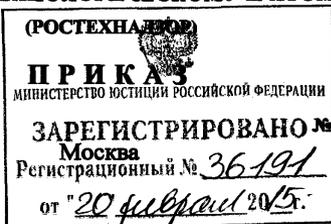




**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**



12 января 2015г

1

**О внесении изменений в Федеральные нормы и правила
в области промышленной безопасности
«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»,
утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101»**

В соответствии со статьей 4 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588; 2000, № 33, ст. 3348; 2003, № 2, ст. 167; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 19, ст. 1752; 2006, № 52, ст. 5498; 2009, № 1, ст. 17, 21; № 52, ст. 6450; 2010, № 30, ст. 4002; № 31, ст. 4196; 2011, № 27, ст. 3880; № 30, ст. 4590, 4591, 4596; № 49, ст. 7015, 7025; 2012, № 26, ст. 3446; 2013, № 9, ст. 874, № 27, ст. 3478), а также подпунктом 5.2.2.16(1) Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348; 2006, № 5, ст. 544; № 23, ст. 2527; № 52, ст. 5587; 2008 № 22, ст. 258; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 49, ст. 5976; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 38, ст. 4835; 2011, № 6 ст. 888; № 14, ст. 1935; № 41, ст. 5750; № 50, ст. 7385; 2012, № 29, ст. 4123; № 42, ст. 5726; 2013, № 12, ст. 1343; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 108, № 35, ст. 4773), приказываю:

1. Внести изменения в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по

экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 19 апреля 2013 г., регистрационный № 28222, Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 2013 г. № 24), согласно приложению к настоящему приказу.

2. Считать не подлежащей применению Инструкцию о порядке ликвидации, консервации, скважин и оборудования их устьев и стволов, утвержденную постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 22 мая 2002 года № 22 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации от 30 августа 2002 г., регистрационный № 3759, Российская газета, 2002 № 174).

3. Пункты 8 и 24 прилагаемых изменений вступают в силу с 1 января 2017 г.

Руководитель



А.В. Алешин

Приложение
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «12» января 2015 г. № 1

**Изменения
в Федеральные нормы и правила в области промышленной
безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности», утвержденные приказом Федеральной
службы по экологическому, технологическому и атомному
надзору от 12 марта 2013 г. № 101»**

1. В списке используемых сокращений в Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101» (далее - Правила):

а) слова «ПЛА план локализации и ликвидации последствий аварий» заменить словами «ПЛА план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий»;

б) слова «СКН станок-качалка» заменить словами «СКН станок-качалка нефтяная»;

в) слова «УПС установка предварительного сброса» заменить словами «УПСВ установка предварительного сброса пластовой воды»;

г) слова «ГКС головная компрессорная станция» заменить словами «ГКС газокompрессорная станция»;

д) слова «РВС резервуары вертикальные стальной» заменить словами «РВС резервуар вертикальный стальной»;

е) слова «ПТЭЭ правила техники эксплуатации электроустановок потребителей» заменить словами «ПТЭЭ правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

ж) дополнить абзацами следующего содержания:

«ГИС геофизические исследования скважин;

МПП межпластовые перетоки;

МКД межколонные давления.».

2. В пункте 1 Правил слова «22 декабря 2004 г.» заменить словами «29 декабря 2004 г.»

3. Пункт 4 Правил изложить в следующей редакции:

«4. Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатываются планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в порядке, установленном Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 26 августа 2013 г. № 730 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 35, ст. 4516). Специальные разделы ПЛА разрабатываются в соответствии с приложением № 1 к настоящим Правилам.

При возможности распространения аварийных разливов нефти и нефтепродуктов за пределы блока (цеха, установки, производственного участка) ОПО должны дополнительно разрабатываться, утверждаться и вводиться в действие планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.».

4. Пункт 7 Правил исключить.

5. Пункт 9 Правил изложить в следующей редакции:

«9. Все строящиеся ОПО должны быть снабжены информационными щитами на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номера контактного телефона. Для действующих и вводимых в эксплуатацию объектов, входящих в состав ОПО, дополнительно должны быть указаны их регистрационные номера согласно свидетельству о регистрации ОПО в государственном реестре.».

6. Пункт 10 Правил изложить в следующей редакции:

«10. Площадочные ОПО, для которых обязательным требованием является разработка деклараций промышленной безопасности, должны иметь ограждения и контрольно-пропускной режим.».

7. Пункт 11 Правил изложить в следующей редакции:

«11. Организации, эксплуатирующие ОПО, обязаны:

иметь в наличии и обеспечивать функционирование необходимых приборов, систем контроля, автоматического и дистанционного управления и регулирования технологическими процессами, сигнализации и противоаварийной автоматической защиты, системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии или инцидента, а также иные технические средства, позволяющие дистанционно в режиме реального времени контролировать параметры, определяющие безопасность на ОПО;

осуществлять мероприятия по обеспечению дистанционного контроля процессов на ОПО, включающие регистрацию параметров, определяющих опасность технологических процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий, и передачу в Ростехнадзор данной информации в электронном виде.

8. Дополнить Правила пунктами 11.1 и 11.2:

«11.1 Перечень параметров (их количество и совокупность), определяющих опасность процессов и подлежащих дистанционному контролю, устанавливается организацией, эксплуатирующей ОПО, исходя из свойств обращающихся веществ и условий безопасного ведения технологических процессов.

11.2 Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, а также о срабатывании систем защиты (с записью в журнале событий), переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течение 3 месяцев. При производстве буровых работ, подземном и капитальном ремонте скважин обеспечивается их видеорегистрация с формированием видеоархива с использованием электронных средств носителей информации, обеспечивающих возможность передачи информации в Ростехнадзор.».

9. Пункт 21 Правил изложить в следующей редакции:

«21. В случае, когда длительность консервации зданий и сооружений ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на их консервацию, такие объекты подлежат ликвидации или должны пройти экспертизу промышленной безопасности с целью продления сроков безопасной консервации и оценки угрозы причинения вреда имуществу, жизни или здоровью населения, окружающей среде.».

10. В абзаце первом пункта 32 Правил слова «, у площадок обслуживания скважин – не более 45 градусов» исключить.

11. Пункт 46 Правил исключить.

12. В пункте 47 Правил слова «Правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 25 декабря 1998 г. № 1540 (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 1, ст. 191; 2005, № 7, ст. 560),» исключить.

13. В пункте 70 Правил слова «прижимная планка» заменить словами «скоба зажима».

14. По тексту пунктов 78, 79, 82 Правил обозначение «кВт» заменить на обозначение «кВ».

15. В пункте 98 Правил слово «классификацию» заменить на слово «квалификацию».

16. В пункте 103 Правил слова «особо охраняемых природных территорий,» и слова «водоохранных зон,» исключить.

17. Пункт 105 Правил изложить в следующей редакции:

«105. Пуск в работу (эксплуатацию) буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на участке ведения буровых работ производится после завершения и проверки качества вышкомонтажных работ, опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады и положительных результатов испытаний и проверок, указанных в пункте 133 настоящих Правил. Готовность к пуску оформляется актом рабочей комиссии буровой организации, с участием представителей заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора.».

18. Абзац первый пункта 110 Правил после слов «Рабочий проект» дополнить словами «производства буровых работ индивидуальный или групповой (далее - рабочий проект)»;

19. В пункте 116 Правил слова «и контроль состояния и охраны окружающей среды» исключить.

20. В абзаце пятом пункта 122 Правил слово «строительстве» заменить словом «бурении».

21. В абзаце втором пункта 123 Правил слово «крепление» исключить.

22. В пункте 124 Правил слова «Размещение бурового оборудования должно производиться на основе минимально допустимых расстояний между объектами и сооружениями буровой установки, приведенных в приложении № 4 к настоящим Правилам.» исключить.

23. Пункт 133 Правил изложить в следующей редакции:

«133. После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверки качества заземления оборудования и заземляющих устройств.»

24. В абзаце десятом пункта 181 Правил слова «хранения информации» заменить словами: «, обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачу в Ростехнадзор.»

25. Абзац второй пункта 214 Правил изложить в следующей редакции:

«при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции).»

26. В пунктах 245, 246, 248, 262, 299, 421 Правил исключить слова «и противопожарной службы (противопожарной военизированной части)».

27. Пункт 247 Правил исключить.

28. В пункте 253 Правил:

а) в абзаце первом исключить слова: «противопожарной службой (противопожарной военизированной частью), буровой организацией и»;

б) в абзаце третьем слова «по согласованию с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)» исключить;

в) абзац восьмой изложить в следующей редакции:

«В случаях вскрытия изученного разреза с аномально низким пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, превенторная сборка может не устанавливаться.».

29. Абзац третий пункта 259 Правил изложить в следующей редакции:

«Каждая буровая установка обеспечивается переносными светильниками напряжением не более 12 В и аварийным освещением этого напряжения для освещения ПВО, в отбойных щитах, у основного и вспомогательного пультов управления превенторами, у щита индикатора веса бурильного инструмента, блока дросселирования и у аварийного блока задвижек.».

30. В пункте 267 Правил слова «Длина специальной трубы должна быть 6 - 9 м,» заменить словами «Длина специальной трубы должна быть 3 - 9 м,».

31. В пункте 295 Правил слова «задаочной жидкости» заменить словами «жидкости глушения».

32. В абзаце четвертом пункта 296 Правил слова: «, согласованной с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)» исключить.

33. В пункте 306 Правил слова «, противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)» исключить.

34. Абзац шестой пункта 308 Правил исключить.

35. Пункты 327 и 328 Правил исключить.

36. В пункте 343 Правил слова «, буровой организацией» исключить.

37. В пункте 351 Правил слова «охрану окружающей природной среды» заменить словами «охрану окружающей среды».

38. В абзаце одиннадцатом пункта 353 Правил слова «работающих индивидуальными газоанализаторами» заменить словами «работающих в опасных зонах индивидуальными газоанализаторами».

39. В названии главы XXVIII Правил слова «, консервации и ликвидации» исключить.

40. Пункт 390 Правил изложить в следующей редакции:

«390. Специальная оценка условий труда должна осуществляться в соответствии с Федеральным законом от 28 декабря 2013 г. № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 52, ст. 6991; 2014, № 26, ст. 3366).».

41. Пункт 400 Правил изложить в следующей редакции:

«400. Ревизия и поверка контрольно-измерительных приборов, средств автоматизации, а также блокировочных и сигнализирующих систем должны производиться по графикам, утвержденным техническим руководителем организации.».

42. Пункт 453 Правил дополнить абзацем следующего содержания:

«Параметры технологической жидкости глушения указываются в планах производства ремонтных работ.».

43. Пункт 460 Правил изложить в следующей редакции:

«460. Эксплуатационная колонна скважины, в которую погружной электронасос спускается впервые, а также при увеличении габарита насоса должна быть проверена шаблоном в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации погружного электронасоса.».

44. В пункте 553 Правил, строке 3 графы «Объекты» приложения № 5 Правил, названиях графы 7 и строки 6 приложения № 6 Правил сокращение «УПС» заменить на «УПСВ».

45. В пункте 605 Правил слова «при $P_y \leq 10$ МПа» заменить словами «при $2,5 < P_y \leq 10$ МПа».

46. Пункт 606 Правил исключить.

47. Абзац четвертый пункта 619 Правил изложить в следующей редакции:

«Для перекачки ЛВЖ и сжиженных углеводородных газов должны применяться безсальниковые насосы с двойным торцевым, а в обоснованных случаях - с одинарным торцевым дополнительным уплотнением. Тип торцевого

уплотнения выбирается в зависимости от зоны установки и свойств перекачиваемого продукта.».

48. Пункт 621 Правил изложить в следующей редакции:

«621. На напорном (нагнетательном) трубопроводе центробежного насоса должен быть установлен обратный клапан, на всасывающем трубопроводе должен быть установлен фильтр. Не допускаются пуск и остановка центробежного насоса при открытой задвижке на напорном (нагнетательном) трубопроводе.».

49. Пункт 699 Правил изложить в следующей редакции:

«699. В помещении лаборатории допускается размещать баллоны только с инертными газами (азот, углекислота, гелий, аргон) в местах, исключаящих их нагрев.».

50. В пунктах 714, 936 Правил слово «рукавицами» заменить на слово «перчатками» в соответствующих падежах.

51. Пункт 718 Правил изложить в следующей редакции:

«718. Материал и способ (конструкция) соединения промышленных трубопроводов устанавливаются проектной документацией.».

52. В пункте 721 Правил:

а) абзац первый исключить;

б) абзацы второй и третий изложить в следующей редакции:

«Для присоединения запорной арматуры, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов применяются фланцевые и резьбовые соединения.

Не допускается присоединение труб к фланцам запорной арматуры сваркой.».

53. Пункт 724 Правил изложить в следующей редакции:

«724. Участки промышленных трубопроводов в местах их пересечения рек, автомобильных, железных дорог должны быть уложены в защитные кожухи из стальных или железобетонных труб. Необходимость установки защитных кожухов в местах прокладки промышленных трубопроводов через ручьи, болота и озера устанавливается по согласованию с владельцами данных участков.».

54. Абзац первый пункта 730 Правил изложить в следующей редакции:

«Запорная арматура промысловых трубопроводов, располагаемая под землей, должна иметь дистанционное управление или удлиненные штоки для ее открытия-закрытия без спуска человека в колодец.»

55. Пункт 737 Правил изложить в следующей редакции:

«737. При продувке трубопровода минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружений, железных и шоссейных дорог, населенных пунктов следует принимать согласно таблице приложения № 7 настоящих Правил.»

56. Пункт 744 Правил изложить в следующей редакции:

«744. На территории охранной зоны нефтегазопроводов не допускается устройство колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектной документацией, за исключением: углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ эксплуатирующей организации, вспашка и обработка земли при ведении сельскохозяйственных работ. Не допускается размещение объектов капитального строительства, временных зданий и сооружений в охранных зонах. Проектирование, строительство, реконструкция, техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты, консервация и ликвидация сетей инженерно-технического обеспечения, линейных объектов на участках пересечения охранных зон производятся по согласованию с организацией, эксплуатирующей трубопроводы.»

57. Пункт 848 Правил изложить в следующей редакции:

«848. Отвертывание и завертывание гаек на фланцевых соединениях люков аппаратов, резервуаров (емкостей), трубопроводов и арматуры должно производиться гайковертами с пневматическим или гидравлическим приводом или искробезопасными гаечными ключами. При свинчивании производится контроль величины крутящего момента, установленной документацией по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту изготовителя оборудования.»

58. Пункт 896 Правил изложить в следующей редакции:

«896. Если насос перекачивал вредные вещества и щелочь, то перед ремонтом его следует промыть водой. Во время разборки насоса работники должны применять закрытые защитные очки, перчатки, специальную обувь, спецодежду, СИЗ и (или) СИЗОД, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ.».

59. Абзац второй пункта 918 Правил изложить в следующей редакции:

«Работники, выполняющие эти работы, должны применять соответствующую спецодежду, перчатки, специальную обувь и закрытые СИЗ и (или) СИЗОД, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ.».

60. Пункт 952 Правил изложить в следующей редакции:

«952. Газоопасные работы проводятся в соответствии с требованиями инструкции по организации газоопасных работ на опасном производственном объекте, разработанной и утвержденной эксплуатирующей организацией.».

61. Пункт 967 Правил изложить в следующей редакции:

«967. Полы помещений или площадок для хранения химических веществ должны быть из твердых покрытий и оснащены устройствами для смыва разлитых химреагентов водой, ее сбора для утилизации.».

62. Абзац двенадцатый пункта 981 Правил изложить в следующей редакции:

«Работы по текущему ремонту скважин должны проводиться по планам, утвержденным руководителем организации, проводящей данные работы, и согласованным с заказчиком.».

63. В пункте 982 Правил:

а) в абзаце шестом слова «(без полной замены обсадной колонны)» заменить словами «(без полной замены обсадной колонны и с полной заменой обсадной колонны без изменения ее диаметра, толщины стенки, механических свойств);».

б) абзац десятый исключить.

64. В пункте 1002 Правил слова «крепиться к ответным фланцам шланга» заменить словами «крепиться к ответным элементам шланга или к конструкции оборудования, технического устройства, на котором установлены ответные элементы трубопровода».

65. В пункте 1004 Правил слова «Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать свободную укладку труб и штанг без свисания их концов.» заменить словами «Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать укладку труб и штанг с выступанием их концов за стеллаж не более, чем на 1 м с каждой стороны.».

66. В абзаце втором пункта 1006 Правил слова «ценой деления 0,5 м³» заменить словами «ценой деления 0,2 м³».

67. Пункт 1021 Правил дополнить предложением «Пуск скважин в работу производится по окончании перемещений и монтажа оборудования».

68. Абзац второй пункта 1038 Правил изложить в следующей редакции:

«Скорость подъема и спуска НКТ и скважинного оборудования с закрытым проходным сечением не должна превышать 0,25 м/с.».

69. В пункте 1040 Правил слова «приложением № 5 к настоящим Правилам» заменить словами «пунктом 4 настоящих Правил».

70. Пункт 1060 Правил изложить в следующей редакции:

«1060. Требования к монтажу и эксплуатации ПВО при производстве работ по ремонту скважин определяются руководством по эксплуатации, инструкциями завода изготовителя, планами и программами производства работ.».

71. В абзаце 8 пункта 1229 Правил слова «приложением № 8» заменить словами «приложением № 2».

72. Пункт 1246 Правил изложить в следующей редакции:

«1246. ТР на стадии проектирования и строительства, а также реконструкции разрабатывается проектной организацией. ТР на ОПО, находящийся в эксплуатации, может разрабатываться эксплуатирующей организацией.».

73. Пункт 1250 Правил изложить в следующей редакции:

«1250. ТР разрабатывается на каждый технологический процесс. Допускается разрабатывать технологический регламент на ОПО в целом.»

74. Пункт 1252 Правил исключить.

75. Пункт 1263 Правил изложить в следующей редакции:

«1263. Содержание разделов технологического регламента приведены в приложении № 10 к настоящим Правилам.»

76. Дополнить Правила главой следующего содержания:

«LVII. Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов

LVII.1. Общие положения

1264. Пользователь недр обеспечивает ликвидацию скважин, не подлежащих использованию, а также сохранность скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождения и (или) в иных хозяйственных целях.

1265. Консервация, ликвидация скважин осуществляются в соответствии с документацией, которая разрабатывается:

в составе проектов поисков, разведки и разработки месторождений, подземных хранилищ нефти и газа, мощностей по использованию теплоэнергетических ресурсов термальных вод; рабочих проектов производства буровых работ и реконструкции скважин;

в индивидуальной, групповой (группа скважин на одном месторождении) и зональной (группа скважин на нескольких площадях и месторождениях с идентичными горно-геологическими и экологическими характеристиками) документации на ликвидацию и консервацию скважин;

в индивидуальной документации для месторождений со сложным геологическим строением или с высоким содержанием агрессивных и токсичных компонентов.

В документации на ликвидацию и консервацию скважин для регионов и

месторождений с однотипными горно-геологическими и экологическими условиями определяются общие требования по ликвидации и консервации скважин данного месторождения (площади) или нескольких однотипных месторождений. Детальное проведение работ по каждой конкретной скважине приводится в плане изоляционно-ликвидационных работ.

1266. В состав документации на ликвидацию скважин включаются следующие разделы:

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

технологические и технические решения по ликвидации скважин, оборудования ствола скважин и устья;

порядок организации работ по ликвидации скважин;

мероприятия по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охраны окружающей среды, зданий и сооружений.

1267. Работы по консервации и ликвидации скважин (с учетом результатов проверки технического состояния скважин) проводятся пользователем недр или его представителем (далее – пользователь недрами).

1268. Ликвидация и консервация скважин считается завершенной после подписания акта ликвидации или консервации пользователем недр и территориальным органом Ростехнадзора.

1269. Акты на ликвидацию, консервацию скважин представляются в территориальный орган Ростехнадзора.

1270. Дополнительные требования консервации и ликвидации скважин, пробуренных в морских условиях устанавливаются Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса», утвержденными приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 г. № 105 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 17 сентября 2014 г., регистрационный № 34077).

1271. Ликвидация скважин на затопляемой территории (за исключением водно-болотных угодий) и в русле больших (судоходных) рек выполняется с учетом требований пункта 1297 Правил.

1272. Оборудование, используемое при ликвидации и консервации скважин, применяется на территории Российской Федерации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и в области промышленной безопасности.

1273. Контроль за состоянием устьев ликвидированных и законсервированных скважин осуществляет пользователь недрами или уполномоченный им представитель в соответствии с действующими лицензиями на пользование недрами.

LVII.П. Порядок ликвидации скважин

Категории скважин, подлежащих ликвидации

1274. Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на четыре категории:

I - скважины, выполнившие свое назначение;

II - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III - скважины, ликвидируемые по техническим причинам;

IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

1275. I категория – скважины или часть их стволов, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

I-а) скважины, выполнившие задачи согласно проектным технологическим документам на разработку месторождений и рабочим проектам на производство буровых работ или реконструкции скважин;

I-б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектным технологическим документом на разработку месторождения или иному обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных

скважин, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I-в) скважины или часть их стволов, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий и объектов эксплуатации, ликвидации пожаров, фонтанов и грифонов, после выполнения установленных проектным технологическим документом задач;

I-г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

I-д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

1276. II категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам. К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях - в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, в том числе после интенсификации;

II-б) скважины, бурение которых прекращено из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы, зоны аномально низкого пластового давления (АНПД) и аномально высокого пластового давления (АВПД));

II-г) скважины, законченные бурением на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в геологических условиях, не соответствующих их назначению;

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, а также скважины, пробуренные для закачки в пласт промысловых вод, утилизации промышленных отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, при отсутствии необходимости их использования в иных хозяйственных целях.

1277. III категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные), к которым относятся скважины, где прекращены бурение, работы по капитальному ремонту или эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений, устранить которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом и его элементами, аварии с обсадными трубами и их элементами, прихваты бурильных и обсадных колонн, аварии с долотами и бурголовками, аварии с забойными двигателями и турбобурами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования (в случаях, когда в исправной части ствола скважины выше аварийной части имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с проектным технологическим документом на разработку месторождения отработке этой скважиной, ликвидируется только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию);

III-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать который не представляется возможным;

III-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность их восстановления;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий

(землетрясения, оползни) устьями или возникновением опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломе обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность их восстановления;

III-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической нецелесообразности их восстановления;

III-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта.

1278. IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные бурением и непригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, не пригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет, но не более 15 лет от общего срока консервации, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохранных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промысловых вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины - специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства и настоящих Правил;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилось представление о геологической обстановке, повлекшее за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

1279. Организацией (пользователем недрами) определяется категория, по которой ликвидируется скважина.

Оборудование устьев и стволов скважин при их ликвидации. Общие положения.

1280. Ликвидация скважин с негерметичными обсадными колоннами, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения. В акте на ликвидацию скважины указываются перечень выполненных работ, результаты исследований по проверке надежности этих работ и вывод о непригодности скважины к ее дальнейшей безопасной эксплуатации. Акт составляется комиссией пользователя недрами с участием представителя территориального органа Ростехнадзора.

1281. При сложных горно-геологических условиях разреза или наличия в нем источников МПП и МКД, ликвидация скважин достигается созданием системы флюидоупорных тампонажных экранов и мостов, изолирующих источники МПП и МКД и восстанавливающих разобщенность вскрытых пород или их комплексов друг от друга, нарушенную в процессе бурения скважины.

1282. Ствол скважины между цементными мостами и выше последнего моста заполняется нейтральной жидкостью. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью, высота столба которой определяется с учетом местоположения скважины и решаемых технических задач.

1283. До проведения ликвидационных работ проводится диагностика технического состояния скважины по имеющейся геолого-промысловой информации с учетом последнего комплекса ГИС, выделяются потенциально опасные пласты-источники МПП и МКД во вскрытом разрезе, изоляция которых должна быть предусмотрена в документации на ликвидацию скважины.

1284. МКД и МПП пластовых флюидов ликвидируются в процессе проведения работ по ликвидации, начиная с нижней части ствола скважины. Осложнения и аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважине, ликвидируются по дополнительным планам на ликвидацию скважин.

1285. Установка флюидоупорных экранов, покрышек и цементных мостов, направленных на ликвидацию МКД, ликвидацию и предупреждение возникновения МПП, восстановление герметичности геологического разреза, проводится под избыточном давлением, величина которого принимается с учетом остаточной прочности колонны.

1286. Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Испытание устанавливаемых цементных мостов проводится избыточным давлением согласно пункту 1285 настоящих Правил.

1287. При наличии в разрезе ликвидируемой скважины перспективных не опробованных ранее интервалов или необходимости дренирования источника МПП и МКД по решению недропользователя производятся их вскрытие, опробование и дренаж. Изоляция вскрытых интервалов производится

путем создания флюидоупорного изоляционного экрана и его закрепления закачкой тампонажного раствора в пласт под давлением.

1288. Разобшение комплексов горных пород, имеющих различные коэффициенты аномальности пластового давления, предотвращение возникновения или ликвидации перетоков пластовых флюидов из одного комплекса горных пород в другой обеспечивается установкой изоляционных экранов в интервалах пород-покрышек, залегающих в подошве и кровле различных комплексов пород, отличающихся друг от друга величиной коэффициента аномальности пластового давления или содержащимся в их составе пластовыми флюидами.

1289. При расположении скважины в любой технологической зоне, связанной с воздействием на подземные резервуары (подземные хранилища газа, полигоны по закачке промышленных стоков, химических отходов, агрессивных и токсичных компонентов и других) или в зоне их влияния, дополнительно устанавливаются изоляционные тампонажные экраны в интервалах подошвенных и кровельных пород-покрышек, ограничивающих вертикальную мощность технологической зоны.

1290. При наличии в разрезе осадочного чехла месторождения зоны слабоминерализованных и питьевых верхних вод или многолетнемерзлых пород в процессе ликвидации скважин создаются изоляционные экраны (не менее одного) в подошвенных водоупорах и ниже интервала залегания многолетнемерзлых пород.

1291. Документацией на ликвидацию скважин должно быть предусмотрено полное извлечение внутрискважинного оборудования и бурового инструмента из ствола скважины до пробуренного забоя. При отсутствии технической возможности извлечения внутрискважинного оборудования и бурового инструмента из ствола скважины разрабатывается дополнение к плану изоляционно-ликвидационных работ.

1292. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1.0x1.0x1.0 м (допускается применение металлической опалубки диаметром не

менее 0.5 м и высотой 1.0 м). На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0.5 м с металлической таблицей (далее - таблица), на которой электросваркой указываются: номер скважины, дата ее ликвидации, месторождение (площадь), организация-пользователь недр.

1293. При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на землях непромышленных категорий, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), организация - пользователя недр и даты ее ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

1294. При переводе земель из одной категории в другую (из категории земель сельскохозяйственного назначения в категорию земель поселений, земель особо охраняемых природных территорий) устья скважин переоборудуются в соответствии с пунктами 1292 и 1296 настоящих Правил.

1295. По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе бурения скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

1296. При расположении скважин на затопляемой территории и в русле больших (судоходных) рек колонна, кондуктор и направление извлекаются с глубины 10 метров ниже дна реки. Если на затопляемой территории исключена возможность прохождения судов и планируется ведение

сельскохозяйственных работ после окончания половодья, то колонна, кондуктор и направление извлекаются с глубины не менее 2 метра от поверхности земли.

Ликвидация скважин без эксплуатационной колонны

1297. Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки в открытом стволе цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод с коэффициентом аномальности больше 1.1 и низкопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

1298. Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

1299. В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м выше и на 20 м ниже башмака колонны.

1300. Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост испытывается опрессовкой на давление, указанное в плане работ.

Результаты работ оформляются соответствующими актами.

Открытый ствол между мостами и колонное пространство заполняются нейтральным буровым раствором плотностью, установленной документацией на ликвидацию скважины, верхняя часть колонного пространства заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1301. Извлечение верхней части технической колонны с не зацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и продуктивных горизонтов. В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны.

Оставшаяся часть технической колонны заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.

1302. При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в не обсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента и его извлечение.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны или кондуктора устанавливается цементный мост под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб, провести гидравлические испытания снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Выше моста колонное пространство заполняется глинистым раствором, над которым верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1303. При аварии с колонной бурильных труб, когда ее верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной или кондуктором, производится извлечение части бурильной колонны, находящейся выше башмака технической колонной или кондуктора, цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны. Оставшаяся часть технической колонны заполняется глинистым раствором. Верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Оборудование устьев и стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной

1304. Если по решению пользователя недр производится отворот не зацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м над головой оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением, в колонне устанавливается цементный мост в интервале на 20 м ниже и выше интервала перфорации с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и его затвердения.

1305. При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или коррозии эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в интервале на 20 м выше и ниже части колонны, подверженной коррозии или нарушениям из-за аварии, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1306. Ликвидация скважин со смятой или смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, смещения и смятия колонн на 20 м ниже и на 50 м выше последнего интервала перфорации, смещения или смятия колонн. Предыдущие интервалы перфорации перекрываются цементными мостами с перекрытием на 20 м выше и ниже. Ствол скважины между мостами и выше заполняется

нейтральной жидкостью, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1307. При нахождении скважины на территории подземного газового хранилища допускается (с целью контроля за межколонными пространствами) оборудование устья ликвидированных скважин без установки тумбы по схеме, согласованной с территориальным органом Ростехнадзора.

1308. По скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты с коэффициентом аномалии давления менее 1,1, допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает весь интервал перфорации и не менее чем на 50 м выше его. Испытания моста проводят снижением уровня скважины или заменой на жидкость меньшей плотности. Ствол скважины выше моста заполняется нейтральной жидкостью, верхняя часть кондуктора заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1309. При ликвидации скважины с аварийным оборудованием в стволе скважины необходимо произвести установку цементного моста под давлением в интервалах перфорации и с перекрытием головы оставшегося инструмента на 20 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста.

1310. Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с сваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

1311. После установки верхнего моста производится опрессовка межколонного пространства давлением 5 МПа.

1312. Над кровлей верхнего пласта с рапой (если он не перекрыт кондуктором) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

1313. При ликвидации скважин в результате аварии с внутрискважинным оборудованием (категория III-а) и невозможности его

извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине оборудования ниже башмака кондуктора необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке кондуктора необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой. Дальнейшие работы проводятся в соответствии с требованиями настоящих Правил.

При аварии с внутрискважинным оборудованием, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого кондуктором, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком кондуктора.

Порядок оформления документов на ликвидацию скважины

1314. Для оформления комплекта документов на ликвидацию скважины пользователь недрами или его представитель создает комиссию. В комиссию включаются представители геологической службы, службы бурения, главного инженера, службы промышленной и экологической безопасности. Председателем комиссии назначается главный инженер или главный геолог пользователя недр. Дополнительно в комиссию могут привлекаться необходимые специалисты (геолог, экономист, главный бухгалтер). Решение комиссии о ликвидации группы скважин (скважины) является основанием для подготовки плана изоляционно-ликвидационных работ на конкретную скважину.

1315. В случаях отсутствия решений в документации на ликвидацию скважин по категории III-а, а также последующего перебуривания аварийной

части ствола скважины пользователь недр разрабатывает план изоляционно-ликвидационных работ, который прикладывается к делу скважины.

1316. В соответствии с решениями документации на ликвидацию скважин, ликвидируемых согласно категориям I-б, I-в, IV-б, IV-д, составляется план изоляционно-ликвидационных работ, предусматривающий мероприятия по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охраны окружающей среды, на основании:

а) справки, содержащей сведения об истории бурения (с обязательным указанием дат начала и прекращения бурения, испытания, работ по ликвидации аварии, а для скважин IV категории - консервации), эксплуатации, включая основные величины, характеризующие эксплуатацию скважины (дебиты, давления, накопленные отборы нефти, газа, воды), проводимых капитальных ремонтах, переводах и приобщениях, проектной, фактической конструкции, причинах отступления от проекта, причинах ликвидации скважин (с обоснованием);

б) выкопировки из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя, а для эксплуатационных скважин - карты текущего состояния разработки месторождения;

в) сведений о том, когда и кем составлена проектная документация на бурение этой скважины (проектный технологический документ на разработку месторождения или другой проектный документ, на основании которого производилось бурение скважины), кто его утверждал, о фактической и остаточной стоимости скважины;

г) диаграмм стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключением по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключения по проверке качества цементирования (акустическими или иными методами);

д) результатов опрессовки колонн и цементных мостов на основании актов за подписью исполнителей;

е) результатов проверки технического состояния обсадных колонн на основании актов за подписью исполнителей;

ж) заключения проектной организации, осуществляющей разработку

документации на ликвидацию.

1317. Акт ликвидации скважины (оформленный согласно приложению № 11 настоящим Правилам) совместно с актами выполненных работ за подписью их исполнителей, заверенные пользователем недр, а также акты (в зимний период - графики и обязательства) на проведенные работы по рекультивации земель и акты расследования аварий с копиями приказов по результатам расследования причин аварий с мероприятиями по их устранению и предупреждению для скважин, ликвидированных по техническим причинам (кроме категории III-в), представляются в территориальный орган Ростехнадзора.

Учет актов о ликвидации скважин осуществляют территориальные органы Ростехнадзора. Номер и дата акта о ликвидации проставляются территориальным органом Ростехнадзора после его подписания.

1318. Все материалы по ликвидированной скважине, включая подписанный сторонами акт на ликвидацию, должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Материалы хранятся у пользователя недр.

1319. Учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидированных скважин осуществляет пользователь недр. Периодичность проверок устанавливается пользователем недр, но не реже одного раза в два года (для скважин, ликвидированных после окончания бурения) и одного раза в год (для скважин ликвидированных в процессе эксплуатации). Необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охраны окружающей среды осуществляются пользователем недр на основании планов работ, составленных исполнителем работ и утвержденных пользователем недр.

1320. Восстановление ранее ликвидированных скважин производится по соответствующей документации и планам работ.

1321. Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производится согласно настоящим

Правилам в соответствии с документацией на повторную ликвидацию и обоснованием на восстановительные работы.

1322. При необходимости повторной ликвидации скважин все работы проводятся пользователем недр или его представителем в соответствии с документацией по планам изоляционно-ликвидационных работ.

L VII. III. Порядок консервации скважин

Общие положения

1323. Консервация скважин производится в процессе бурения, после его окончания и в процессе эксплуатации.

1324. Оборудование устья и ствола, срок консервации, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляется в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности и документации, разработанной пользователями недр или их уполномоченными представителями исходя из конкретных горно-геологических условий.

1325. Периодичность проверок состояния законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, 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 квартал (для скважин, законсервированных в процессе эксплуатации если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах по произвольной форме.

1326. При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению - по планам, согласованным с территориальными органом Ростехнадзора.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после

устранения причин появления неисправностей и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.

1327. Временная приостановка скважин в связи с экономическими причинами (до строительства системы сбора и подготовки добываемой жидкости, отсутствие спроса на сырье, нерентабельность эксплуатации) может осуществляться без консервации на срок до 6 месяцев с последующим продлением по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, при условии выполнения мероприятий по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охране окружающей среды на срок приостановки скважин.

1328. Если длительность консервации скважины по той или иной причине превысила (или может превысить) проектные сроки или превысила 15 лет (срок нахождения скважины в бездействии при этом не учитывается) и по результатам наблюдения за ее состоянием (производственного контроля, экспертизы промышленной безопасности, государственного экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде, имуществу, то по требованию соответствующего органа государственного надзора и контроля или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключаяющие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном настоящими Правилами.

1329. На устье законсервированных скважин и временные приостановленных должны быть укреплены таблички с указанием номера скважины, месторождения, времени начала и окончания консервации скважины (приостановки) и пользователя недр.

1330. Вывод скважин из консервации производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Консервация скважин в процессе бурения.

1331. Консервация скважин в процессе бурения производится в случаях:

консервации части ствола скважины, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до возобновления бурения;

разрушения подъездных путей в результате стихийных бедствий - на срок, необходимый для восстановления путей;

несоответствия фактических геолого-технических условий проектным - на срок до уточнения проектных показателей и утверждения нового (измененного) рабочего проекта производства буровых работ;

1332. Порядок проведения работ устанавливается для случаев консервации скважин с открытым стволом и консервации скважин со спущенной (неперфорированной) колонной.

1333. Для консервации скважин с открытым стволом необходимо:

а) спустить бурильные или насосно-компрессорные (НКТ) трубы до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных рабочим проектом производства буровых работ;

б) поднять бурильные трубы или НКТ до уровня башмака последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;

в) загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;

г) провести консервацию бурового оборудования;

д) на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины и организации-владельца.

е) при наличии в интервале не обсаженного ствола доказанных или потенциально возможных источников МПП, их изоляция на период консервации ведется согласно требованиям пунктов 1302 и 1303 Правил. В башмаке последней колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 20 м.

1334. Для консервации скважин со спущенной (неперфорированной) колонной необходимо:

а) спустить в скважину бурильные трубы или НКТ до глубины искусственного забоя;

б) обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с рабочим проектом производства буровых работ, добавить ингибитор коррозии;

в) приподнять колонну труб на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины (0-50 м) заполнить незамерзающей жидкостью;

г) дальнейшие работы проводить согласно подпунктов «в», «г» пункта 1336 настоящих Правил.

Консервация скважин по окончанию бурения

1335. Консервации подлежат все категории скважин по окончанию бурения на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды в соответствии с проектной документацией строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

1336. Для консервации скважин по окончанию бурения необходимо:

а) заглушить скважину жидкостью, обработанную ингибиторами коррозии с параметрами, установленными документацией, и спустить НКТ с «воронкой»;

б) в интервал перфорации при необходимости закачивается специальная жидкость, обеспечивающая сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

в) установить цементный мост в интервале, установленном документацией на консервацию, опрессовать его избыточным давлением на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

г) поднять НКТ выше кровли консервационного моста (интервала перфорации), верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

д) устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты

определяется планом работ на консервацию);

е) при коэффициенте аномалии давления равным или выше 1,1, в компоновку НКТ включить пакер и клапан-отсекатель, НКТ оставляется в скважине;

ж) с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;

з) оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках); на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации; выполнить планировку около скважинной площадки.

и) необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации устанавливается документацией на консервацию.

Консервация скважины в процессе эксплуатации

1337. В процессе эксплуатации подлежат консервации:

эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях после того, как величина пластового давления в них достигает давления насыщения или начала конденсации - на срок до восстановления пластовых давлений, позволяющих вести их дальнейшую эксплуатацию, что устанавливается техническим проектом разработки месторождения (залежи);

эксплуатационные скважины в случае прорыва газа из газовых шапок к забоям - на срок до проведения ремонтно-изоляционных работ;

эксплуатационные скважины при снижении дебитов до величин, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения (залежи), а также нагнетательные скважины при снижении приемистости - на срок до организации их перевода или приобщения другого горизонта, а также изоляции или разукрупнения объекта эксплуатации под закачку газа (воды) в соответствии с техническим проектом разработки месторождения (залежи) или проведения работ по увеличению приемистости;

эксплуатационные и нагнетательные скважины в случае прорыва

пластовых или закачиваемых вод - на срок до проведения работ по изоляции, до выравнивания фронта закачиваемой воды или продвижения водонефтяного контакта при наличии заключения проектной организации;

скважины, эксплуатация которых экономически неэффективна, но может стать эффективной при изменении цены на нефть (газ, конденсат и других) или изменении системы налогообложения, если временная консервация, по заключению проектной организации, не нарушает процесса разработки месторождения;

эксплуатационные скважины, подлежащие ликвидации по категории I-б, если они в перспективе могут быть рационально использованы в системе разработки месторождения или иных целях – на срок, согласованный территориальным органом Ростехнадзора;

эксплуатационные скважины, эксплуатация которых прекращена по требованию государственных органов надзора и контроля - на срок до проведения необходимых мероприятий по охране недр, окружающей среды;

эксплуатационные скважины до строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды;

скважины, подлежащие капитальному ремонту путем забуривания боковых стволов.

1338. До ввода эксплуатационных скважин в консервацию необходимо:

а) поднять из скважины оборудование (при консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным глубинным скважинным оборудованием, поднимается подземное оборудование);

б) спустить НКТ, промыть ствол скважины, очистить интервал перфорации, при наличии аварийного оборудования нормализовать забой до головы аварийного оборудования;

в) проверить герметичность осадных колонн и отсутствие заколонной циркуляции, при наличии не герметичности, заколонной циркуляции ликвидировать их с восстановлением забоя или установить и оставить цементные мосты с перекрытием на 20 метров ниже и выше интервалов не

герметичности;

г) ствол скважины заполнить нейтральной жидкостью, исключающей коррозионное воздействие на колонну и обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта и необходимое противодавление на пласт; верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

д) при консервации нагнетательных скважин срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать трех лет, а эксплуатационных скважин, отработавших амортизационный срок - не более пяти лет.

1339. Схема обвязки устья скважины, установка цементных мостов выше интервалов перфорации, возможность извлечения из скважины НКТ устанавливаются планом работ на консервацию скважины.

1340. Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации – 3 года. Срок консервации скважин после эксплуатации с установкой консервационного моста над интервалом перфорации – 5 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 территориальным органом Ростехнадзора.

1341. В скважинах, эксплуатирующих два и более горизонта с разными пластовыми давлениями, следует провести необходимые разобращения этих горизонтов.

1342. При наличии в продукции скважины агрессивных компонентов должна быть предусмотрена защита колонн и устьевого оборудования от их воздействия.

1343. Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе бурения или эксплуатации осуществляется на основании плана работ по выводу скважины из консервации.

План работ должен включать в себя:

цель вывода из консервации;

геолого-технические характеристики скважины, в том числе сведения о соответствии устьевого оборудования требованиям промышленной безопасности;

мероприятия по приведению устьевого оборудования в соответствие с требованиями промышленной безопасности;

геолого-технологическое задание на производство работ;

порядок производства работ;

мероприятия по охране окружающей среды.

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

LVII.IV. Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сернистого водорода (более 6%)

1344. При ликвидации скважин (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт должен перекрываться цементным мостом по всей его мощности и на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидированную скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 100 м.

1345. Изоляция продуктивного горизонта производится устанавливаемым в стволе тампонажным мостом по всей его мощности, а также на 50 м выше кровли и 20 м ниже его подошвы, с предварительной кольматацией и продавкой тампонажного высокопроницающего материала в пласт в объеме, обеспечивающем заполнение трещин каверн и пустот, образованных в процессе эксплуатации за счет обработок призабойной зоны пласта (гидрорыв пласта, кислотные и прочие обработки), с оттеснением пластового флюида от ствола скважины на расстояние не менее 5-кратного начального диаметра скважины.

1346. В случае, когда по техническим причинам невозможна установка тампонажного моста в интервале продуктивного горизонта выше продуктивного горизонта устанавливается не менее 2-х флюидоупорных изоляционных экранов и тампонажных мостов.

1347. При наличии в разрезе скважины второстепенных залежей, линзообразных скоплений углеводородов и рапоносных линз с аномально высоким пластовым давлением, доказанных общеизвестными методами и способами в процессе бурения, геофизического исследования, испытания или эксплуатации скважины, проводятся работы по их изоляции установкой цементного моста в интервале залегания такой залежи, а также на 50 м выше кровли и 20 м ниже его подошвы.

1348. При наличии муфт ступенчатого цементирования или стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале муфт или стыковки секций должен быть установлен цементный мост на 50 м ниже и выше места стыковки.

1349. При наличии в конструкции скважины аварийного ствола (стволов) производятся работы по его (их) изоляции. При этом создается флюидоупорная крышка (в основном стволе) выше зарезки основного рабочего ствола в интервале породы-крышки, расположенной в непосредственной к нему близости. Сообщение заколонного пространства с его колонным пространством достигается технологическим окном в обсадной колонне (колоннах).

1350. При проведении работ в интервале продуктивного пласта и иных, в продукции которых содержится сероводород, скважина должна быть заполнена обработанным буровым раствором-нейтрализатором плотностью, обеспечивающей безопасное ведение работ.

1351. Материал, используемый для тампонажных растворов, должен быть коррозионноустойчивым и соответствовать требованиям, предусмотренным

рабочим проектом производства буровых работ для цементировани обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

1352. Растворы, используемые для установки тампонажных покрышек и экранов должны обладать повышенной стойкостью в условиях агрессивных сред (пластовая вода, рапа) и проникающей способностью, обеспечивающей проникновение в микрозазоры, микротрещины и в пласты с низкой проницаемостью. При этом тампонажный камень должен обладать флюидоупорными свойствами.

1353. По окончании ликвидационных работ устье скважины должно оборудоваться колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах. Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2 м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка, на которой обозначается номер скважины, наименование месторождения, пользователь недр, дата окончания бурения, а также надпись «Опасно, сероводород!».

1354. После проведения ликвидационных работ через месяц, 6 месяцев и далее с периодичностью не реже одного раза в год пользователем недр должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также контроль воздуха вокруг устья скважины и в близлежащих низинах на содержание сероводорода. Результаты замеров оформляются соответствующими актами.

1355. При появлении давления на устье скважины должны проводиться дополнительные изоляционные работы по специальному плану, согласованному с проектной организацией и утвержденному пользователем недр.

1356. Консервация скважин достигается установкой тампонажных мостов. Интервалы установки тампонажных мостов, количество мостов и требования к их прочности и другим свойствам определяются документацией на консервацию скважин и планами консервационных работ, составленными с

учетом конкретных геолого-эксплуатационных характеристик и исходного технического состояния скважин.

1357. При консервации скважины интервал перфорации или открытого ствола заполняется нейтральной жидкостью, не приводящей к кольматации продуктивного пласта. После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины должны быть заполнены раствором, обработанным нейтрализатором.

1358. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы.

1359. Устье законсервированной скважины должно быть ограждено, на ограждении установлена металлическая табличка в соответствии с указанием месторождения (участка, площади) и номера скважины.

1360. При ликвидации скважины (или части ствола скважины) с буровой установки должно применяться противовыбросовое оборудование, тип которого указан в рабочем проекте производства буровых работ».

77. В приложении № 1 к Правилам:

а) название приложения изложить в следующей редакции: «Требования к специальным разделам плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»;

б) в пункте 7 слова «по охране труда» исключить;

в) в пункте 8 слова «на рабочем месте объекта (участка)» заменить словами «в службе промышленной безопасности предприятия, у руководителя структурного подразделения (цеха)»;

78. В приложении № 3:

а) в пункте 6 таблицы слова «вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны (рис. 5)» исключить;

б) пункт 7 таблицы дополнить словами «вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны (рис. 5)»;

в) в названии рисунка 1 слово «открытом» исключить.

79. Приложение № 4 исключить.
80. Приложение № 6 изложить в редакции согласно приложению № 1 к настоящим Изменениям.
81. В таблице № 2 приложения № 7 к Правилам:
в заголовке графы 2 значение «82,5 кгс/см²» заменить на «до 82,5 кгс/см²»;
в графе 3 заголовок изложить в следующей редакции: «Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м».
82. Приложение № 8 исключить.
83. Правила дополнить приложением № 11, приведенном в приложении № 2 к настоящим Изменениям.
-

Приложение № 1
к Изменениям в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от «12» января 2015 г. № 1

Приложение № 6
к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 № 101

Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений, 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	22	23	24	25
1. Устья эксплуатационных нефтяных и газлифтных скважин	5	5	9	30	39	39	39	100	30	39	39	9	30	9	9	9	15	30	25/12	24	30	39	30	-	30

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	22	23	24	25
2. Устья нагнетательных скважин	5	6	9	15	24	24	24	100	30	24	24	9	15	9	9	9	15	15	25/12	24	30	39	15	-	15
3. Замерные и сепарационные установки	9	9	+	+	15	+	15	60	30	9	9	+	9	9	9	+	9	15	25/12	+++	18	39	+	9	+
4. Дожимные насосные станции (технологические площадки)	30	15	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	+	30	+
5. Аварийные резервуары ДНС (типа РВС)	39	24	15	15	+	15	30	100	15	15	15	15	15	15	+	12	30	30	+++	+++	39	39	15	39	15
6. Установка предварительного сброса пластовой воды (УПС)	39	24	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	+	39	+
7. Печи и блоки огневого нагрева нефти	39	24	15	15	30	15	+	60	30	18	18	15	15	15	9	15	9	9	15	9	18	39	15	39	15
8. Факелы аварийного сжигания	100	100	60	60	100	60	60	$h_{фак}$	$h_{фак}$	100	100	60	60	60	60	60	60	100	60	60	60	100	60	100	60
9. Свечи для сброса газа	30	30	30	30	15	30	30	$h_{фак}$	+	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60	60	60	100	60	30	60
10. Компрессорные станции газлифта	39	24	9	+	15	+	18	100	30	+	9	+	15	9	9	9	9	15	+++	+++	30	30	+	39	+
11. Установки подготовки газа (УПГ), цеха подготовки газа, конденсата	39	24	9	+	15	+	18	100	30	9	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	30	30	+	39	+
12. Блоки газораспределительной аппаратуры (БГРА), узлы учета нефти и газа, управления арматурой, запуска и приема шаров, арматурные блоки обвязки скважин	9	9	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	9	9	15	+++	+++	18	30	+	9	+
13. Кустовые насосные станции системы ШИД (КНС, БКНС)	30	15	9	15	15	15	15	60	30	15	15	15	+	+	9	9	9	15	+++	+++	9	30	15	-	15
14. Водораспределительные пункты (ВРП), блоки напорной гребенки (БГ)	9	9	9	9	15	9	15	60	30	9	9	9	+	+	9	9	9	15	+++	+++	9	30	9	-	9
15. Дренажные, канализационные емкости	9	9	9	9	+	9	9	60	30	9	9	9	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30	9	9	9

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	22	23	24	25
16. Блоки для закачки химреагентов, ингибиторов коррозии и метанола	9	9	+	+	12	+	15	60	30	9	+	9	9	9	9	+	9	15	+++	+++	18	30	+	9	+
17. Компрессорные воздуха	15	15	9	9	30	9	9	60	30	9	9	9	9	9	9	9	+	+	9	9	9	9	9	16	9
18. Аппараты воздушного охлаждения	30	15	15	15	30	15	9	100	30	15	15	15	15	15	9	15	+	+	9	9	9	9	15	30	15
19. Трансформаторные подстанции (ТП) напряжением до 10 кВ и распределительные устройства (РУ) (открытые, закрытые)	25/12	25/12	25/12	+++	+++	+++	15	60	60	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++	+++	+++	+++
20. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления	24	24	+++	+++	+++	+++	9	60	60	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	++	++	+++	24	+++
21. Вагон для обогрева персонала	30	30	18	18	39	18	18	60	60	30	30	18	9	9	9	18	9	9	+++	++	+	++	18	30	18
22. Вспомогательные здания (производственно-бытовой блок, столовая, складское помещение для вспомогательного оборудования, котельная)	39	39	39	39	39	39	39	100	100	30	30	30	30	30	30	30	9	9	+++	++	++	++	39	39	39
23. Технологические емкости ЛВЖ, ГЖ (под давлением, без давления), концевые сепарационные установки	30	15	+	+	15	+	15	60	60	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	15	30	15
24. Устья эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин	-	-	9	30	39	39	39	100	30	39	39	9	-	-	9	9	16	30	+++	24	30	39	30	40	-
25. Насосная станция ЛВЖ, ГЖ	30	15	+	+	15	+	15	60	60	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	15	-	9

+ расстояния не нормируются;

++ расстояния принимаются в соответствии с СП 18.13330.2011 "СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий» (постановление Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2014 г. № 1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, № 2, 12.01.2015, ст. 465));

+++ расстояния определяются проектной документацией.

Примечания:

1. В графе 19 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 № 2
к Изменениям в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101, утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от «12» января 2015 г. № 1

Приложение № 11
к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 № 101

АКТ № _____ от _____

о ликвидации скважины N
(месторождение, предприятие)

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о нижеследующем:

1. Скважина № _____, пробуренная _____ в _____ году в соответствии с проектом № _____ от _____ г., разработанным _____, находящаяся на балансе _____, ликвидирована _____ по категории _____ в соответствии с главой LVII.П Федеральных норм и правил «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

2. Забой скважины _____ м.

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

4. На устье скважины установлены _____ и репер с надписью

5. Из скважины демонтировано и извлечено следующее оборудование:

- фонтанная арматура и колонная головка _____
- ПКТ _____ в количестве _____ тн
- комплекс внутрискважинного оборудования _____
- обсадные трубы _____ в количестве _____ тн.

- обсадные трубы _____ в количестве _____ тн.

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

Руководитель
территориального органа
Ростехнадзора

Руководитель
организации-
недропользователя
