



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

П Р И К А З

№ _____

Москва

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

В соответствии с подпунктом 5.2.2.16(1) 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, 004, № 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), 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» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 декабря 2013 г., регистрационный № 30994; Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 2014, № 7).

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 «___» _____ 2017 г. № ____

**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 Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ, Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», «Федеральным законом от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 и другими федеральными законами, нормативными правовыми актами Российской Федерации, нормативно-техническими документами в области промышленной безопасности, безопасного пользования недрами.

2. Настоящие Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа, на которых получают, 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;

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

при проведении экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) документации на техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию ОПО ПХГ;

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

при проведении работ или размещении зданий, строений, сооружений и иных объектов.

4. Если федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности установлены иные требования, чем предусмотрены настоящими Правилами, то для ОПО ПХГ применяются нормы настоящих Правил.

5. ОПО 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 т.д.).

6. Пожарная безопасность ОПО ПХГ обеспечивается в соответствии с требованиями Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 1, ст. 5; 2013, № 27, ст. 3477) и постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (Собрание законодательства Российской Федерации, 07.05.2012, № 19, ст. 2415), а также

другими противопожарными требованиями, относящимися к ОПО ПХГ и утверждёнными в установленном порядке.

II. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОПО ПХГ

7. Для площадочных сооружений ОПО ПХГ, включая площадки хранения нефтепродуктов, сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, необходимо выполнять требования к обеспечению взрывобезопасности согласно подпунктов 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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 г. № 96.

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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21 ноября 2013 г. № 559.

8. Для создания и эксплуатации ОПО ПХГ разрабатывается технологический проект, включающий в себя стадии ОПЭ 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 использованием 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).

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; Российская газета, 2010, № 271).

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. При выборе газоперекачивающих агрегатов насосных и компрессорных станций должна обеспечиваться компенсация температурных, динамических и вибрационных нагрузок.

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

14. Оборудование и трубопроводная арматура, устанавливаемая без укрытия (на открытом воздухе), должны обеспечивать безопасную эксплуатацию ОПО ПХГ в соответствующем климатическом районе их применения.

15. Конструктивное исполнение и размещение оборудования, трубопроводов и системы контроля и управления должны обеспечивать возможность контроля их технического состояния и возможность технического обслуживания.

16. 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.

17. Все закрытые помещения, где возможно выделение в воздух взрывоопасных веществ должны иметь систему приточно-вытяжной вентиляции с естественным или механическим побуждением.

18. Должна быть предусмотрена защита оборудования и трубопроводов площадочных сооружений от избыточного давления.

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

20. Применяемое 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.

21. Должно быть предусмотрено дистанционное отключение каждого газоперекачивающего агрегата компрессорной станции ОПО ПХГ.

22. Оборудование ОПО ПХГ должны иметь системы безопасного сброса газа с предохранительных клапанов, дренажных и продувочных линий. Не допускается объединять между собой системы продувочных, сбросных линий и линий сброса газа с предохранительных клапанов.

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

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

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

26. Компрессорная станция ОПО ПХГ должна быть оборудована системой (устройствами) улавливания жидкости и механических примесей.

27. Проектной документацией/документацией должно быть предусмотрено обеспечение защиты зданий, конструкций и наружных установок площадочных сооружений ОПО ПХГ от проявлений атмосферного электричества (молниезащита).

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

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

30. Фундаменты оборудования должны быть защищены от воздействия на них масла, газового конденсата и других агрессивных жидкостей.

31. В составе проектной документации на строительство и реконструкцию ОПО ПХГ предусматривается составление технологических схем и масштабных сводных планов инженерных сетей с привязкой к реперам.

32. При проектировании ОПО ПХГ необходимо предусматривать ежесуточные замеры суммарных объемов количества закачиваемого и отбираемого газа, а также индивидуальные замеры по каждой скважине.

Требования промышленной безопасности к конструкции скважин ОПО ПХГ

33. 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 эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения флюидоотдачи пластов;

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

получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраны окружающей среды, в первую очередь 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.

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

35. 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.

36. Оптимальное 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.

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

Требования безопасности к проектированию, строительству

ОПО ПХГ в каменной соли

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

39. При размыве резервуаров должен осуществляться контроль следующих параметров: давления и температуры в линиях закачки и выхода

рассола, плотность и химсостав 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.

40. 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.

41. 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;

надежное разобщение и изоляцию вскрытых водоносных горизонтов;

обсадные колонны должны обеспечивать защиту от коррозионного и термобарического воздействия на геологическую среду;

спуск, подъем и смену подвесных колонн, установку и извлечение необходимого 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.

42. 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.

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

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

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

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

III. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ К БУРЕНИЮ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН ПХГ И УСТАНОВКЕ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

47. Основным документом на производство буровых работ на ОПО ПХГ является рабочий проект, разработанный в соответствии с требованиями настоящих Правил, других нормативных правовых актов, регламентирующих порядок проектирования.

48. Рабочий проект производства буровых работ индивидуальный или групповой (далее - рабочий проект) разрабатывается:

на бурение отдельной скважины;

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

49. Разработка рабочего проекта на бурение группы скважин осуществляется при общности следующих факторов:

назначения скважин;

проектных глубин 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;

плотности бурового раствора, отличающейся от предусмотренной в рабочем проекте в пределах $\pm 0,3$ г/см³;

горно-геологических условий проводки;

условий природопользования.

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

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

52. 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.

53. Разрабатываемый рабочий проект должен учитывать опыт производства буровых работ на скважинах данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, обеспечивать надежность и безопасность последующей скважины.

54. 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 твердения тампонажного раствора;

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

технологии 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 КИП, 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;

укомплектованность системами и средствами пожаротушения;

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

55. 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.

56. Контроль за ходом производства буровых работ, качеством выполнения этих 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.

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

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

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

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

61. 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.

62. 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 в скважинах

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

64. 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.

65. 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.

66. Руководитель взрывных работ (начальник партии, отряда геофизической организации исполнителя работ) должен иметь право ответственного руководства взрывными работами, в порядке, установленном Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности при взрывных работах» (утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 декабря 2013 г. № 605).

IV. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПО ПХГ

67. 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.

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

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

70. Срок безопасной эксплуатации скважин указывается в проектной документации/документации, разработанной проектной организацией, заключении экспертизы промышленной безопасности.

Эксплуатация подземной (пластовой) части ПХГ

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

72. 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 модели эксплуатации.

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

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

75. Эксплуатация ПХГ осуществляется в соответствии с технологическим проектом.

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

77. 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.

78. 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 в объекте хранения.

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

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

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

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

83. В процессе эксплуатации ПХГ организацией - автором технологического проекта осуществляется авторский надзор.

84. Авторский надзор за эксплуатацией ПХГ включает:

анализ соответствия проектных показателей фактическим в текущем сезоне закачки (отбора) газа;

расчет и корректировку режима эксплуатации ПХГ на следующий период закачки (отбора) газа по итогам предыдущего;

разработка ОМ (при эксплуатации, консервации, ликвидации) ПХГ;

разработка (согласование) программ геолого-геофизических и газогидродинамических исследований скважин;

анализ проведенных геолого-геофизических и газогидродинамических исследований скважин;

оценка запасов газа в ПХГ и техногенных залежах (при наличии).

Аналитические методы контроля необходимо применять при использовании гидродинамической модели эксплуатации ОПО ПХГ.

Требования к территории, зданиям и сооружениям

85. Сведения о результатах периодических технических осмотров, диагностических обследований, проведенных ремонтах, техническом перевооружении, реконструкциях зданий и сооружений (кроме трубопроводов и скважин) вносятся в эксплуатационную документацию зданий и сооружений.

86. Здания и сооружений, на территории ОПО ПХГ должны размещаться в соответствии с проектной документацией/документацией.

87. Территория ОПО ПХГ (КС, ГРС, ГРП, ГСП, УПГ) должна быть ограждена в соответствии с проектной документацией/документацией.

88. На ограждении при въезде (входе) размещаются сведения о названии и принадлежности объекта к ЭО (филиалу ЭО), схема движения автотранспорта по территории, а также другие надписи и обозначения в соответствии с требованиями законодательства.

89. Территории должны быть спланированы, при необходимости предусматривается дренаж (водоотведение). Шурфы, траншеи и приямки ограждаются.

90. Подземные коммуникации и колодцы снабжаются указателями их назначения, положения и принадлежности.

91. Утвержденные техническим руководителем технологические схемы должны быть размещены в ПДС ЭО и соответствующих цехах, службах, участках по их принадлежности.

92. ОПО ПХГ должен быть обеспечен телефонной и радиосвязью.

93. Территории КЦ со стороны воздухозаборных устройств ГПА и теплообменного оборудования засеивается газонной травой или применяется твердое покрытие во избежание запыления воздуха.

94. В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории производственных объектов принимаются меры по устранению их последствий.

95. Площадки, переходы и углубления в помещениях, а также узлы оборудования с перепадом по высоте более 0,75 м оборудуются лестницами с ограждением перилами.

96. Контроль загазованности в колодцах, в том числе водопроводных и канализационных, подземных помещениях и закрытых каналах, расположенных на промышленных площадках вдоль подземных газопроводов на расстоянии до 15 м от них по обе стороны, осуществляется не реже одного раза в квартал, а в первый год их эксплуатации - не реже одного раза в месяц с записью в журнале.

97. Крышка колодца оборудуется отверстием диаметром от 20 до 30 мм для предотвращения скопления газа и отбора проб воздуха без спуска в колодец.

98. Работы в колодцах на ОПО ПХГ относятся к газоопасным работам.

99. В первый год эксплуатации осуществляются наблюдения за осадкой фундаментов зданий и сооружений. В дальнейшем, состояние фундаментов периодически контролируется визуально, при необходимости - инструментальными измерениями.

100. Газопроводы и другие коммуникации, проходящие через стены производственных зданий, должны иметь уплотнения, выполненные в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя, технологическим регламентом.

Трубопроводы и ТПА

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

трубопроводная обвязка устьев скважин;
шлейфы скважин;
газопроводы ГСП, ГРП, УПГ, КС;
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 ДЭГа.

102. 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 опознавательными-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 500 м, а также на углах поворота более 30° и пересечениях трассы с другими трубопроводами и коммуникациями.

103. Необходима установка знаков:

- «Якорь не бросать» на водных переходах;
- «Остановка запрещена» на переходах через автомобильные дороги.

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

105. При прохождении трассы трубопровода по территориям сельскохозяйственного назначения количество знаков может быть уменьшено, если их установка препятствует проведению сельхозработ. Знаки

в этом случае устанавливаются за пределами посевных площадей по краям полей.

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

107. 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».

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

109. 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 (при необходимости);
- экспертиза промышленной безопасности (ЭПБ).

110. 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, обнаружения падения давления в трубопроводе по показаниям манометров.

Результаты осмотров должны фиксироваться в журнале наружного осмотра трубопроводов.

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

112. Сроки проведения ревизии трубопроводов ОПО ПХГ устанавливаются с учетом результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии (ТД) трубопроводов ОПО ПХГ. Период между ревизиями не должен превышать 8 лет.

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

114. 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 коррозионных 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;

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

116. Периодические испытания на прочность и герметичность проводятся с краткосрочным повышением давления до величины 1,25 от максимального рабочего давления, но не превышающим максимальное проектное. Испытания на герметичность проводятся в течение 6 часов. Результаты испытания оформляются актом и вносятся в паспорт (эксплуатационный формуляр) трубопровода.

117. Трубы, ТПА и приводы ТПА должны применяться в строгом соответствии с их назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации.

118. ТПА должна иметь указатель положения затвора или возможность определения положения запорного органа по конструктивным особенностям ТПА, а также нумерацию в соответствии с технологической схемой ОПО ПХГ.

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

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

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

122. 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 и т.д. (обогрев производится подогретым воздухом, паром или электротенами во взрывобезопасном исполнении);

сравливать импульсный газ или переставлять арматуру во время грозы;

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

123. Гидросистемы пневмо - и электрогидравлических приводов ТПА заправляются демпферной жидкостью с указанием марки заправленной демпферной жидкости на гидроцилиндре. Электроприводы и узлы управления ТПА подлежат заземлению в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителя.

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

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

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

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

Площадочные производственные объекты

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

129. 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.

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

131. В процессе эксплуатации системы и оборудование ОПО ПХГ подвергаются периодическим испытаниям в соответствии с проектной документацией/документацией, документацией изготовителей, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ.

132. 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.

133. Техническое обслуживание УОГ должно осуществляться в объеме и с периодичностью предусмотренной в проектной документации/документации, документацией изготовителя, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ.

134. Периодичность и объем операций по техническому обслуживанию систем топливного, пускового и импульсного газа определяется проектной документацией/документацией, документацией изготовителя, технологическим регламентом на эксплуатацию ОПО ПХГ.

135. Оборудование УПГ, ГСП, ГРП должны иметь возможность механического (ручного) регулирования и управления технологическими процессами.

136. Использование открытого огня для обогрева оборудования запрещается.

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

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

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

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

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

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

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

Требования к технологическим регламентам ОПО ПХГ

144. 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.

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

- газосборных пунктов и ГРП;
- 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.

146. 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.

147. 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 Федеральной службы по

экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101.

148. В действующий технологический регламент могут вноситься изменения, связанные с необходимостью изменения нагрузок, режимов, замены оборудования и т.д.

При необходимости разрабатывается новая технологическая схема.

149. 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. По окончании срока действия ТР пересматривается с учетом произошедших изменений.

V. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ. ОБЪЕКТНЫЙ МОНИТОРИНГ ПХГ

150. На ОПО ПХГ осуществляется ОМ, разработанный в составе технологического проекта эксплуатации ПХГ или разработанный автором технологического проекта после выхода ПХГ на проектные показатели.

151. При эксплуатации ОПО ПХГ объектами мониторинга являются:
объект хранения газа;

контрольные горизонты;

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

152. В рамках ОМ 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.

153. При эксплуатации ПХГ ежедневно проводятся замеры суммарных объемов количества закачиваемого и отбираемого газа.

154. При эксплуатации скважин проводится 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.

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

156. Учет количества добываемой пластовой жидкости 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.

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

158. Контроль показателей качества подготовленного к транспорту газа осуществляется путем определения компонентного состава, удельного веса, калорийности, точки росы (по воде) и других показателей, определенных требованиями потребителей и их соответствия нормативным значениям.

159. Управление режимом ПХГ проводится путем регулировки дебита газа на скважинах или на ГСП. Регулирование дебита не полным открытием/закрытием задвижек ТПА не допускается

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

161. 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 обязанность 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 1 раза в год.

162. Запрещается эксплуатация скважин с МКД, имеющими признаки предельных состояний в соответствии с Приложением 3 настоящих Правил.

VI. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ОПО ПХГ

163. 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.

164. 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.

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

166. 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).

167. 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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. №101.

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

169. 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.

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

171. 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.

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

173. Акт ликвидации скважины (оформленный согласно приложения 4 настоящих Правил) 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.

174. Все материалы по ликвидированной скважине, включая подписанный сторонами акт на ликвидацию, должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Материалы хранятся у пользователя недр.

175. Учет, контроль за состоянием устьев ликвидированных скважин осуществляет пользователь недр. Периодичность проверок устанавливается пользователем недр, но 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 здоровью населения, охраны окружающей среды осуществляются пользователем недр на основании планов работ, составленных исполнителем работ и утвержденных пользователем недр.

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

177. Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производится согласно настоящим Правилам в соответствии с документацией на повторную ликвидацию и обоснованием на восстановительные работы.

178. При необходимости повторной ликвидации скважин все работы проводятся пользователем недр или его представителем в соответствии с документацией по планам изоляционно-ликвидационных работ.

Требования безопасности при консервации скважин

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

180. 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.

181. Оборудование устья и ствола, срок консервации, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляется 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.

182. 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 по произвольной форме.

183. 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 соответствующего органа государственного надзора и контроля или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключаящие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленным настоящими Правилами.

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

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

186. Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 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.

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

VII. ТРЕБОВАНИЯ К АНАЛИЗУ ОПАСНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И КОЛИЧЕСТВЕННОМУ АНАЛИЗУ РИСКА АВАРИЙ НА ОПО ПХГ

188. 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.

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

190. Основная задача анализа риска заключается в предоставлении должностным лицам, принимающим решения по обеспечению безопасности, сведений о наиболее опасных процессах, участках промысловых трубопроводах.

191. При выборе методов анализа риска необходимо учитывать этапы функционирования объекта (проектирование, эксплуатация, реконструкция, техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервация и ликвидация), цели анализа (такие, как обоснование безопасных расстояний до соседних объектов), тип анализируемого ОПО, критерии допустимого (приемлемого) риска, наличие необходимой информации и другие факторы.

192. 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);

влияния последствий аварий и инцидентов на соседние производственные объекты, населенные пункты, транспортные пути, водозаборы, заповедники и иные экологически уязвимые объекты;

современный опыт обеспечения безопасности ПХГ.

193. 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 могут входить 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.

194. 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 ОВ, участвующих в аварии и создании поражающих факторов;

- расчет зон действия поражающих факторов;

- оценка последствий аварий;

- расчет показателей риска аварий;

- определение (при необходимости) наиболее опасных составных элементов ОПО по возможным последствиям и показателям риска.

Полнота процедур и расчетов определяется целями и задачами анализа риска.

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

- истечение ОВ 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 (ТВС);

- распространение токсического облака;

- пожар-вспышка;

вскипание и выброс горячей 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.

196. При оценке последствий аварий и расчетах показателей риска следует использовать нормативные документы 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.

197. Результаты количественного анализа риска следует учитывать при обосновании безопасных расстояний между зданиями и сооружениями, расположенных на территории ОПО ПХГ и соседних объектах. Критерии допустимого (приемлемого) риска гибели людей для безопасных расстояний обосновываются в проектной документации или в обосновании безопасности ОПО ПХГ из условия не превышения индивидуального риска гибели персонала при авариях среднестатистических значений гибели людей в техногенных происшествиях (неестественных причин).

198. Результаты анализа риска аварии рекомендуется обосновывать и оформлять таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли

быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали при первоначальном анализе риска аварии.

199. В отчет по количественной оценке риска аварий следует включать (если иное не определено нормативными правовыми актами, например актами по оформлению деклараций промышленной безопасности или обоснования безопасности ОПО):

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.

VIII. РАЗМЕЩЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА ПХГ

200. 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.

201. Размещение зданий и сооружений объектов обустройства ОПО ПХГ, должно соответствовать Приложению 5 настоящих Правил.

Приложение 1

к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности ОПО подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от _____ 2017 г. № _____

Термины и определения

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;

Опасный производственный объект подземное хранилище 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 КС, КЦ, ГСП, ГРП, УПГ, ГРС и др. на территории ОПО 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.

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

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 при необходимости места, вида и причины отказа (неисправности).

Классификация ПХГ по назначению:

базисное – ПХГ, предназначенное для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме и обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности потребления газа;

пиковое – ПХГ, предназначенное для циклической эксплуатации в пиковом технологическом режиме и обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности потребления газа;

мультициклическое – ПХГ, предназначенное для эксплуатации в мультициклическом технологическом режиме;

стратегическое – ПХГ, создаваемое по решению Правительства Российской Федерации для образования стратегического запаса газа, используемого в исключительных случаях по решению Правительства Российской Федерации;

базовое – ПХГ, имеющее региональное значение и влияющее на газотранспортную систему и газодобывающие организации;

районное – ПХГ, имеющее районное значение и влияющее на группы потребителей и участки газотранспортной системы (на газодобывающие организации при их наличии);

локальное – ПХГ, имеющее локальное значение и область влияния, ограниченную отдельными потребителями.

Классификация ПХГ в зависимости от наличия коррозионно-активных и абразивных компонентов в продукции и устойчивости пластов-коллекторов ПХГ в разделяются 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.

Классификация скважин ПХГ в зависимости от назначения:

эксплуатационные;

специальные (разгрузочные, наблюдательные, пьезометрические, контрольные, геофизические, геохимические, нагнетательные, поглотительные, поисковые, разведочные и др.).

Приложение 2

к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности ОПО подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

от _____ 2017 г. № _____

Сокращения

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом;

ВЛ – воздушные линии электропередач;

ГМК – газомотокомпрессор;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРП – газораспределительный пункт;

ГРС – газораспределительная станция;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ГСП – газосборный пункт;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

КВД – кривая восстановления давления;

КРС – капитальный ремонт скважин;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

МКД – межколонное давление;

МКП – межколонное пространство;

МТ – магистральные трубопроводы;

ОПО – опасный производственный объект;

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;

ОМ – объектный мониторинг;

ПВР – прострелочно-взрывные работы;

ПВА – прострелочно-взрывная аппаратура;

ПС – перекачивающая станция;

ПТПГ – подготовка топливного и пускового газа;

ПХГ – подземное хранилище газа;

ПДС – производственно-диспетчерская служба;

РРД – разрешенное рабочее давление;

ТПА – трубопроводная арматура;

ТД – техническое диагностирование;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

УОГ – установка очистки газа;

УПГ – установка подготовки газа;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЭО – эксплуатирующая организация;

ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности.

Приложение 3

к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности ОПО подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

от _____ 2017 г. № _____

Признаки предельного состояния для скважин с МКД

МКД, 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 МКП);

- 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 % об.;

- 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 м³/сут для газовой фазы или 1 м³/сут для жидкой фазы;

- присутствие заколонных перетоков газа;

- присутствие негерметичности обсадной эксплуатационной колонны;

- грифоны вокруг устья скважины.

Приложение 4

к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности ОПО подземных хранилищ газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
от _____ 2017 г. № _____

Акт № _____ от _____
о ликвидации (консервации) скважины N
(месторождение, предприятие)

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 _____
- ПКТ _____ в количестве _____ тн
- комплекс внутрискважинного оборудования _____
- обсадные трубы _____ в количестве _____ тн.
- обсадные трубы _____ в количестве _____ тн.

6. Все материалы по ликвидированной (консервированной) скважине № _____

сброшюрованы, заверены печатью, подписями и переданы на хранение _____

Руководитель
территориального органа
Ростехнадзора

Руководитель
организации-
недропользователя

Приложение 5
к Федеральным нормам и правилам в области
промышленной безопасности «Правила
безопасности ОПО подземных хранилищ газа»,
утвержденным приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому и
атомному надзору
от _____ 2017 г. № _____

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 аварийного	100	100	60	60	100	60	$I_{фак}$	$I_{фак}$	100	100	60	60	60	60	100	60	60	60	100	100	60

8. Свечи для сброса газа	30	30	30	30	15	30	И _{фрак}	+	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	15	+++	+++	30	30	39	+
10. Установки подготовки газа (УПГ), цеха подготовки газа, конденсата	39	24	9	+	15	+	100	30	9	+	9	+	9	15	+++	+++	30	30	39	+
11. Газораспределительные, газосборные пункты, узлы учета газа, управления	9	9	+	+	15	+	60	30	+	9	9	9	9	15	+++	+++	18	30	9	+
арматурой, арматурные блоки обвязки скважин																				
12. Дренажные, канализационные емкости	9	9	9	9	+	9	60	30	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30	9	9
13. Блоки для зачекки химпрегентов, ингибиторов коррозии и метанола	9	9	+	+	12	+	60	30	9	+	9	+	9	15	+++	+++	18	30	9	+
14. Компрессорные воздушуха	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	15	9	+	9	9	9	9	30	15
16. Трансформаторные подстанции (ТП) напряжением до 10 кВ / распределительные устройства (РУ) (открытые, закрытые)	25/12	25/12	25/12	+++	+++	+++	60	60	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++	+++	+++

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. Технологическая емкость 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 «СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий» (постановление Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2014 г. № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, № 2, 12.01.2015, ст. 465));

+++ расстояния определяются проектной документацией.

Примечания:

1. В 18 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.
2. $h_{\text{фак}}$ - высота факельного ствола.

ФОРМА
сводного отчета
о проведении оценки регулирующего воздействия проекта акта
со средней степенью регулирующего воздействия

№ 02/08/02-17/00061956 (присваивается системой автоматически)	Сроки проведения публичного обсуждения проекта акта:	
	начало:	17 апреля 2017
	окончание:	31 мая 2017

1. Общая информация

1.1.	Федеральный орган исполнительной власти (далее – разработчик): Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) <i>(указываются полное и краткое наименования)</i>
1.2.	Сведения о федеральных органах исполнительной власти – соисполнителях: Отсутствуют <i>(указываются полное и краткое наименования)</i>
1.3.	Вид и наименование проекта акта: Ведомственный приказ "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов подземного хранения газа". <i>(место для текстового описания)</i>
1.4.	Краткое описание проблемы, на решение которой направлен предлагаемый способ регулирования: Пунктом 1 статьи 4 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» предусмотрено правовое регулирование в области промышленной безопасности федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. Пунктом 3 статьи 4 указанного Федерального закона определено, что федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности устанавливают обязательные требования к деятельности в области промышленной безопасности, безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах, в том числе порядку действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте. Кроме того, в результате проведения анализа правоприменения Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа», утвержденных приказом Ростехнадзора от 22.11.2013 № 561, зарегистрированным в Минюсте России 31.12.2013, регистрационный № 30994), а также обращений граждан и организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, установлена необходимость дополнения и уточнения отдельных требований указанного нормативного правового акта, специфических требований безопасности к отдельным типовым технологическим процессам производств и аппаратурному обеспечению технологических процессов. <i>(место для текстового описания)</i>
1.5.	Основание для разработки проекта акта:

	Переработка начата по инициативе Ростехнадзора в связи с необходимостью наличия нормативно-правового акта, содержащего исчерпывающий перечень требований к обеспечению безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах подземного хранения газа.	
	<i>(место для текстового описания)</i>	
1.6.	Краткое описание целей предлагаемого регулирования: Защита физических и юридических лиц, окружающей среды от аварий на подземных хранилищах газа и последствий указанных аварий. Установление специальных требований промышленной безопасности к осуществлению деятельности по проектированию, строительству, реконструкции, техническому перевооружению, капитальному ремонту, консервации, ликвидации опасных производственных объектов подземного хранения газа, а также установлению требований к безопасности технологических процессов транспортирования, монтажу, наладке и испытаниям оборудования (технических устройств), экспертизе промышленной безопасности, подготовке кадров для объектов подземного хранения газа.	
	<i>(место для текстового описания)</i>	
1.7.	Краткое описание предлагаемого способа регулирования: Исключение избыточности и противоречивости требований в области обеспечения промышленной безопасности магистрального трубопроводного транспорта, содержащихся в нормативных документах и иных документах различного уровня (ГОСТ, СНиП, ведомственные документы, стандарты предприятий) путем разработки нормативного правового акта, содержащего ограниченный перечень требований, направленных на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий и случаев производственного травматизма. Возможность применения передовых технических норм, соответствующих международным стандартам, упрощение процедур получения разрешительной документации на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, техническое перевооружение объектов подземного хранения газа.	
	<i>(место для текстового описания)</i>	
1.8.	Контактная информация исполнителя разработчика:	
	Ф.И.О.:	Кузнецова Татьяна Александровна
	Должность:	Заместитель начальника Управления-начальник отдела по надзору за объектами трубопроводного транспорта Управления по надзору за объектам нефтегазового комплекса
	Тел:	8(495)645-39-63
	Адрес электронной почты:	ta.kuznetsova@gosnadzor.ru

2. Степень регулирующего воздействия проекта акта

2.1.	Степень регулирующего воздействия проекта акта:	Средняя
		<i>(высокая / средняя / низкая)</i>

2.2.	Обоснование отнесения проекта акта к определенной степени регулирующего воздействия¹: Данный Проект не устанавливает новых обязанностей или ограничений для субъектов предпринимательской и иной деятельности, но изменяет содержание существующих обязанностей и ограничений, а также порядок организации их исполнения. Вместе с тем из проекта исключен ряд требований к организациям, осуществляющим деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, в части излишних согласований документации с Ростехнадзором. Проектом устанавливаются требования и условия безопасного проведения технологических процессов на опасных производственных объектах подземного хранения газа <i>(место для текстового описания)</i>
------	--

3. Описание проблемы, на решение которой направлен предлагаемый способ регулирования, оценка негативных эффектов, возникающих в связи с наличием рассматриваемой проблемы

3.1.	Описание проблемы, на решение которой направлен предлагаемый способ регулирования, условий и факторов ее существования: Пунктом 1 статьи 4 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» предусмотрено правовое регулирование в области промышленной безопасности федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. Пунктом 3 статьи 4 указанного Федерального закона определено, что федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности устанавливают обязательные требования к деятельности в области промышленной безопасности, безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах, в том числе порядку действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте. Кроме того, в результате проведения анализа правоприменения Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа», утвержденных приказом Ростехнадзора от 22.11.2013 № 561, зарегистрированным в Минюсте России 31.12.2013, регистрационный № 30994), а также обращений граждан и организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, установлена необходимость дополнения и уточнения отдельных требований указанного нормативного правового акта, специфических требований безопасности к отдельным типовым технологическим процессам производств и аппаратурному обеспечению технологических процессов. <i>(место для текстового описания)</i>
3.2.	Негативные эффекты, возникающие в связи с наличием проблемы: нет <i>(место для текстового описания)</i>

¹ В соответствии с пунктом 6 Правил проведения федеральными органами исполнительной власти оценки регулирующего воздействия проектов нормативных правовых актов, проектов поправок к проектам федеральных законов и проектов решений Совета Евразийской экономической комиссии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2012 г. № 1318 (далее – Правила).

3.3.	Информация о возникновении, выявлении проблемы, принятых мерах, направленных на ее решение, а также затраченных ресурсах и достигнутых результатах решения проблемы: Проблема выявлена при осуществлении деятельности в области проектирования, строительства, эксплуатации, сервисного обслуживания, консервации и ликвидации опасных производственных объектов подземного хранения газа. <i>(место для текстового описания)</i>
3.4.	Описание условий, при которых проблема может быть решена в целом без вмешательства со стороны государства: Без вмешательства со стороны государства проблема не может быть решена, т.к. требует принятия нормативного правового акта Ростехнадзора. <i>(место для текстового описания)</i>
3.5.	Источники данных: Без вмешательства со стороны государства проблема не может быть решена, т.к. требует принятия нормативного правового акта Ростехнадзора. <i>(место для текстового описания)</i>
3.6.	Иная информация о проблеме: Отсутствует <i>(место для текстового описания)</i>

4. Анализ международного опыта в соответствующих сферах деятельности

4.1.	Международный опыт в соответствующих сферах деятельности: Отсутствует <i>(место для текстового описания)</i>
4.2.	Источники данных: Отсутствует <i>(место для текстового описания)</i>

5. Цели предлагаемого регулирования и их соответствие принципам правового регулирования, программным документам Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации

5.1.	Цели предлагаемого регулирования:	5.2.	Установленные сроки достижения целей предлагаемого регулирования:
Защита физических и юридических лиц, окружающей среды от аварий на подземных хранилищах газа и последствий указанных аварий. Установление специальных требований промышленной безопасности к осуществлению деятельности по проектированию, строительству, реконструкции, техническому перевооружению, капитальному ремонту, консервации, ликвидации		Не установлены	

опасных производственных объектов подземного хранения газа, а также установлению требований к безопасности технологических процессов транспортирования, монтажу, наладке и испытаниям оборудования (технических устройств), экспертизе промышленной безопасности, подготовке кадров для объектов подземного хранения газа.	
5.3.	Обоснование соответствия целей предлагаемого регулирования принципам правового регулирования, программным документам Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации: Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (в редакции Федерального закона от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ) и постановление Правительства Российской Федерации от 12 декабря 2012 г. № 1318 «О порядке проведения федеральными органами исполнительной власти оценки регулирующего воздействия проектов нормативных правовых актов, проектов поправок к проектам федеральных законов и проектов решений Евразийской экономической комиссии, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». <i>(место для текстового описания)</i>
5.4.	Иная информация о целях предлагаемого регулирования: Отсутствует <i>(место для текстового описания)</i>

6. Описание предлагаемого регулирования и иных возможных способов решения проблемы

6.1.	Описание предлагаемого способа решения проблемы и преодоления связанных с ней негативных эффектов: Разработка и принятие нормативного правового акта федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, устанавливающих исчерпывающий набор требований к обеспечению безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах подземного хранения газа. <i>(место для текстового описания)</i>
6.2.	Описание иных способов решения проблемы (с указанием того, каким образом каждым из способов могла бы быть решена проблема): Иные способы отсутствуют <i>(место для текстового описания)</i>
6.3.	Обоснование выбора предлагаемого способа решения проблемы: Систематизация и исключение дублирования требований нормативных и технических документов к опасным производственным объектам подземного хранения газа возможно только путем принятия нормативно-правового акта, содержащего исчерпывающий перечень требований к обеспечению

	безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах подземного хранения газа. (место для текстового описания)
6.4.	Иная информация о предлагаемом способе решения проблемы: Отсутствует (место для текстового описания)

7. Основные группы субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности, иные заинтересованные лица, включая органы государственной власти, интересы которых будут затронуты предлагаемым правовым регулированием, оценка количества таких субъектов

7.1.	Группа участников отношений:	7.2.	Оценка количества участников отношений:
(Описание группы субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности)			
Юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие проектирование, эксплуатацию, опасных производственных объектов подземного хранения газа		> 10990	
(Описание иной группы участников отношений)			
Ростехнадзор, ООО "Газпром ПХГ" и филиалы		Территориальные органы Ростехнадзора	
7.3.	Источники данных: Статистическая отчетность Ростехнадзора (место для текстового описания)		

8. Новые функции, полномочия, обязанности и права федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления или сведения об их изменении, а также порядок их реализации

8.1. Описание новых или изменения существующих функций, полномочий, обязанностей или прав	8.2. Порядок реализации	8.3. Оценка изменения трудозатрат и (или) потребностей в иных ресурсах
Наименование органа:	Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору	
Не требуется	Не требуется	Не требуется

9. Оценка соответствующих расходов (возможных поступлений) бюджетов бюджетной системы Российской Федерации

9.1. Наименование новой или	9.2. Описание видов расходов	9.3. Количественная оценка
--------------------------------	---------------------------------	-------------------------------

изменяемой функции, полномочия, обязанности или права ²		(возможных поступлений) бюджетов бюджетной системы Российской Федерации		расходов (возможных поступлений)
9.4.	Наименование органа ³ :	Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору		
9.4.1.	Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору	9.4.2.	Единовременные расходы в год возникновения:	нет
		9.4.3.	Периодические расходы за период:	нет
		9.4.4.	Возможные поступления за период:	нет
9.5.	Итого единовременные расходы:			нет
9.6.	Итого периодические расходы за год:			нет
9.7.	Итого возможные поступления за год:			нет
9.8.	Иные сведения о расходах (возможных поступлениях) бюджетов бюджетной системы Российской Федерации: нет (место для текстового описания)			
9.9.	Источники данных: нет (место для текстового описания)			

10. Новые преимущества, а также обязанности или ограничения для субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности либо изменение содержания существующих обязанностей и ограничений, а также порядок организации их исполнения

10.1. Группа участников отношений ⁴	10.2. Описание новых преимуществ, обязанностей, ограничений или изменения содержания существующих обязанностей и ограничений	10.3. Порядок организации исполнения обязанностей и ограничений
(Группы участников отношений)		
Юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие проектирование и эксплуатацию опасных	Новых обязанностей или ограничений не вводится.	Не предусмотрен.

² Указываются данные из раздела 8 сводного отчета.

³ Указываются данные из раздела 8 сводного отчета.

⁴ Указываются данные из раздела 7 сводного отчета.

производственных объектов
подземного хранения газа

11. Оценка расходов и доходов субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности, связанных с необходимостью соблюдения установленных обязанностей или ограничений либо изменением содержания таких обязанностей и ограничений

11.1. Группа участников отношений ⁵	11.2. Описание новых или изменения содержания существующих обязанностей и ограничений ⁶	11.3. Описание и оценка видов расходов (доходов)
<i>(Группы участников отношений)</i>		
Юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие проектирование и эксплуатацию опасных производственных объектов подземного хранения газа	Новых обязанностей или ограничений не вводится	0,00р.
11.4.	Источники данных: нет <i>(место для текстового описания)</i>	

12. Риски решения проблемы предложенным способом регулирования и риски негативных последствий, а также описание методов контроля эффективности избранного способа достижения целей регулирования

12.1. Риски решения проблемы предложенным способом и риски негативных последствий	12.2. Оценки вероятности наступления рисков	12.3. Методы контроля эффективности избранного способа достижения целей регулирования	12.4. Степень контроля рисков
отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют
12.5.	Источники данных: отсутствуют <i>(место для текстового описания)</i>		

⁵ Указываются данные из раздела 7 сводного отчета.

⁶ Указываются данные из раздела 10 сводного отчета.

**13. Необходимые для достижения заявленных целей регулирования
организационно-технические, методологические, информационные и иные
мероприятия**

13.1. Мероприятия, необходимые для достижения целей регулирования	13.2. Сроки мероприятий	13.3. Описание ожидаемого результата	13.4. Объем финансирования	13.5. Источники финансирования
нет	нет	нет	нет	нет
13.6.	Общий объем затрат на необходимые для достижения заявленных целей регулирования организационно-технические, методологические, информационные и иные мероприятия (млн. руб.):			нет

**14. Индикативные показатели, программы мониторинга и иные способы
(методы) оценки достижения заявленных целей регулирования**

14.1. Цели предлагаемого регулирования ⁷	14.2. Индикативные показатели	14.3. Единицы измерения индикативных показателей	14.4. Способы расчета индикативных показателей
Повышение уровня промышленной безопасности путем установления единых обязательных требований к обеспечению безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах подземного хранения газа	Аварийность Смертельный травматизм	Шт. Чел.	Динамика по сравнению с уровнем аварийности за предыдущий период. Динамика по сравнению с уровнем смертельного травматизма за предыдущий период
14.5.	Информация о программах мониторинга и иных способах (методах) оценки достижения заявленных целей регулирования: Мониторинг оценки достижения заявленных целей регулирования заключается в систематическом контроле и наблюдении органами государственной власти, субъектами предпринимательской и иной деятельности за исполнением обязательных требований, анализе и прогнозировании состояния исполнения		

⁷ Указываются данные из раздела 5 сводного отчета.

	обязательных требований при осуществлении деятельности юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями в области промышленной безопасности опасных производственных объектов подземного хранения газа (место для текстового описания)	
14.6.	Оценка затрат на осуществление мониторинга (в среднем в год, млн. руб.):	Проект не устанавливает дополнительных требований, приводящих к увеличению расходов субъектов предпринимательской и иной деятельности, связанных с необходимостью соблюдения установленных обязанностей или ограничений
14.7.	Описание источников информации для расчета показателей (индикаторов): Статистическая информация Ростехнадзора (место для текстового описания)	

15. Предполагаемая дата вступления в силу проекта акта, необходимость установления переходных положений (переходного периода), а также эксперимента

15.1.	Предполагаемая дата вступления в силу проекта акта:	ноябрь 2017 г.
15.2.	Необходимость установления переходных положений (переходного периода): есть (есть / нет)	15.3. Срок (если есть необходимость): 90 дней (дней с момента принятия проекта нормативного правового акта)
15.4.	Обоснование необходимости установления эксперимента: нет (место для текстового описания)	
15.5.	Цель проведения эксперимента: отсутствует (место для текстового описания)	
15.6.	Срок проведения эксперимента: нет (место для текстового описания)	
15.7.	Необходимые для проведения эксперимента материальные и организационно-технические ресурсы: нет (место для текстового описания)	
15.8.	Перечень субъектов Российской Федерации, на территориях которых проводится эксперимент: отсутствует (место для текстового описания)	
15.9.	Индикативные показатели, в соответствии с которыми проводится оценка	

	достижения заявленных целей эксперимента по итогам его проведения: нет
	(место для текстового описания)

16. Сведения о размещении уведомления, сроках представления предложений в связи с таким размещением, лицах, представивших предложения, и рассмотревших их структурных подразделениях разработчика

16.1.	Полный электронный адрес размещения уведомления в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: http://regulation.gov.ru/proect/61956
	(место для текстового описания)
16.2.	Срок, в течение которого разработчиком принимались предложения в связи с размещением уведомления о подготовке проекта акта:
	Начало: 08.02.2017
	Окончание: 01.03.2017
16.3.	Сведения о лицах, предоставивших предложения: Алдушин Руслан, Гладков Анатолий Викторович, Нестеренко Евгений Николаевич, Архипов Андрей Викторович, Клодчик Роман Иванович, Петров Иван Сергеевич, А Александр В, Башарова Марина Ивановна
	(место для текстового описания)
16.4.	Сведения о структурных подразделениях разработчика, рассмотревших предоставленные предложения: Управление по надзору за объектами нефтегазового комплекса
	(место для текстового описания)
16.5.	Иные сведения о размещении уведомления: нет
	(место для текстового описания)

17. Сведения о проведении независимой антикоррупционной экспертизы проекта акта

17.1	Указать (при наличии) количество поступивших заключений от независимых экспертов (шт.):	нет
17.2.	Выявленные коррупциогенные факторы и их способы устранения (при наличии): нет	
	(место для текстового описания)	

18. Иные сведения, которые, по мнению разработчика, позволяют оценить обоснованность предлагаемого регулирования

18.1.	Иные необходимые, по мнению разработчика, сведения: нет
	(место для текстового описания)
18.2.	Источники данных: нет
	(место для текстового описания)

19. Сведения о проведении публичного обсуждения проекта акта, сроках его проведения, федеральных органах исполнительной власти и представителях предпринимательского сообщества, извещенных о проведении публичных консультаций, а также о лицах, представивших предложения, и рассмотревших их структурных подразделениях разработчика⁸

19.1.	Полный электронный адрес размещения проекта акта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: http://regulation.gov.ru/progect/61956 <i>(место для текстового описания)</i>				
19.2.	Срок, в течение которого разработчиком принимались предложения в связи проведением публичного обсуждения проекта акта: <table border="1" data-bbox="180 645 1503 734"> <tr> <td data-bbox="180 645 448 689">Начало:</td><td data-bbox="448 645 1503 689">[28.04.2017]</td></tr> <tr> <td data-bbox="180 689 448 734">Окончание:</td><td data-bbox="448 689 1503 734">[14.06.2017]</td></tr> </table>	Начало:	[28.04.2017]	Окончание:	[14.06.2017]
Начало:	[28.04.2017]				
Окончание:	[14.06.2017]				
	Срок, в течение которого разработчиком принимались предложения в связи проведением повторного публичного обсуждения проекта акта: <table border="1" data-bbox="180 824 1503 913"> <tr> <td data-bbox="180 824 448 869">Начало:</td><td data-bbox="448 824 1503 869">[26.07.2017]</td></tr> <tr> <td data-bbox="180 869 448 913">Окончание:</td><td data-bbox="448 869 1503 913">[15.08.2017]</td></tr> </table>	Начало:	[26.07.2017]	Окончание:	[15.08.2017]
Начало:	[26.07.2017]				
Окончание:	[15.08.2017]				
19.3.	Сведения о федеральных органах исполнительной власти и представителях предпринимательского сообщества, извещенных о проведении публичных консультаций: МЧС России <i>(место для текстового описания)</i>				
19.4.	Сведения о лицах, представивших предложения: Зуб И.В., Пипикина Л., НАКС (Жабин А.Н.), Центральное управление Ростехнадзора (Горлов А.Н.), Средне-Поволжское управление Ростехнадзора (Мартынов В.В.), Приокское управление Ростехнадзора (Демичев В.Н.), Нижне-Волжское управление Ростехнадзора (Афанасьева Н.Н.), АНО «Агенство рисков» (Сорокин А.Н., Кручинина И.А.) <i>(место для текстового описания)</i>				
19.5.	Сведения о структурных подразделениях разработчика, рассмотревших предоставленные предложения: Управление по надзору за объектами нефтегазового комплекса Ростехнадзора <i>(место для текстового описания)</i>				
19.6.	Иные сведения о проведении публичного обсуждения проекта акта: Учтены предложения территориальных органов Ростехнадзора <i>(место для текстового описания)</i>				

Указание (при наличии) на приложения.

⁸ Согласно пункту 21 Правил.