



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

**П Р И К А З**

«9» декабря 2020г.

№ 511

Москва

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

В соответствии с подпунктом 5.2.2.16(1) пункта 5 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348; 2020, № 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. Трёмбицкий

Утверждены  
приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 9 декабря 2020 г. № 54

**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА  
В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ "ПРАВИЛА  
БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ  
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА"**

**I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа» (далее - Правила) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588; 2018, № 31, ст. 4860) и Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348; 2020, № 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. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 30, ст. 3579; 2018, № 53 (часть I), ст. 8464), постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390

«О противопожарном режиме» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 19, ст. 2415; 2020, № 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 обрабатываемых 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 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; 2020, № 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. № 464 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 23 ноября 2010 г., регистрационный № 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. № 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. № 279-ФЗ «О ратификации Договора о Евразийском экономическом союзе» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 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 № 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 использованием 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 бурильных 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 пропластках.

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.

Требования безопасности к проектированию, строительству опасных производственных объектов 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/см<sup>3</sup>;

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 корректив (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.