

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ПРИКАЗ

от 9 декабря 2020 года N 511

Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа"

В соответствии с подпунктом 5.2.2.16(1) пункта 5 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 32, ст.3348; 2020, N 27, ст.4248),

приказываю:

1. Утвердить прилагаемые к настоящему приказу федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа".

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2021 г. и действует до 1 января 2027 г.

Врио руководителя
А.В.Трембицкий

Зарегистрировано
в Министерстве юстиции
Российской Федерации
18 декабря 2020 года,
регистрационный N 61589

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 9 декабря 2020 года N 511

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа"

I. Общие положения

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа" (далее - Правила) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст.3588; 2018, N 31, ст.4860) и Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 32, ст.3348; 2020, N 27, ст.4248).

2. Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа (далее - ОПО ПХГ), являющихся производственными территориями (площадками), на которых размещаются трубопроводы, комплексы зданий, сооружений (в том числе скважины различного назначения, установки подготовки газа, компрессорные станции, котельные), технических устройств, применяемых в технологическом процессе закачки, хранения и отбора газа и подземного хранилища природного, попутного нефтяного и возможно других, в том

числе неуглеводородных, газов в пластах горных пород или горных выработок, ограниченных границами горного отвода.

3. Правила предназначены для применения при:

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

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

проведении экспертизы промышленной безопасности: документации на консервацию, ликвидацию, техническое перевооружение опасного производственного объекта (далее - документация);

проведении экспертизы промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, деклараций промышленной безопасности ОПО ПХГ; обоснований безопасности опасных производственных объектов;

проведении технического диагностирования технических устройств.

4. ПХГ в соответствии с проектными решениями включает в себя скважины различного назначения (эксплуатационные, специальные), наземный технологический комплекс (компрессорная станция, установки очистки, осушки, подогрева и охлаждения газа, узел замера расхода газа, установки подготовки газа к транспорту, трубопроводы, вспомогательные системы и устройства (котельное оборудование, подъемные сооружения, автоматизированные заправочные пункты).

В соответствии со спецификой эксплуатации искусственных газовых залежей для целей ПХГ существует ряд отличающихся от месторождений газа особенностей, а именно: на ПХГ эксплуатируются скважины специального назначения (для контроля за циклическим распределением газонасыщенности по вертикали и латерали) - наблюдательные, пьезометрические, контрольные, геофизические, разгрузочные, геохимические.

5. Пожарная безопасность ОПО ПХГ обеспечивается в соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 30, ст.3579; 2018, N 53 (часть I), ст.8464), постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 19, ст.2415; 2020, N 18, ст.2889) и иными нормативными правовыми актами, устанавливающими требования пожарной безопасности, относящиеся к ОПО ПХГ.

II. Требования промышленной безопасности к проектированию опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

6. Для площадочных сооружений ОПО ПХГ, на которых размещаются компрессорные станции, компрессорные цеха, газосборные и газораспределительные пункты, установки подготовки газа, газораспределительные станции, необходимо выполнять требования к обеспечению взрывобезопасности:

1) для каждой технологической системы должны предусматриваться меры по максимальному снижению взрывоопасности технологических блоков, входящих в нее, направленные на:

предотвращение взрывов и пожаров внутри технологического оборудования;

защиту технологического оборудования от разрушения и максимальное ограничение выбросов из него горючих веществ в атмосферу при аварийной разгерметизации;

исключение возможности взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок;

снижение тяжести последствий взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок;

2) организация технологических процессов должна исключать возможность взрыва в технологической системе при регламентированных значениях их параметров. Регламентированные значения параметров,

определяющих взрывоопасность процесса, допустимый диапазон их изменений, организация проведения процесса (аппаратурное оформление и конструкция технологических аппаратов, фазовое состояние обращающихся веществ, гидродинамические режимы) устанавливаются в исходных данных на проектирование разработчиком процесса;

3) регламентированные значения параметров по ведению технологического процесса указываются в технологических регламентах на производство продукции как оптимальные нормы ведения технологического режима (далее - регламентированные параметры процесса) и подлежат контролю и регулированию в заданном диапазоне;

4) для каждого технологического процесса разработчиком процесса определяется совокупность регламентированных значений параметров. Допустимый диапазон изменения параметров устанавливается с учетом характеристик технологического процесса. Технические характеристики системы управления и противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) должны соответствовать скорости изменения значений параметров процесса в требуемом диапазоне (класс точности приборов, инерционность систем измерения, диапазон измерения);

5) для вновь проектируемых взрывопожароопасных производственных объектов должны быть выполнены следующие требования:

обеспечена защита персонала, постоянно находящегося в помещении управления (операторные), от воздействия ударной волны (травмирования) при возможных аварийных взрывах на технологических объектах с учетом зон разрушения, а также от термического воздействия;

обеспечено бесперебойное функционирование автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ для перевода технологических процессов в безопасное состояние и аварийного останова технологических объектов.

7. Для строительства и эксплуатации ОПО ПХГ должен быть разработан технологический проект, включающий в себя:

1) этап строительства, подразделяющийся на подэтапы:

разведывательная закачка газа;

опытный отбор газа;

опытно-промышленная эксплуатация;

вывод на циклическую эксплуатацию;

2) этап циклической эксплуатации.

В технологическом проекте подготавливаются исходные данные для разработки проекта обустройства ОПО ПХГ.

8. Технологический проект разрабатывается и утверждается в соответствии с Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 118 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 10, ст.1100; 2020, N 47, ст.7526).

9. Технологический проект должен соответствовать требованиям к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, установленным приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 октября 2010 г. N 464 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 23 ноября 2010 г., регистрационный N 19019).

10. В технологическом проекте следует предусматривать объектный мониторинг эксплуатации ПХГ (система геолого-геофизического контроля за состоянием искусственной газовой залежи), обеспечивающий

реализацию и анализ эффективности мероприятий по безопасному недропользованию, включающий специально организованное систематическое наблюдение за состоянием объекта хранения газа, контрольных горизонтов и наземного обустройства на основе комплекса промыслово-геофизических исследований и замеров параметров эксплуатации ПХГ, необходимый для осуществления системы контроля этапов строительства и эксплуатации. Он также должен содержать мероприятия по контролю герметичности объекта хранения в процессе строительства и эксплуатации ПХГ.

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

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

13. 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.

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

15. 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.

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

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

18. На компрессорных станциях, газораспределительных пунктах, в цехах осушки и сепарации газа ОПО ПХГ следует предусматривать возможность продувки газопроводов и оборудования инертным газом (паром).

19. При выборе электрооборудования во взрывозащищенном исполнении следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон, установленной техническим регламентом Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", утвержденным решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. N 825 (официальный сайт Комиссии Таможенного союза <http://www.tsouz.ru/>, 21 октября 2011 г.), являющимся обязательным для Российской Федерации в соответствии с Договором от 29 мая 2014 г., ратифицированным Федеральным законом от 3 октября 2014 г. N 279-ФЗ "О ратификации Договора о Евразийском экономическом союзе" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, N 40, ст.5310). Классы и размеры взрывоопасных зон следует определять и указывать в проектной документации/документации.

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

21. 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.

Объекты обустройства ОПО ПХГ следует размещать с учетом опасности распространения хранящегося опасного вещества и распространения облака при возможных авариях по рельефу местности и преобладающего направления ветра (по годовой розе ветров) относительно рядом расположенных населенных пунктов, объектов и мест массового скопления людей, результатов анализа опасностей технологических процессов и анализа риска аварий, проведенного в соответствии с главой VIII "Требования к анализу опасностей технологических процессов

и количественному анализу риска аварий на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа" Правил.

22. Размещение зданий и сооружений объектов обустройства ОПО ПХГ должно соответствовать приложению N 1 к Правилам.

III. Требования промышленной безопасности к конструкции скважин опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

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

выполнение назначения в соответствии с проектными решениями;

компенсацию периодических изменений термобарических условий в течение срока эксплуатации ПХГ;

максимальное использование пластовой энергии объекта (объектов) хранения газа в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи пласта со стволом скважины;

применение оборудования, способов и режимов эксплуатации, а также методов повышения (интенсификации) производительности в соответствии с принятыми проектными решениями;

условия безопасного ведения работ на всех этапах производства буровых работ, эксплуатации, реконструкции и ремонта скважины;

условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраной окружающей среды, за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции объекта (объектов) хранения газа от проницаемых горизонтов надпродуктивной части разреза и пространства вокруг устья скважины;

получение объективной геолого-геофизической информации по разрезу, вскрытому скважиной.

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

25. 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 буровых труб на противовыбросовом оборудовании;

контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

возможность аварийного глушения скважины;

возможность проведения испытания обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

26. 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 пропластах.

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

подземных хранилищ газа в каменной соли

28. Количество резервуаров и их размещение определяются исходя из площади распространения соляной залежи, ее общей толщины и наличия прослоев калийно-магниевых и других солей.

29. При размыве резервуаров должен осуществляться контроль следующих параметров:

давления и температуры в линиях закачки и выхода рассола;

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

уровня границы раздела фаз в выработке-емкости;

формы и размеров выработки-емкости.

30. 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.

31. Конструкция эксплуатационной скважины должна обеспечивать:

закачку и отбор флюида (газа, рассола, 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;

разобшение и изоляцию вскрытых водоносных горизонтов;

защиту от коррозионного и термобарического воздействия на геологическую среду;

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

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

32. 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.

Башмак подвесной колонны (при отборе газа) эксплуатационной скважины должен располагаться выше зеркала рассола. Для исключения подхватывания рассола при отборе газа допускается вносить изменения в процессе эксплуатации в компоновку подвесной колонны (установка дополнительных устройств или специальных отверстий выше зеркала рассола).

33. Испытание на герметичность подвесных колонн осуществляется непосредственно в скважине на максимальное проектное давление, установленное для эксплуатации резервуара с коэффициентом запаса 1,05. После извлечения внешней подвесной колонны при пакерном способе эксплуатации не допускается ее повторное использование.

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

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

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

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

IV. Требования промышленной безопасности к бурению, капитальному ремонту скважин подземных хранилищ газа и установке подземного оборудования

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

39. Рабочий проект разрабатывается:

на бурение отдельной скважины (индивидуальный);

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

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

назначения скважин;

проектные глубины по стволу скважин;

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

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

горно-геологические условия проводки;

условия природопользования.

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

42. 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.

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

44. Рабочий проект должен содержать следующие данные и решения:

географическую и климатическую характеристику района работ;

горно-геологические условия бурения;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

объем запаса бурового раствора;

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений;

комплекс мероприятий, обеспечивающий пожарную безопасность ОПО ПХГ и включающий устройства противопожарного водопровода в соответствии с реализованными техническими решениями; связи и оповещения; контроля газопаровоздушной среды; автоматизации процесса хранения углеводородов; автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации;

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

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

Требования безопасности при бурении скважин

45. 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.

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

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

48. При вскрытии слабосцементированного пласта-коллектора следует предусматривать мероприятия по предотвращению разрушения околоскважинной зоны пласта и контролю за выносом породы.

49. После спуска и цементирования каждой обсадной колонны проводится контроль состояния обсадных труб, цементного камня и положения элементов оснастки соответствующими геолого-технологическими и геофизическими методами.

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

51. 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.

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

Требования безопасности при проведении перфорационных работ на скважинах

53. Перфорационные работы на скважинах ПХГ в зависимости от геологических и технологических условий осуществляются в соответствии с техническим проектом.

54. Технический проект на производство перфорационных работ при строительстве скважин разрабатывается геофизической организацией и согласовывается с буровой организацией и пользователем недр в части обеспечения сохранности недр, конструкции скважины, характеристик интервала перфорации. При эксплуатации 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.

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

V. Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

56. Эксплуатация технических устройств должна осуществляться в соответствии с руководствами по эксплуатации и обслуживанию, составленными изготовителями или эксплуатирующей организацией с учетом

требований руководств изготовителя. Маркировка и техническая документация устройств иностранного производства выполняются производителем или поставщиком оборудования на русском языке.

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

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

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

Эксплуатация подземной (пластовой) части подземных хранилищ газа

60. Этап создания ПХГ начинается с первой закачки газа в объект хранения и продолжается до вывода хранилища на проектные показатели.

61. На этапе создания ПХГ производятся:

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

развитие и дополнение базы данных текущими данными эксплуатации;

уточнение и совершенствование геологической, гидродинамической и технологической моделей ПХГ.

62. По результатам опытно-промышленной эксплуатации на основании проведенных наблюдений и исследований выполняется анализ эксплуатации ПХГ, в котором дается заключение о дальнейшем развитии хранилища и возможности вывода на утвержденные проектные показатели циклической эксплуатации или вносятся предложения о разработке коррективов (дополнений) в технологический проект ПХГ.

63. Этап циклической эксплуатации ПХГ начинается с вывода хранилища на утвержденные проектные показатели и продолжается до принятия решения о консервации (ликвидации) хранилища.

64. Эксплуатация ПХГ осуществляется в соответствии с технологическим проектом.

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

66. Технологический режим эксплуатации ПХГ устанавливается с учетом следующих условий:

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 пласта-коллектора объекта хранения;

предупреждение разрушения пласта-коллектора объекта хранения в околоскважинном пространстве;

предупреждение образования гидратов и солей в околоскважинной зоне пласта, колоннах лифтовых труб, трубопроводах, наземном оборудовании.

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

оценку затрат газа на собственные технические (технологические) нужды;

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

расчет текущего буферного, активного и общего объемов газа ПХГ.

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

69. Эксплуатирующая организация в процессе эксплуатации ОПО ПХГ привлекает к авторскому надзору за эксплуатацией ОПО ПХГ автора технологического проекта.

Эксплуатация трубопроводов и трубопроводной арматуры

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

трубопроводная обвязка устьев скважин;

шлейфы скважин;

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

газосборные коллекторы;

межплощадочные газопроводы-коллекторы;

газопроводы топливного, пускового и импульсного газа;

газопроводы подключения ОПО ПХГ (от ОПО ПХГ до узла подключения к магистральному газопроводу или газопроводу-отводу);

метанолопроводы;

трубопроводы системы транспорта попутно-промысловых вод и вод, используемых для собственных производственных и технологических нужд (далее - ППВ);

трубопроводы транспортировки абсорбента;

газопроводы низкого и среднего давления для котельного оборудования.

71. 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 знаками в виде столбиков со щитами-указателями, расположенными на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли. Данные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1000 м, а также на углах поворота более 30° и пересечениях трассы с другими трубопроводами и коммуникациями.

Необходима установка знаков:

"Якорь не бросать" - на водных переходах;

"Остановка запрещена" - на переходах через автомобильные дороги.

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

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

74. 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".

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

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

осмотры;

ревизия (освидетельствование, техническое диагностирование) трубопроводов;

испытания на прочность и герметичность;

экспертиза промышленной безопасности.

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

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

Результаты осмотров должны фиксироваться в журнале наружного осмотра трубопроводов.

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

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

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

81. 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.

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

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

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

85. Эксплуатация ТПА в положениях между "Открыто" и "Закрыто", если такая возможность не предусмотрена изготовителем, не допускается.

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

87. При эксплуатации трубопроводов и ТПА запрещается:

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

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

использовать ТПА в качестве опор;

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

сравливать импульсный газ или переставлять арматуру во время грозы;

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

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

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

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

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

Эксплуатация площадочных производственных объектов

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

93. В закрытых помещениях, где возможно образование в воздухе взрывоопасных смесей, необходимо осуществлять автоматический анализ дозврывоопасных концентраций обращающихся взрывоопасных веществ. Сигналы от средств автоматического газового анализа должны передаваться в помещение с круглосуточным пребыванием дежурного персонала.

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

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

96. 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.

97. Техническое обслуживание установки очистки газа должно осуществляться в объеме и с периодичностью, предусмотренной в проектной документации/документации, документацией изготовителя, технологическом регламенте на эксплуатацию ОПО ПХГ.

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

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

100. Использование открытого огня для обогрева оборудования запрещается.

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

102. Запрещается пуск установок при неисправных системах ПАЗ.

103. Предупредительная и аварийная сигнализации и ПАЗ на действующих установках должны быть постоянно включены в работу.

Порядок отключения устройств автоматики безопасности и блокировок на кратковременный период при ремонте и техническом обслуживании устанавливается в эксплуатационной (проектной) документации.

104. Техническое обслуживание и ремонт оборудования автоматизации должны проводиться в соответствии с документацией изготовителя и/или проектной документацией.

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

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

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

Требования к технологическим регламентам опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

108. 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.

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

газосборных и газораспределительных пунктов;

установок комплексной подготовки газа;

установок низкотемпературной сепарации;

установок гликолевой осушки газа;

установок регенерации абсорбентов;

установок регенерации метанола;

компрессорных цехов;

иных технологических установок, влияющих на безопасную эксплуатацию ОПО ПХГ.

110. 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.

111. 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, включающий технологические схемы, схему подземных коммуникаций и схему инженерных сетей.

Содержание разделов технологического регламента должно соответствовать Приложению N 2 к Правилам.

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

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

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

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

VI. Контроль технологических параметров. Объектный мониторинг подземных хранилищ газа

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

115. При эксплуатации ОПО ПХГ объектами мониторинга являются:

объект (объекты) хранения газа и утилизации ППВ;

контрольные горизонты;

верхняя (подпочвенная) часть разреза в пределах горного отвода;

объект размещения ППВ;

скважины ОПО ПХГ.

При разработке объектного мониторинга учитываются горногеологические особенности различных участков объекта хранения в целях определения особенностей формирования, состояния и расформирования искусственной газовой залежи.

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

объем газа в объекте (объектах) хранения (активный и буферный объем газа (в том числе долгосрочный резерв), остаточные геологические запасы при наличии);

объем закачки (отбора) газа;

объем попутной пластовой воды, извлекаемой при отборе газа;

затраты газа на собственные технические (технологические) нужды;

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

газонасыщенный поровый объем объекта (объектов) хранения газа и ОПО ПХГ;

компонентный состав закачиваемого и отбираемого газа, точка росы;

соответствие качества подготовленного к транспорту газа установленным требованиям;

пластовое давление в объекте (объектах) хранения газа;

эксплуатационные характеристики скважин (рабочие давления и температура на устье, фактические значения депрессии/репрессии);

технологические характеристики (параметры ЗРА, температура и давление в технологической линии "скважина - газосборный пункт - установка подготовки газа (компрессорная станция) - компрессорная станция - газопровод подключения");

флюидонасыщение объекта (объектов) хранения газа;

положение межфлюидальных контактов объекта (объектов) хранения газа;

уровни и давления в контрольных горизонтах;

флюидонасыщение контрольных горизонтов;

положение контакта ГВК (ГНК) в контрольных горизонтах (при наличии техногенной залежи);

газонасыщенный поровый объем контрольных горизонтов (при наличии техногенной залежи);

объем отбора газа при разгрузке техногенной залежи (при ее наличии и осуществлении разгрузки);

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

межколонное давление и межколонный расход газа по скважинам;

состав газа подпочвенного слоя;

поверхностные водо-газопроявления на хранилище;

давление нагнетания, объем ППВ и показатели качества, утвержденные проектной документацией на размещение ППВ.

117. При эксплуатации ОПО ПХГ должны ежедневно проводиться замеры суммарных объемов количества закачиваемого и отбираемого газа. В случае наличия двух и более объектов хранения газа замеры осуществляются по каждому из них.

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

119. Контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах осуществляется путем замера пластового давления (или пересчета замеренного устьевого давления на пластовое), уровней пластовой воды в контрольных скважинах.

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

121. При эксплуатации скважин должен проводиться контроль технического состояния, который включает:
диагностику целостности эксплуатационной колонны и износа обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и установленного подземного оборудования геофизическими методами;

контроль положения забоя скважин;

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.

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

123. Учет количества извлекаемой попутной пластовой жидкости должен осуществляться 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.

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

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

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

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

128. При использовании геофизических методов наблюдения за герметичностью объекта хранения выполняются работы по выявлению заколонных перетоков и техногенных скоплений газа по фонду скважин, которые осуществляются в соответствии с планом-графиком геофизических исследований. По скважинам, на которых проектом предусмотрена обвязка обсадных колонн и наличие замерных устройств, необходимо проводить замер давления и расхода газа между обсадными колоннами при максимальном (приближенном к максимальному) давлении в ПХГ, а также расход газа стравливаемого из пространств между обсадными колоннами по графику, но не реже одного раза в год.

129. Запрещается эксплуатация скважин с межколонным давлением (далее - МКД), имеющих следующие

признаки предельных состояний:

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

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

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

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

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

присутствие заколонных перетоков газа;

присутствие негерметичности обсадной эксплуатационной колонны;

грифоны вокруг устья скважины.

VII. Требования промышленной безопасности при консервации и ликвидации опасных производственных объектов подземных хранилищ газа

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

131. 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.

132. Консервация и ликвидация скважин, входящих в состав ОПО ПХГ, осуществляются в соответствии с проектной документацией, разработанной для ПХГ, рабочих проектов производства буровых работ и реконструкции скважин, а в случае отсутствия таких разделов в указанных проектах - в виде отдельной документации.

133. 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 горногеологическими и экологическими характеристиками).

По решению проектной организации консервация, расконсервация и ликвидация скважин проводится с привязкой к групповой документации на консервацию, расконсервацию или ликвидацию скважин при условии соблюдения требований промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

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

135. 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 ПХГ 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.

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

137. 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.

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

139. Акт о ликвидации (консервации) скважины (рекомендуемый образец приведен в Приложении N 3 к Правилам) совместно с актами выполненных работ за подписью их исполнителей, заверенные пользователем недр, а также акты (в зимний период - графики и обязательства) на проведенные работы по рекультивации земель и акты расследования аварий с копиями приказов по результатам расследования причин аварий с мероприятиями по их устранению и предупреждению для скважин, ликвидированных по техническим причинам (кроме категории III-в), представляются в территориальный орган Ростехнадзора для их учета.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

149. Если длительность консервации скважины превысила (или может превысить) проектные сроки консервации или 15 лет (срок нахождения скважины в бездействии при этом не учитывается) и по результатам наблюдения за ее состоянием (производственного контроля, экспертизы промышленной безопасности, государственного экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде, имуществу, то по требованию органа, уполномоченного на осуществление государственного контроля (надзора), или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном Правилами.

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

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

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

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

VIII. Требования к анализу опасностей технологических процессов и количественному анализу риска аварий на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа

154. 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.

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

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

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

158. При проведении анализа риска учитывают:

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

возможные отклонения технологических параметров от регламентных значений;

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

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

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

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

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

современный опыт обеспечения безопасности ПХГ.

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

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

идентификация опасностей, которые могут привести к инцидентам и авариям;

определение вероятностей (частот) возникновения аварий;

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

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

расчет зон действия поражающих факторов;

оценка последствий аварий;

расчет показателей риска аварий;

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

Полнота процедур и расчетов определяется целями и задачами анализа риска.

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

истечение опасных веществ при фонтанировании скважин;

пролив (разлив) жидкости;

испарение пролива жидкости;

пожар пролива;

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

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

распространение токсического облака;

пожар-вспышка;

вскипание и выброс 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.

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

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

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

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

титульный лист;

список исполнителей с указанием должностей, научных званий, организаций;

аннотацию;

содержание (оглавление);

цели и задачи проведенного анализа риска аварий;

описание анализируемого ОПО и (или) его составных частей;

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

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

результаты идентификации опасности аварий;

результаты оценки риска аварий;

анализ неопределенностей результатов оценки риска аварий;

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

рекомендации по снижению риска аварий;

заключение;

перечень используемых источников информации.

Приложение N 1
к федеральным нормам и правилам в
области промышленной безопасности
"Правила безопасности опасных
производственных объектов подземных
хранилищ газа", утвержденным приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 декабря 2020 года N 511

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	39	24	+	+	15	+	60	30	+	+	9	9	+	9	15	++	++	18	39	39	+

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

бытовой блок, столовая, складское помещение для вспомогательного оборудования, котельная)																					
20. Технологические емкости ЛВЖ, ГЖ (под давлением, без давления), концевые сепарационные установки	30	15	+	+	15	+	60	60	+	+	9	9	+	9	15	++	++	18	39	30	15
21. Насосная станция ЛВЖ, ГЖ	30	15	+	+	15	+	60	60	+	+	9	9	+	9	15	++	++	18	39	-	9

+ расстояния не нормируются;

++ расстояния определяются проектной документацией.

Примечание:

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

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

Приложение N 2
к федеральным нормам и правилам в
области промышленной безопасности
"Правила безопасности опасных
производственных объектов подземных
хранилищ газа", утвержденным приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 декабря 2020 года N 511

Содержание разделов технологического регламента

1. Общая характеристика производственного объекта включает:

полное наименование производственного объекта, его назначение, год ввода в действие;

наименования научно-исследовательских и проектных организаций, разработавших технологический процесс и выполнявших проект;

количество технологических линий (потоков) и их назначение.

2. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции включает:

техническое наименование продуктов, качество в соответствии с нормативной технической документацией, область применения;

свойства сырья, реагентов, готовой продукции и отходов производства по взрывопожароопасности и токсичности приводятся в п.7 настоящего приложения.

3. Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта включает:

описание технологического процесса в строгом соответствии со схемой технологического процесса, являющейся графическим приложением к ТР;

описание технологической схемы приводится по стадиям технологического процесса, начиная с поступления сырья, с указанием основных технологических параметров процесса (температуры, давления, расхода основного оборудования,

участвующего в процессе и включенного в состав технологической схемы). По ходу описания схемы указываются основные схемы автоматизации и блокировки.

4. Нормы технологического режима включают:

нормы технологического режима для непрерывных и периодических процессов приводятся по форме таблицы N 1 настоящего приложения.

Таблица N 1

Нормы технологического режима п/п	Наименование стадии процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

В графе таблицы N 1 настоящего приложения "Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима" указываются на различных стадиях процесса в аппаратах (отстойниках, электродегидраторах, колоннах, печах, реакторах, теплообменной и другой аппаратуре) регламентируемые показатели режима:

температура, давление, расход, время операций, количество загружаемых или подаваемых компонентов и другие показатели, влияющие на безопасную эксплуатацию и качество продукции;

при маркировке приборов КИПиА на щитах управления номера позиций приборов должны соответствовать номерам позиций на технологической схеме;

единицы измерения приводятся в действующей системе СИ.

Все показатели режима, в том числе расход, давление, температура, указываются с возможными допусками или интервалами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию и получение готовой продукции заданного качества. Разрешается ограничение верхних или нижних предельных значений. Например: "вакуум, не менее...", "температура, не более...".

5. Контроль технологического процесса включает:

аналитический контроль (лабораторный, автоматический) по всем стадиям технологического процесса излагается по форме таблицы N 2 настоящего приложения.

Таблица N 2

Аналитический контроль технологического процесса

N п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерений)	Контролируемые показатели	Методы контроля	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7

В начале таблицы указываются нормы лабораторного контроля, а затем автоматического;

если в контролируемых продуктах содержатся агрессивные компоненты, вызывающие коррозию металла, указываются допустимые содержания этих компонентов и методы их контроля;

контроль технологического процесса с помощью систем сигнализации, блокировок, если они имеются, приводится в виде перечня по форме таблицы N 3 настоящего приложения.

Таблица N 3

Перечень блокировок и сигнализации

N п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Величина устанавливаемого предела значения параметра		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключе- нию и другому воздействию
			мини- мальная	макси- мальная	мини- мальная	макси- мальная	мини- мальная	макси- мальная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

6. Основные положения пуска и остановки производственного объекта при нормальных условиях включают:

взаимосвязь с другими технологическими и вспомогательными объектами, снабжение установки сырьем, электроэнергией, паром, водой, воздухом и другими материалами и ресурсами;

особенности пуска и остановки в зимнее время;

описание пуска и остановки взрывопожароопасных производств, изложить последовательность пуска и остановки, соблюдение требуемого режима выполнения работ с указанием последствий их нарушения.

7. Безопасная эксплуатация производства включает:

данные об имеющихся производственных опасностях, которые могут привести к взрыву, отравлению, а также комплекс технических, технологических и организационных мероприятий, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства и оптимально санитарно-гигиенические условия труда работающих;

взрывопожароопасные и токсические свойства используемых и получаемых веществ, которые приводятся по форме таблицы N 4 настоящего приложения.

Таблица N 4

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

N п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции,	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура, °C			Концентрационные пределы распространения пламени		Характеристика токсичности (воздействие на организм)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных
				вспышки	воспламенение	самовос-	нижний пре-	верхний пре-		

	отходов производ- ства				ния	пламе- нения	дел	дел	человека)	помещений
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

При необходимости, установленной эксплуатирующей организацией, классификация технологических блоков по взрывоопасности осуществляется в соответствии с требованиями ФНП, устанавливающими требования взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, и приводится по форме таблицы N 5 настоящего приложения.

Таблица N 5

Классификация технологических блоков по взрывоопасности

N п/п	Номер блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала
1	2	3	4	5	6

Для технологических систем указываются категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения, а также энергетическое обеспечение систем контроля, управления и противоаварийной защиты;

8. Методы и средства защиты работников от производственных опасностей включают:

методы и средства контроля за содержанием взрывоопасных и токсичных веществ в воздухе рабочей зоны;

периодичность и методы контроля за образованием в процессе эксплуатации производства взрывоопасных концентраций.

9. Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производств включают:

безопасные методы обращения с пирофорными отложениями;

способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях;

индивидуальные и коллективные средства защиты работающих, тушения возможных загораний;

возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации;

безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования;

основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем.

10. Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов включает описание всего оборудования, указанного на графическом приложении технологической схемы к ТР.

Краткая характеристика технологического оборудования составляется по форме таблицы N 6 настоящего приложения.

Таблица N 6

Краткая характеристика технологического оборудования

N п/п	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и прочее)	Номер позиции по схеме, индекс (заполняется при необходимости)	Количество, штук	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии (заполняется при необходимости)	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7

Наименование оборудования указывают в соответствии с техническим паспортом (формуляром) на оборудование.

Краткая характеристика регулирующих клапанов приводится по форме таблицы N 7 настоящего приложения.

Таблица N 7

Краткая характеристика регулирующих клапанов

N п/п	N позиций по схеме	Место установки клапана	Назначение клапана	Тип клапана
1	2	3	4	5

Краткая характеристика предохранительных клапанов (если они имеются) приводится по форме таблицы N 8 настоящего приложения.

Таблица N 8

Краткая характеристика предохранительных клапанов

N п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого аппарата)	Расчетное давление защищаемого аппарата	Оперативное (технологическое) давление в аппарате	Установочное давление контрольного клапана	Установочное давление рабочего клапана	Направление сброса контрольного и рабочего клапана
1	2	3	4	5	6	7

11. В перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации входят технологические, должностные инструкции, инструкции по охране труда, необходимые для обеспечения безопасности ведения процесса, обслуживания и ремонта оборудования.

Здесь же приводится перечень нормативно-технической документации, утверждаемой руководством организации, а также действующие типовые инструкции, нормы, правила, обязательные к руководству и выполнению работниками организации.

12. Технологическая схема производства продукции является графическим приложением к разделу "Описание технологического процесса".

Технологическая схема для непрерывных процессов составляется по одной технологической нитке (при наличии нескольких одинаковых потоков) с включением в нее основных технологических аппаратов, основных материальных коммуникаций, основных органов управления и регулирования, точек контроля и регулирования технологических параметров.

Условные обозначения средств контроля и автоматики, а также арматуры должны быть указаны на схеме.

Технологическая схема подписывается руководителем объекта и утверждается главным инженером (техническим руководителем) организации.

13. Экспликация оборудования приводится по форме таблицы N 9 настоящего приложения.

Таблица N 9

Экспликация оборудования

N п/п	Наименование оборудования	Индекс по схеме	Количество
1	2	3	4

Приложение N 3
к федеральным нормам и правилам
в области промышленной безопасности
"Правила безопасности опасных
производственных объектов подземных
хранилищ газа", утвержденным приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 декабря 2020 года N 511

(рекомендуемый образец)

Акт N ____ от ____ о ликвидации (консервации) скважины N.... (месторождение, организация)

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о нижеследующем:

1. Скважина N _____, пробуренная _____ в _____ году в соответствии с проектом N _____ от _____ г., разработанным _____, находящаяся на балансе _____, ликвидирована (консервирована) _____ по категории _____.

2. Забой скважины _____ м.

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

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

5. Из скважины демонтировано и извлечено следующее оборудование:

фонтанная арматура и колонная головка _____

насосно-компрессорные трубы _____ в количестве _____ тонн.

комплекс внутрискважинного оборудования _____

обсадные трубы _____ в количестве _____ тонн.

обсадные трубы _____ в количестве _____ тонн.

6. Все материалы по ликвидированной (консервированной) скважине N _____ сброшюрованы,
заверены печатью, подписями и переданы на хранение _____.

Руководитель территориального
управления Ростехнадзора

Руководитель
организации-недропользователя