ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

ПРИКАЗ

20 ноября 2017 г. Москва № 486

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 49238
от "14" декабря 2017.

Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа»

В соответствии с подпунктом 5.2.2.16(1) пункта 5 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348; 2006, № 5, ст. 544; № 23, ст. 2527; № 52, т. 5587; 2008, № 22, ст. 2581; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 49, ст. 5976; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 38, ст. 4835; 2011, № 6, ст. 888; № 14, ст. 1935; № 41, ст. 5750; № 50, ст. 7385; 2012, № 29, ст. 4123; № 42, ст. 5726; 2013, № 12, ст. 1343; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 108; № 35, ст. 4773; 2015, № 2, ст. 491; 2015, № 4, ст. 661; 2016, № 28, ст. 4741; № 48, ст. 6789; 2017, № 12, ст. 1729; № 26, ст. 3847), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа».

2. Признать утратившим силу приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 ноября 2013 г. № 561 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа»

gost.e-ecolog.ru

(зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 декабря 2013 г., регистрационный № 30994).

3. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев с момента его официального опубликования.

Руководитель  А.В. Алёшин

Утверждены
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «20» ноября 2017 г. № 486

ФЕДЕРАЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ «ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА»

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа» (далее – Правила) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588; 2000, № 33, ст. 3348; 2003, № 2, ст. 167; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 19, ст. 1752; 2006, № 52, ст. 5498; 2009, № 1, ст. 17, ст. 21; № 52, ст. 6450; 2010, № 30, ст. 4002; № 31, ст. 4195, ст. 4196; 2011, № 27, ст. 3880; № 30, ст. 4590, ст. 4591, ст. 4596; № 49, ст. 7015, ст. 7025; 2012, № 26, ст. 3446; 2013, № 9, ст. 874; № 27, ст. 3478; 2015, № 1, ст. 67; № 29, ст. 4359; 2016, № 23, ст. 3294; № 27, ст. 4216; 2017, № 9, ст. 1282; № 11, ст. 1540), Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; № 35, ст. 3607; 2006, № 17, ст. 1778; № 44, ст. 4538; 2007, № 27, ст. 3213; № 49, ст. 6056; 2008, № 18, ст. 1941; № 29, ст. 3418; № 29, ст. 3420; № 30, ст. 3616; 2009, № 1, ст. 17, № 29, ст. 3601, № 52, ст. 6450; 2010, № 21, ст. 2527; № 31, ст. 4155; 2011, № 15, ст. 2018; № 15, ст. 2025; № 30, ст. 4567; № 30, ст. 4570; № 30, ст. 4572; № 30, ст. 4590; № 48, ст. 6732; № 49, ст. 7042; № 50, ст. 7343; № 50, ст. 7359; 2012, № 25, ст. 3264; № 31, ст. 4322; № 53, ст. 7648; 2013, № 19, ст. 2312; № 30, ст. 4060; № 30, ст. 4061; № 52, ст. 6961; № 52, ст. 6973; 2014,

№ 26, ст. 3377; № 30, ст. 4261; № 30, ст. 4262; № 48, ст. 6647; 2015, № 1, ст. 11; № 1, ст. 12; № 1, ст. 52; 2015, № 27, ст. 3996; № 29, ст. 4350; № 29, ст. 4359; 2016, № 15, ст. 2066; № 27, ст. 4212; 2017, № 31, ст. 4737; № 40, ст. 5750), Федеральным законом от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, №14, ст. 1667, 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 52, ст. 5595; 2006, № 6, ст. 636; № 52, ст. 5498; 2007, № 27, ст. 3213; 2008, № 29, ст. 3420; 2009, № 1, ст. 17; № 1, ст. 21; 2011, № 30, ст. 4590; № 30, ст. 4596; № 45, ст. 6333; 2012, № 50, ст. 6964; № 53, ст. 7616; № 53, ст. 7648; 2013, № 14, ст. 1643; 2014, № 30, ст. 4218; 2015, № 45, ст. 6208; № 48, ст. 6723; 2016, № 27, ст. 4203; № 50, ст. 6975; 2017, № 31, ст. 4754) и Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401.

2. Настоящие Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа (далее – ОПО ПХГ), на которых получаются, используются, хранятся, транспортируются опасные вещества, в том числе способные образовывать взрывоопасные смеси.

3. Правила предназначены для применения при:

разработке технологических процессов, связанных с проектированием, строительством, реконструкцией ОПО ПХГ;

эксплуатации, техническом перевооружении, капитальном ремонте, консервации и ликвидации ОПО ПХГ;

проведении экспертизы промышленной безопасности документации на техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию ОПО ПХГ;

проведении экспертизы промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, деклараций промышленной безопасности ОПО ПХГ.

4. ПХГ в соответствии с проектными решениями включает в себя скважины различного назначения (эксплуатационные, специальные), наземный технологический комплекс (компрессорная станция, установки очистки, осушки, подогрева и охлаждения газа, узел замера расхода газа, установки подготовки газа к транспорту, трубопроводы) и классифицируются по назначению:

базисные, предназначенные для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме и обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности потребления газа;

пиковые, предназначенные для циклической эксплуатации в пиковом технологическом режиме и обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности потребления газа;

мультицикличные, предназначенные для эксплуатации в мультицикличном технологическом режиме;

стратегические, создаваемые по решению Правительства Российской Федерации для образования стратегического запаса газа, используемого в исключительных случаях по решению Правительства Российской Федерации;

базовые, имеющие региональное значение и влияющее на газотранспортную систему и газодобывающие организации;

районные, имеющие районное значение и влияющее на группы потребителей и участки газотранспортной системы (на газодобывающие организации при их наличии);

локальные, имеющие локальное значение и область влияния, ограниченную отдельными потребителями.

В зависимости от наличия коррозионно-активных и абразивных компонентов в продукции и устойчивости пластов-коллекторов ПХГ подразделяются на три группы:

I группа – ПХГ, созданные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, в водоносных пластах

и выработках каменной соли, продукция которых не содержит коррозионно-активных и абразивных компонентов;

II группа – ПХГ, созданные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и в водоносных пластах, продукция которых не содержит коррозионно-активных компонентов, пласт-коллектор представлен породами, склонными к разрушению при эксплуатации (в процессе проведения газодинамических исследований при максимально допустимых депрессиях в призабойной зоне фиксируется вынос пород);

III группа – ПХГ, созданные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и в водоносных пластах, продукция которых содержит коррозионно-активные компоненты, содержание сероводорода 6 % (объемных) и выше.

5. Пожарная безопасность ОПО ПХГ обеспечивается в соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 30, ст. 3579, 2010, № 1, ст. 5; 2012, № 29, ст. 3997; 2013, № 27, ст. 3477; 2014, № 26, ст. 3366; 2015, № 29, ст. 4360; 2016, № 27, ст. 4234; 2017, № 31, ст. 4793), постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 19, ст. 2415; 2014, № 9, ст. 906; 2014, № 26, ст. 3577; 2015, № 11, ст. 1607; 2015, № 46, ст. 6397; 2016, № 15, ст. 2105; 2016, № 35, ст. 5327; 2016, № 40, ст. 5733; 2017, № 13, ст. 1941; 2017, № 41, ст. 5954) и иными нормативными правовыми актами, устанавливающими противопожарные требования, относящиеся к ОПО ПХГ.

6. Используемые термины и определения приведены в приложении № 1 к Правилам.

II. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

7. Для площадочных сооружений ОПО ПХГ, включая площадки хранения нефтепродуктов, сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, необходимо выполнять требования к обеспечению взрывобезопасности согласно пунктам 3.1-3.3, 10.4 и 10.5 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 апреля 2013 г., регистрационный № 28138) с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 26 ноября 2015 г. № 480 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 18 февраля 2016 г., регистрационный № 41130).

Для технических устройств и сооружений ОПО ПХГ при использовании в технологическом процессе токсичных, высокотоксичных и представляющих опасность для окружающей среды химически опасных веществ необходимо выполнять требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов», утверждённых приказом Ростехнадзора от 21 ноября 2013 г. № 559 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 декабря 2013 г., регистрационный № 30995).

8. Для создания и эксплуатации ОПО ПХГ должен быть разработан технологический проект, включающий в себя стадии опытно-промышленной эксплуатации и промышленной эксплуатации, содержащий исходные данные для разработки проекта обустройства ОПО ПХГ.

9. Технологический проект разрабатывается и утверждается в соответствии с Положением 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, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 10, ст. 1100; 2011, № 32, ст. 4846, 2014, № 14, ст. 1648; 2015, № 2, ст. 480; 2015, № 44, ст. 6128; 2015, № 52, ст. 7618; 2016, № 8, ст. 1134; 2016, № 22, ст. 3233; 2016, № 51, ст. 7388).

10. Технологический проект должен соответствовать требованиям к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, утвержденным приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 октября 2010 г. № 464 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 23 ноября 2010 г., регистрационный № 19019).

11. В технологическом проекте следует предусматривать объектный мониторинг, необходимый для осуществления системы контроля этапов строительства и эксплуатации. Объектный мониторинг также должен содержать мероприятия по контролю герметичности объекта хранения в процессе строительства и эксплуатации ПХГ.

12. Применяемые на площадочных сооружениях ОПО ПХГ средства защиты от возможных видов коррозии должны обеспечивать безаварийное функционирование ОПО ПХГ в соответствии с условиями и сроком эксплуатации, установленными проектной документацией/документацией.

13. Конструктивное исполнение и размещение оборудования, трубопроводов, систем контроля и управления должны обеспечивать возможность контроля их технического состояния, а также возможность технического обслуживания.

14. Для контроля загазованности воздушной среды в производственных помещениях должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин, и с выдачей

сигналов в систему управления технологическим процессом и противоаварийной защиты. При этом все случаи загазованности должны регистрировать приборы с автоматической записью.

15. Применяемый способ регулирования давления должен обеспечивать работу дожимных компрессорных станций и технологических насосных при давлении, поддерживаемом в установленных для них пределах.

16. Применяемые оборудование, трубы, арматура, фланцевые соединения и фасонные детали на всасывающих и нагнетательных линиях компрессорных станций ОПО ПХГ должны обеспечивать их безопасную эксплуатацию при максимальном расчетном давлении нагнетания.

17. Установка сепаратора для отделения жидкой фазы и механических примесей на линиях сброса обосновывается в проектной документации.

18. Системы сброса газа должны обеспечивать безопасные условия рассеивания газа с учетом местных климатических условий, включая розу ветров.

19. На компрессорных станциях ОПО ПХГ следует предусматривать возможность продувки газопроводов и оборудования инертным газом (паром).

20. При выборе электрооборудования во взрывозащищенном исполнении следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон. Классы и размеры взрывоопасных зон следует определять и указывать в проектной документации.

21. Планировка насосных станций и резервуарных парков, размещение оборудования и прокладка трубопроводов должны обеспечивать локализацию, сбор и удаление опасных веществ в случае их утечки.

22. Здания, сооружения, технические устройства и иные объекты обустройства ПХГ, промышленные, сельскохозяйственные объекты, отдельные здания и сооружения, зоны рекреационного назначения, не относящиеся к обустройству ОПО ПХГ, следует размещать на безопасных расстояниях, установленных в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

23. Размещение зданий и сооружений объектов обустройства ОПО ПХГ должно соответствовать приложению № 2 настоящих Правил.

III. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

24. Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

применение оборудования, способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения флюидоотдачи пластов в соответствии с принятыми проектными решениями;

условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства буровых работ и эксплуатации скважины;

получение горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраной окружающей среды, за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.

25. Конструкция скважины должна предусматривать возможность ремонта скважины, в том числе путем забуривания и проводки нового ствола скважины.

26. Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать:

подвеску с расчетным натяжением промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях

работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на противовыбросовом оборудовании;

контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

возможность аварийного глушения скважины;

испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

27. Число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

28. Прочность кондукторов и технических колонн, а также оборудования устья скважины должна подтверждаться расчетом предельного объема поступившего в скважину флюида, при котором возможна ликвидация газонефтеводопроявления глушением без превышения допустимых давлений для каждого вскрытого скважиной необсаженного пласта.

Требования безопасности к проектированию, строительству опасных производственных объектов подземных хранилищ газа в каменной соли

29. Количество резервуаров и их размещение определяется исходя из площади распространения соляной залежи и наличия прослоев калийно-магниевых и других солей.

30. При размыве резервуаров должен осуществляться контроль следующих параметров:

давления и температуры в линиях закачки и выхода рассола,

плотности и химического состава рассола в линиях закачки и выхода (последнее - для бесшахтных резервуаров в каменной соли);

уровня границы раздела фаз в выработке-емкости;

формы и размеров выработки-емкости.

31. Система контроля подземных резервуаров всех типов должна предусматривать измерение следующих эксплуатационных параметров:

количества поступающего и выдаваемого продукта;

давления и температуры в линиях закачки и отбора газа; качества газа.

32. Конструкция эксплуатационной скважины должна обеспечивать:

закачку и отбор флюида (газ, рассол, жидкого и газообразного нерастворителя) с проектной производительностью;

отбор проб флюида;

ввод в скважину ингибиторов гидратообразования (при наличии условий гидратообразования) и коррозии (при наличии агрессивной среды);

возможность перекрытия сечений подвесных колонн в стволе или устьевой обвязке скважины при возникновении аварийных ситуаций;

разобщение и изоляцию вскрытых водоносных горизонтов;

защиту от коррозионного и термобарического воздействия на геологическую среду;

спуск, подъем и смену подвесных колонн, установку и извлечение скважинного оборудования;

проведение геофизических, диагностических работ на скважине и в выработке-емкости, а также профилактических и ремонтных работ на скважине.

Башмак основной обсадной колонны эксплуатационной скважины должен располагаться в каменной соли или в вышележащих устойчивых и непроницаемых породах при условии обеспечения герметичности, рассчитанной в проектной документации.

33. Испытание на герметичность подвесных колонн осуществляется непосредственно в скважине на максимальное проектное давление, установленное для эксплуатации резервуара с коэффициентом запаса 1,05.

После извлечения внешней подвесной колонны при пакерном способе эксплуатации не допускается ее повторное использование.

34. Испытание резервуара на герметичность осуществляется на максимальное проектное давление с коэффициентом запаса 1,05 .

35. Способы удаления рассола с площадок строительства определяются в проектной документации.

36. При эксплуатации подземных резервуаров по рассольной схеме в случаях невозможности утилизации или реализации рассола в составе сооружений следует предусматривать рассолохранилище.

37. При бурении эксплуатационных скважин в каменной соли должны быть предусмотрены особенности проходки и крепления скважин в интервалах залегания солей.

IV. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К БУРЕНИЮ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА И УСТАНОВКЕ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

38. Основным документом на производство буровых работ на ОПО ПХГ является рабочий проект производства буровых работ (далее – рабочий проект), разработанный в соответствии с требованиями настоящих Правил, других нормативных правовых актов, регламентирующих порядок проектирования.

39. Рабочий проект разрабатывается:

на бурение отдельной скважины (индивидуальный);

на бурение группы скважин, расположенных на одной кустовой площадке или одном ПХГ, площади (групповой).

40. Разработка рабочего проекта группы скважин осуществляется при совокупности следующих факторов:

назначения скважин;

проектные глубины по стволу скважин;

конструкции скважин (одинаковые диаметры обсадных колонн и их количество (без учета направлений), отклонение глубин спуска обсадных колонн от указанных в рабочем проекте по вертикали не должно превышать 400 м);

плотность бурового раствора, отличающаяся от предусмотренной в рабочем проекте, в пределах +/- 0,3 г/см^3;

горно-геологические условия проводки;

условия природопользования.

41. Разрешается включение скважин, имеющих отклонение по рабочему проекту на бурение группы скважин по вертикальной глубине 400 м между наиболее и наименее глубокой скважиной. Отличие по длине ствола между наиболее и наименее протяженной скважиной не должно превышать 2000 м.

42. Производство буровых работ на каждой последующей скважине по рабочему проекту на бурение группы скважин должно осуществляться с учетом опыта проводки предыдущих скважин.

43. Разрешается повторное использование рабочего проекта для производства буровых работ на последующих скважинах и скважинах на идентичных по геолого-техническим условиям площадях и ПХГ. Повторное использование рабочего проекта может осуществляться при общности горно-геологических условий. Повторное использование рабочего проекта оформляется протоколом комиссии, создаваемой пользователем недр (заказчиком), и согласовывается с проектной организацией.

44. Разрабатываемый рабочий проект должен учитывать опыт буровых работ на скважинах данной и ближайших площадей с аналогичными условиями и обеспечивать возможность бурения последующих скважин.

45. Рабочий проект должен содержать следующие данные и решения:

географическую и климатическую характеристику района работ;

горно-геологические условия бурения;

обоснование конструкции скважины, профиль наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

совмещенный график пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва, ожидаемые давления на устье при газонефтеводопроявлениях;

исходные данные для расчета обсадных колонн, коэффициенты запаса прочности при расчетах, итоговые таблицы компоновок обсадных и лифтовых колонн, типы резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб, регламент спуска обсадных колонн (например, скорости спуска, усилия свинчивания);

обоснование плотности бурового раствора и диапазон колебаний других параметров промывочной жидкости;

способ бурения, компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки, запаса прочности и типа замковых соединений, скорость спуско-подъемных операций;

тип тампонажного материала, свойства его камня и раствора (растекаемость, водоотдача, начало загустевания и схватывания, проницаемость, прочность, стойкость к агрессивным средам), способ и гидравлическую программу цементирования исходя из горно-геологических условий;

контроль процесса цементирования и изучения состояния крепи после затвердения тампонажного раствора;

объем исследования стратиграфического разреза в процессе бурения для уточнения пластовых давлений и состава флюида;

технологию вторичного вскрытия пластов (перфорации) и типы используемых для этого технических устройств;

способы освоения скважины, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и программу геолого-геофизических исследований;

схемы обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием и фонтанной арматурой, технические характеристики

сальниковых уплотнений и давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами, порядок и условия опрессовки межколонных пространств;

мероприятия по охране окружающей среды (описание технологических процессов и перечень технических устройств по очистке и утилизации производственных отходов, повторному использованию сточных вод, безопасному их сбросу в объекты природной среды, нейтрализации отрицательного воздействия отработанного бурового раствора и шлама на окружающую среду при их захоронении, проект рекультивации нарушенных земель);

геолого-технический наряд на производство буровых работ;

тип и размеры фундаментов под буровую установку, которые определяются исходя из нагрузки на основание, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для данного грунта;

средства защиты персонала и состав контрольно-измерительных приборов и аппаратуры, в том числе для контроля состояния воздушной среды при вскрытии продуктивных горизонтов с агрессивными флюидами;

объем запаса бурового раствора;

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений;

комплекс мероприятий, обеспечивающий пожарную безопасность ОПО ПХГ и включающий устройства кольцевой сети противопожарного водопровода с максимальным расходом воды на пожаротушение, определяемым реализуемыми на объекте техническими решениями; связи и оповещения; контроля газопаровоздушной среды; автоматизации процесса хранения углеводородов; автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации;

методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность, безопасный срок эксплуатации скважин;

комплексы методов геофизических исследований скважин в процессе реализации рабочего проекта, соответствующие геолого-техническим условиям ведения работ.

Требования безопасности при бурении скважин

46. На всех этапах производства буровых работ должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями рабочего проекта.

47. Контроль за ходом производства буровых работ, качеством выполнения указанных работ, технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда должен осуществляться пользователем недр, организацией, осуществляющей производство буровых работ, и другими субъектами хозяйственной деятельности, уполномоченными пользователем недр.

48. Вскрытие пласта-коллектора объекта эксплуатации проводится с обеспечением минимального воздействия на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора.

49. При вскрытии слабосцементированного пласта-коллектора выполняются мероприятия по укреплению призабойной зоны скважины.

50. После спуска и цементирования каждой обсадной колонны проводится контроль состояния обсадных труб, цементного камня и положения элементов оснастки.

51. Температура вспышки раствора на углеводородной основе должна на 50 °С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины.

52. Режим спуска обсадных колонн и гидравлическая программа цементирования должны рассчитываться и осуществляться таким образом, чтобы обеспечить минимально возможную репрессию на продуктивные

горизонты и не допускать осложнений, связанных с гидроразрывом пород и поглощением. В процессе цементирования должна обеспечиваться непрерывная приборная регистрация параметров, характеризующих этот процесс.

53. После окончания бурения, реконструкции или ремонта скважин, связанного с переоборудованием устья, низ колонной головки должен быть расположен не ниже 300 мм от уровня земной поверхности (шахты) для обеспечения свободного доступа к замерным узлам межколонных пространств.

Требования безопасности при проведении перфорационных работ на скважинах

54. Перфорационные работы на скважинах ПХГ в зависимости от геологических и технологических условий осуществляются прострелочно-взрывным или гидропескоструйным способом.

55. Технический проект на производство перфорационных работ разрабатывается геофизической организацией и согласовывается с буровой организацией и пользователем недр в части обеспечения сохранности недр, конструкции скважины, характеристик интервала перфорации.

56. При выполнении прострелочно-взрывных работ в составе сложных технологий испытания и освоения скважин, требующих непосредственного взаимодействия персонала подрядчика и заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями.

V. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

57. Эксплуатация технических устройств должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации и обслуживанию, составленными изготовителями или эксплуатирующей организацией с учётом требований инструкций изготовителя. Маркировка и техническая

документация устройств иностранного производства выполняются производителем или поставщиком оборудования на русском языке.

58. Сведения о проведённых ремонтах, освидетельствованиях, диагностических обследованиях вносятся в технические паспорта (эксплуатационные формуляры) технических устройств.

59. Сведения о результатах периодических диагностических обследований, проведенных ремонтах, техническом перевооружении, реконструкциях трубопроводов и скважин вносятся в технические паспорта (эксплуатационные формуляры) трубопровода и дела (паспорта скважин).

60. Срок безопасной эксплуатации скважин указывается в проектной документации, документации, разработанной автором технологического проекта, заключении экспертизы промышленной безопасности.

Эксплуатация подземной (пластовой) части подземных хранилищ газа

61. Этап опытно-промышленной эксплуатации ПХГ начинается с первой закачки газа в объект хранения и продолжается до выхода хранилища на проектные показатели.

62. На стадии опытной эксплуатации ПХГ производятся:

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

развитие и дополнение базы данных текущими данными эксплуатации;

уточнение и совершенствование геологической и технологической моделей эксплуатации.

63. По результатам опытно-промышленной эксплуатации выполняется анализ эксплуатации ПХГ, в котором на основании проведенных наблюдений и исследований дается заключение о дальнейшем развитии хранилища и возможности выхода на утвержденные проектные показатели циклической эксплуатации, в остальных случаях вносятся изменения в технологический проект ПХГ.

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

65. Эксплуатация ПХГ осуществляется в соответствии с технологическим проектом.

66. При эксплуатации ПХГ для сглаживания пиковых нагрузок допускается кратковременное (до 10 дней) превышение до 20 % фактического суточного отбора газа над отбором, предусмотренным технологическим проектом, при условии согласования режима с организацией, ведущей авторский надзор.

67. Режим эксплуатации ПХГ устанавливается с учетом следующих условий:

предупреждение образования гидратов и солей в призабойной зоне пласта, колоннах лифтовых труб, трубопроводах, наземном оборудовании;

предупреждение преждевременного износа скважинного оборудования, трубопроводов, наземного оборудования вследствие наличия в продукции скважин механических примесей и коррозионно-активных компонентов;

предупреждение нарушения герметичности объекта хранения;

сохранение фильтрационно-емкостных свойств и производительности объекта хранения.

68. Баланс газа в ПХГ ведется на основе фактических замеров расхода газа на пункте замера расхода газа с учетом собственных технических нужд и включает:

оценку затрат газа на собственные технические (технологические) нужды;

расчет объема закачанного (отобранного) газа за сутки, месяц, сезон с учетом собственных технических нужд;

расчет общего объема газа ПХГ.

69. Если на ОПО ПХГ эксплуатируется несколько объектов хранения, то баланс газа ведется как в целом по ОПО ПХГ, так и по каждому объекту хранения отдельно.

70. Контроль за распространением газа в объекте хранения проводится в соответствии с объектным мониторингом (ОМ).

71. Контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах осуществляется путем замера пластового давления, уровней пластовой воды в контрольных скважинах.

72. Если в составе ОПО ПХГ эксплуатируются несколько контрольных пластов, то контроль за динамикой давлений осуществляется по каждому пласту отдельно.

73. Эксплуатирующая организация в процессе эксплуатации ОПО ПХГ вправе привлекать к авторскому надзору за эксплуатацией ОПО ПХГ автора технологического проекта.

Эксплуатация трубопроводов и трубопроводной арматуры

74. К трубопроводам ОПО ПХГ, на которые распространяются настоящие Правила, относятся:

трубопроводная обвязка устьев скважин;

шлейфы скважин;

газопроводы газосборных и газораспределительных пунктов, установок подготовки газа, компрессорных станций;

газосборные коллекторы;

межплощадочные газопроводы-коллекторы;

газопроводы топливного, пускового и импульсного газа;

входные и выходные газопроводы от ОПО ПХГ до узла подключения к магистральному газопроводу или газопроводу-отводу;

метанолопроводы;

трубопроводы системы утилизации промстоков;

трубопроводы диэтиленгликоля.

75. За пределами производственной площадки трасса межплощадочных газопроводов-коллекторов, входных и выходных газопроводов от ОПО ПХГ до узла подключения к магистральному газопроводу или газопроводу-отводу обозначается на местности опознавательно-предупредительными знаками в виде столбиков со щитами-указателями, расположенными на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли. Данные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1000 м, а также на углах поворота более 30° и пересечениях трассы с другими трубопроводами и коммуникациями.

76. Необходима установка знаков:

«Якорь не бросать» - на водных переходах;

«Остановка запрещена» - на переходах через автомобильные дороги.

77. При надземной прокладке трубопроводов необходимо устанавливать и закреплять опознавательно-предупредительные знаки на опорах трубопровода в доступном и видном месте.

78. Знак должен содержать информацию о местоположении оси трубопровода, размере охранной зоны, пикете трассы, наименовании, диаметре и номер телефона эксплуатирующей организации.

79. Все надземные переходы балочного типа оборудуются ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц и механизмов к трубопроводу, должны иметь защитное покрытие и предупредительный знак «Проход и проезд запрещены».

80. На всех участках трубопровода обеспечивается возможность подъезда к любой точке трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

81. В зависимости от срока службы трубопроводов, условий их эксплуатации и проектных решений выполняются следующие контрольные мероприятия по оценке технического состояния трубопроводов ОПО ПХГ:

осмотры;

ревизия (освидетельствование, техническое диагностирование) трубопроводов;

испытания на прочность и герметичность;

экспертиза промышленной безопасности.

82. Осмотр трассы, охранной зоны трубопроводов и участков трубопроводов надземного исполнения проводится не реже двух раз в месяц в соответствии с утвержденным графиком.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий в случае визуального обнаружения утечки, падения давления в трубопроводе по показаниям манометров.

Результаты осмотров должны фиксироваться в журнале наружного осмотра трубопроводов.

83. Проверка отсутствия электрического контакта между участком трубопровода и защитным кожухом проводится не реже одного раза в год.

84. Сроки проведения ревизии трубопроводов ОПО ПХГ устанавливаются с учетом результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии (технического диагностирования) трубопроводов ОПО ПХГ и не должны превышать 8 лет.

85. Первичная ревизия трубопроводов ОПО ПХГ проводится в течение первого года эксплуатации вновь построенного трубопровода.

86. При проведении ревизий трубопроводов ОПО ПХГ необходимо:

провести контрольный осмотр трубопровода;

выделить участки, работающие в наиболее тяжелых условиях;

произвести шурфование;

проверить глубину залегания трубопровода;

проверить состояние наружной изоляции;

провести визуальный осмотр трубопровода и сварных швов на предмет коррозийных повреждений;

проверить герметичность запорной арматуры;

обследовать переходы через водные преграды, ж/д и автодороги;

на переходах через автомобильные и железные дороги проверить состояние защитного футляра и отсутствие электрического контакта трубопровода с защитным футляром.

87. На трубопроводах, для которых проектной документацией/ документацией предусматривается проведение периодических испытаний на прочность, герметичность, сроки испытаний не должны превышать двойную периодичность ревизий.

88. Трубы, трубопроводная арматура (далее – ТПА) и приводы ТПА должны применяться в строгом соответствии с их назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации.

89. Предохранительная арматура снабжается биркой с указанием давления срабатывания, даты настройки и даты очередной проверки.

90. Эксплуатация ТПА в положениях между «открыто» и «закрыто», если такая возможность не предусмотрена изготовителем, не допускается.

91. Приводы запорной арматуры оснащаются надписями и обозначениями по управлению ТПА. На ручном (механическом) приводе стрелками обозначаются направления «Открыто» и «Закрыто».

92. При эксплуатации трубопроводов и ТПА запрещается:

производить работы по устранению дефектов, подтяжку уплотнения, резьбовых соединений трубной обвязки и фитингов, находящихся под давлением;

соединять сброс газа из предохранительной арматуры разных потребителей на одну свечу рассеивания;

использовать ТПА в качестве опор;

применять устройства с открытым пламенем или взрывоопасные смеси для обогрева узлов арматуры, блока управления, импульсных трубок (обогрев производится подогретым воздухом, паром или электротенами во взрывобезопасном исполнении);

стравливать импульсный газ или переставлять арматуру во время грозы;

дросселировать газ при частично открытом затворе запорной арматуры, установленной на обводных и выпускных газопроводах, если это не предусмотрено изготовителем.

93. Работоспособность ТПА проверяется в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя.

94. Системы телемеханики и резервирования импульсного газа проверяются одновременно с ТПА.

95. Обратная арматура технологической обвязки компрессорных станций не реже одного раза в год подлежит вскрытию и внутреннему осмотру в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя.

96. Территории площадок ТПА защищаются от поверхностных вод, планируются и покрываются нетканными материалами (в случае необходимости, определяемой проектом), засыпаются твердым сыпучим материалом (гравий, щебень), на ограждении вывешиваются технологические схемы.

Эксплуатация площадочных производственных объектов

97. Производственные объекты ОПО ПХГ имеют обозначения (наименования) и станционную нумерацию в соответствии с технологическими схемами. Обозначения выполняются на видных местах.

98. В закрытых помещениях, где возможно выделение в воздух взрывоопасных смесей, необходимо осуществлять постоянный контроль воздушной среды. Данные о состоянии воздушной среды должны фиксироваться на рабочем месте и передаваться на диспетчерский пункт одновременно с передачей основных технологических параметров работы ОПО ПХГ.

99. Перед пуском оборудования ОПО ПХГ воздух должен быть вытеснен из системы на свечу рассеивания.

100. В процессе эксплуатации системы и оборудование ОПО ПХГ подвергаются периодическим испытаниям в соответствии

с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ.

101. Запрещается работа аппаратов очистки газа при отсутствии контроля перепада давления, с перепадом давлений выше предусмотренного проектной документацией/документацией, документацией изготовителя, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ и неисправными устройствами дренажа.

102. Техническое обслуживания установки очистки газа должно осуществляться в объёме и с периодичностью, предусмотренной в проектной документации/документации, документации изготовителя, технологическом регламенте на эксплуатацию ОПО ПХГ.

103. Периодичность и объём операций по техническому обслуживанию систем топливного, пускового и импульсного газа определяются проектной документацией/документацией, документацией изготовителя, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ.

104. Оборудование установок подготовки газа, газосборных и газораспределительный пунктов должно иметь возможность механического (ручного) регулирования и управления технологическими процессами.

105. Использование открытого огня для обогрева оборудования запрещается.

106. Подтягивать (производить регулировку) и заглушать предохранительные клапаны, если в них обнаружена утечка, запрещается.

107. Запрещается пуск установок при неисправных системах контроля опасных параметров процесса, задействованных в системах защиты (автоматического останова).

108. Предупредительная и аварийная сигнализация на действующих установках должна быть постоянно включена в работу.

109. Ремонт элементов сигнализации и защиты должен проводиться в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя.

110. На трубопроводах, расположенных в насосных станциях, указывается направление движения продуктов, на насосах – нумерация согласно схеме технологического процесса.

111. Во время работы насосов обеспечивается контроль давления нагнетания. Запрещается работа насоса с неисправными или не прошедшими своевременную проверку приборами контроля давления.

112. Смазка движущихся частей, устранение течей в сальниках, торцевых уплотнениях и в соединениях трубопроводов при работающем насосе запрещается.

Требования к технологическим регламентам опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

113. Технологический регламент является основным технологическим документом и определяет технологию ведения процесса или его отдельных стадий, режимы производства, безопасные условия работы в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя.

114. Технологический регламент разрабатывается на ОПО ПХГ и содержит требования для обеспечения безопасной эксплуатации следующих основных и вспомогательных технологических систем:

газосборных и газораспределительных пунктов;

установок комплексной подготовки газа;

установок низкотемпературной сепарации;

установок гликолевой осушки газа;

установок регенерации абсорбентов;

установок регенерации метанола;

компрессорных цехов;

иных технологических установок, влияющих на безопасную эксплуатацию ОПО ПХГ.

115. При проведении опытной эксплуатации, опробования нового оборудования в процессе реконструкции, технического перевооружения на

действующем ОПО с утвержденным технологическим регламентом разрабатывается отдельный технологический регламент по эксплуатации нового оборудования.

116. В состав технологического регламента входят следующие разделы:

общая характеристика производственного объекта;

характеристика применяемых исходного сырья, материалов, реагентов;

описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта;

нормы технологического режима;

контроль технологического процесса;

основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях;

безопасная эксплуатация производства;

лист регистрации изменений;

альбом технологических схем, прилагаемых к технологическому регламенту включает:

технологические схемы;

схему подземных коммуникаций;

схему инженерных сетей.

Содержание разделов технологического регламента должно соответствовать приложению № 10 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 19 апреля 2013 г., регистрационный № 28222), с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 12 января 2015 г. № 1 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 20 февраля 2015 г., регистрационный № 36191).

117. В действующий технологический регламент могут вноситься изменения, связанные с необходимостью изменения нагрузок, режимов, замены оборудования и с разработкой новой технологической схемы.

118. Срок действия технологического регламента для ОПО ПХГ составляет 5 лет.

При отсутствии изменений, наличие которых не затрудняет пользование технологическим регламентом, срок действия может быть продлен еще на 5 лет, но не более одного раза.

Срок действия изменений соответствует сроку действия технологического регламента. Технологический регламент по окончании срока его действия пересматривается с учетом произошедших изменений.

VI. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ. ОБЪЕКТНЫЙ МОНИТОРИНГ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

119. На ОПО ПХГ осуществляется объектный мониторинг, разработанный в составе технологического проекта эксплуатации ПХГ или разработанный автором технологического проекта после выхода ПХГ на проектные показатели.

120. При эксплуатации ОПО ПХГ объектами мониторинга являются:

объект хранения газа;

контрольные горизонты;

эксплуатационные, специальные скважины в пределах горного отвода ОПО ПХГ. При разработке объектного мониторинга учитываются горно-геологические особенности различных участков объекта хранения в целях определения особенностей формирования и расформирования искусственной газовой залежи.

121. В рамках объектного мониторинга ОПО ПХГ контролируются следующие параметры:

общий объем газа;

активный объем газа (в том числе долгосрочный резерв);

буферный объем газа;

объем закачки (отбора) газа;

объем пластовой жидкости, добываемой при отборе газа;

затраты газа на собственные технические (технологические) нужды;

суточная производительность эксплуатационных скважин (для вновь проектируемых ОПО ПХГ) и ОПО ПХГ в целом;

газонасыщенный поровый объем хранилища;

компонентный состав газа, точка росы;

соответствие качества подготовленного к транспорту газа установленным требованиям;

давление в объекте хранения;

уровни и давление в контрольных горизонтах;

давление, температура в технологической линии (скважина – газосборный пункт (компрессорная станция) – газопровод подключения);

межколонное давление и межколонный расход газа по скважинам;

поверхностные газопроявления на хранилище;

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

газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов;

газоводяной контакт.

122. При эксплуатации ПХГ должны ежесуточно проводиться замеры суммарных объемов количества закачиваемого и отбираемого газа.

123. При эксплуатации скважин должен проводиться контроль технического состояния, который включает:

диагностику целостности и износа обсадных колонн и насосно-компрессорных труб геофизическими методами;

контроль заколонных перетоков и техногенных скоплений газа геофизическими методами;

замер межколонных давлений;

диагностирование технического состояния фонтанных арматур и колонных головок;

контроль приустьевых участков и околоскважинной территории на предмет наличия флюидопроявлений.

124. При наличии нескольких газосборных пунктов технологический контроль за расходом закачиваемого (отбираемого) газа ведется на каждом пункте.

125. Учет количества добываемой пластовой жидкости должен осуществляется как в целом по ОПО ПХГ, так и по каждому объекту хранения газа. Для вновь проектируемых ОПО ПХГ необходимо предусматривать периодический замер количества пластовой жидкости по каждой эксплуатационной скважине отдельно с использованием измерительного сепаратора.

126. Закачку промышленных стоков на ОПО ПХГ необходимо осуществлять с контролем за следующими технологическими параметрами: давлением нагнетания, объемом промстоков и химическим составом.

127. Контроль показателей качества подготовленного к транспорту газа осуществляется путем определения компонентного состава, удельного веса, калорийности, точки росы (по воде) и иных показателей.

128. Управление режимом ПХГ проводится путем регулировки дебита газа на скважинах или на газосборных пунктах. Регулирование дебита неполным открытием/закрытием задвижек ТПА не допускается.

129. В процессе эксплуатации скважин ПХГ должен осуществляться контроль устьевого и межколонного давления с периодичностью, предусмотренной объектным мониторингом. Замер осуществляется как постоянно установленными, так и переносными контрольно-измерительными приборами.

130. При использовании геофизических методов наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняются работы по выявлению заколонных перетоков и техногенных скоплений газа по фонду скважин,

которые осуществляются в соответствии с планом-графиком геофизических исследований. По скважинам, на которых проектом предусмотрена обвязка обсадных колонн и наличие замерных устройств, необходимо проводить замер давления и расхода газа между обсадными колоннами при максимальном (приближенном к максимальному) давлении в ПХГ не реже одного раза в год.

131. Запрещается эксплуатация скважин с межколонным давлением (далее - МКД), имеющих следующие признаки предельных состояний:

превышающее предельно допустимое значение для данного межколонного пространства, не снижаемое методами текущего ремонта (МКД не должно превышать значение 80 % от давления гидроразрыва пласта на уровне башмака внешней колонны данного межколонного пространства);

присутствие в составе межколонного флюида сероводорода в объеме и при давлении в области сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением;

присутствие сероводорода в межколонных пространствах между промежуточными колоннами или между промежуточной колонной и кондуктором на месторождениях с содержанием сероводорода в добываемой продукции больше 6 % объема;

присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении, равном или превышающем 0,2 МПа;

расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания более 1000 $м^3$/сут для газовой фазы или 1 $м^3$/сут для жидкой фазы;

присутствие заколонных перетоков газа;

присутствие негерметичности обсадной эксплуатационной колонны;

грифоны вокруг устья скважины.

VII. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

132. Консервация ОПО ПХГ или его части допускается в случаях временной невозможности или нецелесообразности проведения дальнейших работ, связанных с закачкой, хранением, отбором газа из подземных резервуаров или отдельных его участков по технико-экономическим, горно-геологическим, технологическим и другим причинам.

133. При консервации ОПО ПХГ пользователь недр или уполномоченный им представитель должен обеспечивать контроль за герметичностью объекта хранения, скважин и их устьев, расположенных в пределах лицензионного участка, на протяжении всего периода консервации.

134. Консервация и ликвидация скважин, входящих в состав ОПО ПХГ, осуществляются в соответствии с документацией, которая разрабатывается в составе проектов разработки подземных хранилищ газа, рабочих проектов производства буровых работ и реконструкции скважин, а в случае отсутствия таких разделов в указанных проектах – в виде отдельной документации.

135. Документация на ликвидацию и консервацию скважин может быть индивидуальной, групповой (группа скважин на одном ПХГ) и зональной (группа скважин на нескольких площадях и ПХГ с идентичными горно-геологическими и экологическими характеристиками).

По решению проектной организации консервация, расконсервация и ликвидация скважин проводится с привязкой к групповой документации на консервацию, расконсервацию или ликвидацию скважин при условии соблюдения требований пункта 1265 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 19 апреля 2013 г., регистрационный № 28222), с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 12 января 2015 г. № 1 (зарегистрирован

Министерством юстиции Российской Федерации 20 февраля 2015 г., регистрационный № 36191).

136. При консервации и ликвидации объектов хранения, зданий и сооружений ОПО ПХГ они должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность населения и охрану окружающей среды.

137. В состав документации на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ включаются следующие разделы:

мероприятия по максимально возможному отбору газа из объекта хранения с обеспечением требований безопасности населения, охраны недр и окружающей среды;

общая пояснительная записка, включающая обоснование критериев и варианта ликвидации скважин, вариант ликвидации (в зависимости от этапа бурения или эксплуатации скважин);

решения о целесообразности использования подземных резервуаров для иных целей;

способы консервации (ликвидации) ОПО ПХГ и его частей;

порядок и график проведения работ;

мероприятия по безопасности жизни и здоровья населения;

мероприятия по охране недр;

мероприятия по охране окружающей среды;

мероприятия по охране зданий и сооружений;

мероприятия по рекультивации нарушенных земель;

мероприятия по предотвращению загрязнения питьевых водоносных горизонтов;

мероприятия по контролю за состоянием недр.

138. В документации на консервацию и ликвидацию ОПО ПХГ определяется количество скважин из существующего фонда для проведения мониторинга по контролю за состоянием недр.

139. При консервации и ликвидации ОПО ПХГ осуществляется контроль состояния объекта хранения и контрольных горизонтов путем проведения промысловых, геофизических и гидрохимических исследований, при которых контролируется давление, газонасыщенность, содержание растворенного газа в объекте хранения и контрольных горизонтах.

140. Контроль за состоянием устьев ликвидированных и законсервированных скважин осуществляет пользователь недрами или уполномоченный им представитель в соответствии с лицензиями на пользование недрами.

141. Акт о ликвидации (консервации) скважины (приложение № 3 к настоящим Правилам) совместно с актами выполненных работ за подписью их исполнителей, заверенные пользователем недр, а также акты (в зимний период — графики и обязательства) на проведенные работы по рекультивации земель и акты расследования аварий с копиями приказов по результатам расследования причин аварий с мероприятиями по их устранению и предупреждению для скважин, ликвидированных по техническим причинам (кроме категории III-в), представляются в территориальный орган Ростехнадзора для их учета.

142. Все материалы по ликвидированной скважине, включая подписанный сторонами акт о ликвидации, должны храниться у пользователя недр.

143. Учет, контроль за состоянием устьев ликвидированных скважин осуществляет пользователь недр с периодичностью не реже одного раза в два года (для скважин, ликвидированных после окончания бурения) и одного раза в год (для скважин, ликвидированных в процессе эксплуатации). Необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровья населения, к обеспечению охраны окружающей среды осуществляются пользователем недр на основании планов работ, составленных исполнителем работ и утвержденных пользователем недр.

144. Восстановление ранее ликвидированных скважин производится в соответствии с проектной документацией/документацией.

145. Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производятся согласно настоящим Правилам в соответствии с документацией на повторную ликвидацию.

146. При необходимости повторной ликвидации скважин все работы проводятся пользователем недр или уполномоченным им представителем.

147. Консервация скважин производится в процессе бурения, после его окончания и в процессе эксплуатации.

148. В связи с цикличностью (закачка 6 мес + отбор 6 мес) эксплуатации ОПО ПХГ временная приостановка работы скважин ОПО ПХГ может осуществляться без консервации на срок до 12 месяцев.

149. Установление срока консервации, оборудование устья и ствола, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляются в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности и документации, разработанной пользователем недр или их уполномоченными представителями исходя из конкретных горно-геологических условий.

150. Периодичность проверок состояния законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с противофонтанной службой, но не реже одного раза в 3 года (для скважин, законсервированных в процессе бурения, после окончания бурения и в процессе эксплуатации, если в них установлены цементные мосты) и одного раза в год (для скважин, законсервированных в процессе эксплуатации, если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах в произвольной форме.

151. Если длительность консервации скважины превысила (или может превысить) проектные сроки консервации или 15 лет (срок нахождения скважины в бездействии при этом не учитывается) и по результатам наблюдения за ее состоянием (производственного контроля, экспертизы

промышленной безопасности, государственного экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде, имуществу, то по требованию органа, уполномоченного на осуществление государственного контроля (надзора), или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном настоящими Правилами.

152. Вывод скважин из консервации производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

153. Консервация скважин в процессе бурения оформляется актом, согласованным пользователем недр и противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

154. Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации составляет 5 лет. Срок консервации скважин после эксплуатации с установкой консервационного моста над интервалом перфорации – 10 лет. Срок нахождения в бездействии скважины перед консервацией при этом не учитывается. Продление срока консервации скважин устанавливается пользователем недр или его представителем по согласованию с противофонтанной службой.

155. Акт на вывод скважины из консервации представляется в территориальный орган Ростехнадзора.

VIII. ТРЕБОВАНИЯ К АНАЛИЗУ ОПАСНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И КОЛИЧЕСТВЕННОМУ АНАЛИЗУ РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

156. Анализ опасностей технологических процессов, качественная, количественная оценка риска аварий или иные методы анализа риска являются частью декларирования промышленной безопасности, обоснования

безопасности, а также учитываются при функционировании риск-менеджмента и системы управления промышленной безопасностью ОПО ПХГ.

157. Применение методов анализа риска должно быть обосновано в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.

158. Основная задача анализа риска заключается в предоставлении должностным лицам, принимающим решения по обеспечению безопасности, сведений о наиболее опасных процессах, участках шлейфов скважин.

159. При выборе методов анализа риска необходимо учитывать этапы функционирования объекта (проектирование, эксплуатация, реконструкция, техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервация и ликвидация), цели анализа, тип анализируемого ОПО, критерии допустимого (приемлемого) риска, наличие необходимой информации и другие факторы.

160. При проведении анализа риска учитывают:

стадию жизненного цикла (строительство, эксплуатация, консервация, ликвидация);

возможные отклонения технологических параметров от регламентных значений;

систему противоаварийной защиты, в том числе параметры обнаружения утечек газа, запорной арматуры, отсекающих устройств;

взрывоустойчивость зданий, в которых присутствуют люди, при аварийных взрывах;

внешние природные воздействия (землетрясения, оползни, состояние грунта, растепление скважин, обледенение, иные гидрометеорологические, сейсмические и геологические опасности);

поражающие факторы аварий (выброс опасных веществ, разрушение технических устройств, сооружений, взрыв, термическое, токсическое поражение, разлет осколков, загрязнение окружающей среды);

влияние последствий аварий и инцидентов на соседние производственные объекты, населенные пункты, транспортные пути, водозаборные сооружения, заповедники и иные экологически уязвимые объекты;

современный опыт обеспечения безопасности ПХГ.

161. В целях идентификации опасностей, обоснования технических мер предупреждения аварий и инцидентов, в том числе при разработке обоснования безопасности ОПО, следует проводить анализ опасностей технологических процессов с определением отклонений технологических параметров от проектных (регламентных) значений с анализом возможных причин, последствий этих отклонений и мер безопасности. Анализ проводит группа специалистов, в состав которой входят представители проектных, строительных, эксплуатирующих организаций. Результатом работы группы является отчет с описанием возможных причин, последствий этих отклонений, указанием мер безопасности и рекомендаций по дальнейшим действиям или повышению безопасности.

162. При количественном анализе риска (количественной оценке риска) аварий на ОПО ПХГ проводятся следующие процедуры:

идентификация опасностей, которые могут привести к инцидентам и авариям;

определение вероятностей (частот) возникновения аварий;

построение сценариев развития возможных аварий и определение вероятности (частоты) реализации каждого сценария;

оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и создании поражающих факторов;

расчет зон действия поражающих факторов;

оценка последствий аварий;

расчет показателей риска аварий;

определение наиболее опасных составных элементов ОПО по возможным последствиям и показателям риска.

Полнота процедур и расчетов определяется целями и задачами анализа риска.

163. В сценариях развития аварий и оценке последствий аварий учитываются возможности возникновения следующих явлений, связанных с выбросом опасных веществ на ОПО:

истечение опасных веществ при фонтанировании скважин;

пролив (разлив) жидкости;

испарение пролива жидкости;

пожар пролива;

разрыв оборудования, трубопроводов с образованием воздушной волны сжатия (ударной волны) и осколков;

дрейф облака топливно-воздушных смесей (далее — ТВС);

распространение токсического облака;

пожар-вспышка;

вскипание и выброс горящей жидкости из резервуара при пожаре;

струйное горение (факел);

взрыв облака ТВС как в замкнутом помещении, так и на открытом или частично загроможденном пространстве;

взрыв расширяющихся паров вскипающей жидкости;

диффузионное горение облака ТВС (огненный шар);

пожар в производственных помещениях вследствие утечки горючих веществ.

164. При оценке последствий аварий и расчетах показателей риска следует использовать нормативные правовые и правовые акты в области промышленной безопасности. В целях применения иных документов, методов расчета и компьютерных программ, в том числе зарубежных, следует указать организацию, разработавшую их, принятые модели расчета, значения основных исходных данных, литературные ссылки на используемые материалы, в том числе сведения о верификации (сертификации) компьютерных программ, сравнении с другими моделями и фактическими данными по расследованию

аварий и экспериментам, данные о практическом использовании методик и компьютерных программ для аналогичных объектов.

165. Результаты количественного анализа риска следует учитывать при обосновании безопасных расстояний между зданиями и сооружениями, расположенными на территории ОПО ПХГ, и соседними объектами. Критерии допустимого (приемлемого) риска гибели людей для безопасных расстояний обосновываются в проектной документации или в обосновании безопасности ОПО ПХГ из условия непревышения индивидуального риска гибели персонала при авариях среднестатистических значений гибели людей в техногенных происшествиях (неестественных причин), а также при пожарах нормативных значений пожарного риска.

166. Результаты анализа риска аварии обосновываются и оформляются таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали при первоначальном анализе риска аварии.

167. В отчет по количественной оценке риска аварий следует включать (если иное не определено нормативными правовыми актами):

титульный лист;

список исполнителей с указанием должностей, научных званий, организаций;

аннотацию;

содержание (оглавление);

цели и задачи проведенного анализа риска аварий;

описание анализируемого ОПО и (или) его составных частей;

описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения, исходные предположения и ограничения;

исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности оборудования;

результаты идентификации опасности аварий;

результаты оценки риска аварий;

анализ неопределенностей результатов оценки риска аварий;

обобщение оценок риска аварий, в том числе с указанием степени опасности аварий на ОПО и (или) составляющих ОПО (при необходимости);

рекомендации по снижению риска аварий;

заключение;

перечень используемых источников информации.

Приложение № 1
к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
от «20» ноября 2017 г. № 486

Термины и определения

Объектный мониторинг – система геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи, в рамках которой осуществляется контроль за безопасной эксплуатацией ПХГ.

Объекты подземного хранения газа (объекты ОПО ПХГ) – площадочные сооружения ОПО ПХГ, а также отдельно расположенные технические устройства и сооружения, перечисленные в сведениях, характеризующих ОПО.

Опасный производственный объект подземного хранилища газа (ОПО ПХГ) – производственная территория (площадка), на которой размещаются трубопроводы, комплекс зданий, сооружений (в том числе скважины различного назначения) и технических устройств, применяемых в технологическом процессе закачки, хранения и отбора газа.

Площадочные сооружения ОПО ПХГ – промышленные площадки компрессорных станций, компрессорных цехов, газосборных пунктов, газораспределительных пунктов, установок подготовки газа, газораспределительных станций на территории ОПО ПХГ.

Подземное хранилище газа – технологический комплекс, предназначенный для закачки, хранения и отбора газа, включающий наземные инженерно-технические сооружения; участок недр, ограниченный горным отводом; объект хранения газа; контрольные пласты; буферный объем газа; фонд скважин различного назначения.

Ревизия трубопроводов ОПО ПХГ (освидетельствование, техническое диагностирование) – комплекс технических мероприятий по определению технического состояния объекта, результатом которого является заключение о техническом состоянии объекта с указанием места, вида и причины отказа (неисправности).

Приложение № 2
к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
от «20» ноября 2017 г. № 486

Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства ОПО ПХГ, м

Здания и сооружения	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1. Устья эксплуатационных скважин	5	5	9	30	39	39	100	30	39	39	9	9	9	15	30	25/12	24	30	39	-	30
2. Устья специальных скважин	5	6	9	15	24	24	100	30	24	24	9	9	9	15	15	25/12	24	30	39	-	15
3. Замерные и сепарационные установки	9	9	+	+	15	+	60	30	9	9	9	9	+	9	15	25/12	+++	18	39	9	+
4. Насосные станции (технологические площадки)	30	15	+	+	15	+	60	30	+	+	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	30	+
5. Аварийные резервуары НС	39	24	15	15	+	15	100	15	15	15	15	+	12	30	30	+++	+++	39	39	39	15
6. Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)	39	24	+	+	15	+	60	30	+	+	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	39	+
7. Факелы	100	100	60	60	100	60	$h_{фак}$	$h_{фак}$	100	100	60	60	60	60	100	60	60	60	100	100	60

аварийного сжигания																				
8. Свечи для сброса газа	30	30	30	30	15	30	$h_{фак}$	+	30	30	30	30	30	30	30	60	60	60	100	30	60
9. Компрессорные станции	39	24	9	+	15	+	100	30	+	9	9	9	9	9	15	+++	+++	30	30	39	+
10. Установки подготовки газа (УПГ), цеха подготовки газа, конденсата	39	24	9	+	15	+	100	30	9	+	9	9	+	9	15	+++	+++	30	30	39	+
11. Газораспределительные, газосборные пункты, узлы учета газа, управления арматурой, арматурные блоки обвязки скважин	9	9	+	+	15	+	60	30	+	+	9	9	9	9	15	+++	+++	18	30	9	+
12. Дренажные, канализационные емкости	9	9	9	9	+	9	60	30	9	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30	9	9
13. Блоки для закачки химреагентов, ингибиторов коррозии и метанола	9	9	+	+	12	+	60	30	9	+	9	9	+	9	15	+++	+++	18	30	9	+
14. Компрессорные воздуха	15	15	9	9	30	9	60	30	9	9	9	9	9	+	+	9	9	9	9	16	9
15. Аппараты воздушного охлаждения	30	15	15	15	30	15	100	30	15	15	15	9	15	+	+	9	9	9	9	30	15
16. Трансформаторные подстанции (ТП) напряжением до 10 кВ / распределительные устройства (РУ)	25/ 12	25/ 12	25/ 12	+++	+++	+++	60	60	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++	+++	+++

(открытые, закрытые)																				
17. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления	24	24	+++	+++	+++	+++	60	60	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	++	++	24	+++
18. Вагон для обогрева персонала	30	30	18	18	39	18	60	60	30	30	9	9	18	9	9	+++	++	+	++	30	18
19. Вспомогательные здания (производственно-бытовой блок, столовая, складское помещение для вспомогательного оборудования, котельная)	39	39	39	39	39	39	100	100	30	30	30	30	30	9	9	+++	++	++	++	39	39
20.Технологические емкости ЛВЖ, ГЖ (под давлением, без давления), концевые сепарационные установки	30	15	+	+	15	+	60	60	+	+	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	30	15
21. Насосная станция ЛВЖ, ГЖ	30	15	+	+	15	+	60	60	+	+	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	-	9

+ расстояния не нормируются;

++ расстояния принимаются в соответствии с «СП 18.13330.2011. Свод правил. Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80*», утвержденным приказом Минрегиона России от 27 декабря 2010 № 790;

+++ расстояния определяются проектной документацией.

Примечание:

1. В графе 16 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.

2. $h_{фак.}$ - высота факельного ствола.

Приложение № 3
к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
от «20» октября 2017 г. № 486

(рекомендуемый образец)

Акт № _____ от _____
о ликвидации (консервации) скважины № .....
(месторождение, организация)

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о нижеследующем:

1. Скважина № _____, пробуренная _____ в _____ году в соответствии с проектом № ____ от _____ г., разработанным _____, находящаяся на балансе _____, ликвидирована (консервирована) _____ по категории ____.

2. Забой скважины _____ м.

3. В скважине установлены цементные мосты на глубинах _____ м.

4. На устье скважины установлены _____ и репер с надписью ____
_____
_____.

5. Из скважины демонтировано и извлечено следующее оборудование:
фонтанная арматура и колонная головка _____
насосно-компрессорные трубы _____ в количестве _____ тонн.
комплекс внутрискважинного оборудования _____
обсадные трубы _____ в количестве _____ тонн.
обсадные трубы _____ в количестве _____ тонн.

6. Все материалы по ликвидированной (консервированной) скважине № _____ сброшюрованы, заверены печатью, подписями и переданы на хранение _____.

Руководитель
ьного органа
Ростехнадзора

Руководитель
организации-
недропользователя

_____

gost.e-ecolog.ru