин
на месторождениях и ПХГ ОАО «Газпром» (утвержден ОАО «Газпром» 11.08.2000)
- [18] Технические условия
ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»
ТУ 41-12-090-92
Заколонные взрывные пакера ПВ
- [19] Технические условия
ОАО НПО «Бурение»
ТУ 39-00147001-177-98
Установка смесительно-
осреднительная

- [20] Методика определения газопроницаемости тампонажного камня
(утверждена ООО «ТюменНИИгипрогаз» 2000)
- [21] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 08-492-02
- Инструкция о порядке ликвидации,
консервации скважин и оборудования
их устьев и стволов
- [22] Стандарт организации
ООО «Уренгойгазпром»
СТО 05751745-119-2006
- Технологический регламент
на консервацию газовых и газоконденсатных
скважин без глушения на Уренгойском
месторождении
- [23] Руководящий документ
Минэнерго России
РД 153-39.0-072-01
- Техническая инструкция по проведению
геофизических исследований и работ
приборами на кабеле в нефтяных
и газовых скважинах
- [24] Руководящий документ
Минэнерго России
РД 153-39.0-069-01
- Техническая инструкция по проведению
геолого-технических исследований нефтяных
и газовых скважин
- [25] Методика сравнительной оценки качества цементирования обсадных колонн
по данным АКЦ (утверждена БП «Тюменбурггаз» 01.09.1997)
- [26] Правила безопасности
Госгортехнадзор России
ПБ 07-601-03
- Правила охраны недр
- [27] Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений
(утверждены приказом Миннефтепрома СССР 15.10.84 № 44)
- [28] Руководство по исследованию скважин (утверждено ООО «ВНИИГАЗ», 1999)
- [29] Основные положения по автоматизации, телемеханизации и созданию
информационно-управляющих систем предприятий добычи и подземного
хранения газа (утверждены ОАО Газавтоматика, 1997)

- | | |
|--|---|
| [30] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 08-435-02 | Инструкция по безопасности одновременного
производства буровых работ, освоения
и эксплуатации скважин на кусте |
| [31] Правила безопасности
ВППБ 01-04-98 | Правила пожарной безопасности
для предприятий и организаций газовой
промышленности |
| [32] Правила безопасности
ППБ 01-03 | Правила пожарной безопасности
в Российской Федерации |
| [33] Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений
при строительстве и ремонте скважин (утверждена ОАО «Газпром», 1999) | |
| [34] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 08-254-98 | Инструкция по предупреждению газонефтеводо-
проявлений и открытых фонтанов при строитель-
стве и ремонте скважин в нефтяной и газовой
промышленности |
| [35] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 09-364-00 | Типовая инструкция по организации безопасного
проведения огневых работ на взрывоопасных и
взрывопожароопасных объектах |
| [36] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-444-02 | Положение о порядке подготовки и аттестации
работников организаций, осуществляющих дея-
тельность в области промышленной безопасности
опасных производственных объектов, подконт-
рольных Госгортехнадзору России |
| [37] Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
(в ред. ФЗ от 31.12.2005 № 199-ФЗ) | |
| [38] Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»
(в ред. ФЗ от 31.12.2005 № 199-ФЗ) | |
| [39] Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом
благополучии населения» (в ред. ФЗ от 31.12.2005 № 199-ФЗ) | |

- [40] Федеральный закон от 24.04.1995 № 52-ФЗ «О животном мире»
(в ред. ФЗ от 31.12.2005 № 199-ФЗ)
- [41] Федеральный закон от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»
(в ред. ФЗ от 25.10.2006 № 173-ФЗ)
- [42] Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ
«Об отходах производства и потребления» (в ред. ФЗ от 29.12.2004 № 199-ФЗ)
- [43] Федеральный закон от 08.08.2001 № 128-ФЗ
«О лицензировании отдельных видов деятельности»
(в ред. ФЗ от 21.03.2005 № 20-ФЗ)
- [44] Федеральный закон от 03.06.2006 № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации»
(в ред. ФЗ от 04.12.2006 № 201-ФЗ)

ОКС 75.020

Ключевые слова: скважина газовая эксплуатационная, технические требования, технические решения, проектирование, конструкция скважины, подземное оборудование, устьевое оборудование, контроль качества
