



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

П Р И К А З

№ _____

Москва

**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), 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), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые к настоящему приказу 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).

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

3. Настоящий приказ вступает в силу в день его официального опубликования

4. Требования пунктов 7 и 20 приложения № 1 к настоящему приказу вступают в силу с 1 января 2016 г.

Руководитель

А.В. Алешин

Приложение № 1
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «_____» _____ 2014 г. № _____

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:
после слов: «ПЛА план» добавить слово «мероприятий»;
в сокращении «СКН станок-качалка» добавить слово «нефтяная»;
сокращение «УПС установка предварительного сброса» заменить
на сокращение «УПСВ установка предварительного сброса воды»;
сокращение «ГКС головная компрессорная станция» заменить на
сокращение «ГКС газоконпрессорная станция»;
сокращение «РВС резервуары вертикальные стальной» заменить на
сокращение «РВС резервуар вертикальный стальной»;
сокращение «ПТЭЭ правила техники эксплуатации электроустановок
потребителей» заменить на сокращение «ПТЭЭ правила технической
эксплуатации электроустановок потребителей».

Список используемых сокращений дополнить словами:

- «ГИС геофизические исследования скважин;
- МПП межпластовые перетоки;
- МКД межколонные давления».

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

3. Пункт 4 изложить в следующей редакции:

«4. Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатываются планы мероприятий локализации и ликвидации последствий аварий в порядке,

установленном постановлении Правительства Российской Федерации от 26 августа 2013 г. № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах». 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 действия планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.».

4. Пункт 7 исключить.

5. Пункт 9 изложить в следующей редакции:

«9. Все строящиеся ОПО должны быть снабжены информационными щитами на хорошо просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца с указанием 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 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:

имеют в наличии и обеспечивают 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;

осуществляют 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.

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.

Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий и переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течении 3 месяцев. При производстве буровых работ, подземном и капитальном ремонте скважин обеспечивается их видеорегистрация с возможностью передачи изображения в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации и Ростехнадзор.».

8. Пункт 21 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.».

9. В пункте 32 исключить слова «, у площадок обслуживания скважин – не более 45 градусов».

10. Пункт 46 исключить.

11. В пункте 47 исключить 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),».

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

13. В пункте 98 слово «классификацию» заменить на слово «квалификацию».

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

15. Пункт 105 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 результатах испытаний и проверок, указанных в пункте 133 Готовность к пуску оформляется актом рабочей комиссии буровой организации, с участием представителей заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора.».

16. Часть первую пункта 110 после слов «Рабочий проект» дополнить словами: «производства буровых работ индивидуальный или групповой (далее - рабочий проект) соответственно»;

17. В пункте 116 исключить слова «и контроль состояния и охраны окружающей среды»;

18. В пункте 123 исключить слово «крепление».

19. Пункт 133 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.».

20. Слова «хранения информации» в конце пункта 181 заменить словами: «обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачи в Ростехнадзор.».

21. В части второй пункта 214 исключить слова: «. Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению газонефтепроявлений. План должен быть согласован с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)».

22. В пунктах 245, 246, 248, 253, 262, 299, 306, 421 исключить слова «и» и слова «с противофонтанной службой(ы) (противофонтанной военизированной частью(и))».

23. В первой части пункта 253 исключить слова: «буровой организацией и», в последней части после слов «не устанавливается» поставить точку, слова «но обвязка устья скважины должна согласовываться с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)» исключить.

24. Пункт 247 исключить.

25. Последнюю часть пункта 259 изложить в следующей редакции: «Каждая буровая установка обеспечивается переносными светильниками напряжением 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.».

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

27. В пункте 295 слова «задавочной жидкости» заменить словами «жидкости глушения».

28. В пункте 296 исключить слова: «, согласованной с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью)».

29. В пункте 308 исключить слова: «согласовать схему обвязки устья с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью);».

30. Пункт 328 исключить В пункте 343 исключить слова «буровой организацией».

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

32. В последней части пункта 353 слова «работающих индивидуальными газоанализаторами» заменить словами «рабочих мест газоанализаторами».

33. В названии главы XXVIII исключить слова «консервации и ликвидации».

34. Пункт 390 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 (часть I), ст. 699).».

35. Пункт 400 изложить в следующей редакции:

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

36. Пункт 453 дополнить словами: «Параметры технологической жидкости глушения указываются в планах производства ремонтных работ.».

37. Пункт 460 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.».

38. В пункте 553 сокращение «УПС» заменить на «УПСВ».

39. Пункт 606 исключить.

40. Последнюю часть пункта 619 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.».

41. Пункт 621 изложить в следующей редакции:

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

42. Пункт 699 изложить в следующей редакции:

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

43. В пунктах 714, 918, 936 слово «рукавицами» заменить на слово «перчатками» в соответствующих падежах.

44. В пункте 718 после слова «Материал» вставить слова «и способ (конструкция) соединения».

45. В первой части пункта 721 исключить слова «Металлические трубы промысловых трубопроводов должны соединяться сваркой.»; вторую и третью части изложить в следующей редакции:

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

Запрещается присоединение труб к фланцам запорной арматуры сваркой.».

46. Пункт 724 изложить в следующей редакции:

«724. Участки промысловых 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 промысловых трубопроводов через ручьи, болота и озера устанавливается по согласованию с владельцами данных участков.».

47. Часть первую пункта 730 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.».

48. В пункте 737 слова «приложения № 8 заменить словами «приложения № 7».

49. Пункт 744 изложить в следующей редакции:

«744. На территории охранной зоны нефтегазопроводов запрещается устройство колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектной документацией, за исключением: углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ эксплуатирующей организацией, вспашки и обработке 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.».

50. Пункт 848 дополнить словами «или искробезопасными гаечными ключами. При свинчивании производится контроль величины крутящего момента, установленной документацией по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту изготовителя оборудования.».

51. Пункт 896 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 и спецодежду, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ».

52. Часть вторую пункта 918 изложить в следующей редакции: «Работники, выполняющие эти работы, должны применять соответствующую спецодежду, перчатки, специальную обувь и закрытые защитные очки, СИЗОД, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ.».

53. Пункт 952 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.».

54. Пункт 967 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.».

55. Последнюю часть пункта 981 изложить в следующей редакции:

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

56. В пункте 982:

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);».

слова «ликвидация скважин» исключить.

57. В пункте 1002 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.».

58. В пункте 1004 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.».

59. В пункте 1006 слова «ценой деления 0,5 м³» заменить словами «ценой деления 0,2 м³».

60. Пункт 1021 дополнить словами «Пуск скважин в работу производится по окончании перемещений и монтажа оборудования.».

61. Часть вторую пункта 1038 изложить в следующей редакции: «Скорость подъема и спуска НКТ и скважинного оборудования с закрытым проходным сечением не должна превышать 0,25 м/с.».

62. Пункт 1060 изложить в следующей редакции: «Требования к монтажу и эксплуатации ПВО при производстве работ по ремонту скважин определяются руководством по эксплуатации, инструкциями завода изготовителя, планами и программами производства работ.».

63. В пункте 1229 слова «приложением № 8» заменить словами «приложением № 2».

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

65. Пункт 1250 изложить в следующей редакции: «ТР разрабатывается на каждый технологический процесс. Допускается разрабатывать технологический регламент на ОПО в целом.».

66. Пункт 1252 исключить.

67. В главе LVI исключить наименование подразделов LVI.I, LVI.II, LVI.III, LVI.IV, LVI.V LVI.VI.

68. Пункт 1263 изложить в следующей редакции:

«1263. Содержание технологического регламента и его разделов приведены в Приложении № 10 к настоящим Правилам.».

69. Правила дополнить главами и пунктами следующего содержания:

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

LVII.I. 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. Ликвидация (консервация) скважин производится по инициативе предприятия-пользователя недр или его представителя (далее - пользователя недр), других юридических или физических лиц, на балансе которых находится скважина (далее - владелец), а также в иных случаях, установленных законодательством.

1266. Консервация, ликвидация скважин осуществляется 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.

1267. 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.

1268. Работы по консервации и ликвидации скважин (с учетом результатов проверки технического состояния скважин) проводятся пользователем недр или его представителем.

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

1270. Ликвидация и консервация скважин считается завершенной после подписания акта ликвидации или консервации пользователем недр или его представителем и территориальным органом Ростехнадзора.

1271. Дополнительные требования консервации и ликвидации скважин, пробуренных в морских условиях устанавливаются отдельными нормативными правовыми актами.

1272. Ликвидация скважин на затапливаемой территории (за исключением водно-болотных угодий) и в русле больших (судоходных) рек выполняется с учетом требований пункта 1297 Правил.

1273. Оборудование, используемое при ликвидации и консервации скважин, применяется на территории Российской Федерации в порядке, установленном законодательством о техническом регулировании и в области промышленной безопасности.

1274. Контроль за состоянием устьев ликвидированных и законсервированных скважин осуществляет пользователь недрами или уполномоченный им представитель в соответствии с действующими лицензиями на пользование недрами.

LVII.II. Порядок ликвидации скважин

Категории скважин, подлежащих ликвидации

1275. 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.

1276. 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.

1277. 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, прекращенные бурением 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.

1278. III категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные), к которым относятся скважины, где прекращено 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 отсутствует техническая возможность и экономическая целесообразность восстановления таких скважин;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород и на которых отсутствует техническая возможность и экономическая целесообразность восстановления таких скважин;

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.

1279. IV категория - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные бурением и не пригодные 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 исполнительной власти;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промышленных 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.

1280. Категория, по которой ликвидируется скважина, определяется организацией – пользователем недр.

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

1281. 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.

1282. При сложных горно-геологических условиях разреза или наличия в нем источников МПП и межколонных давлений 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.

1283. 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.

1284. До проведения ликвидационных работ проводят диагностику технического состояния скважины по имеющейся геолого-промысловой информации с учетом последнего комплекса ГИС, выделяют потенциально опасные пласты-источники МПП и МКД во вскрытом разрезе, изоляция

которых должна быть предусмотрена в документации на ликвидацию скважины.

1285. 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.

1286. 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.

1287. 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 1286 .

1288. При наличии в разрезе ликвидируемой скважины перспективных не опробованных ранее интервалов или необходимости дренирования источника МПП и МКД по решению недропользователя производится их вскрытие, опробование и дренаж. Изоляция вскрытых интервалов производится путем создания флюидоупорного изоляционного экрана и его закрепления закачкой тампонажного раствора в пласт под давлением.

1289. 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.

1290. 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.

1291. При наличии в разрезе осадочного чехла месторождения зоны слабоминерализованных и питьевых верхних вод или многолетнемерзлых пород в процессе ликвидации скважин создаются не менее одного изоляционного экрана в подошвенных водоупорах и ниже интервала залегания многолетнемерзлых пород.

1292. 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.

1293. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1.0х1.0х1.0 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 (именуемой далее по тексту «таблицей»), на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.

1294. 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), предприятия - 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.

1295. 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 1293 и 1297 настоящих Правил.

1296. 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.

1297. При расположении скважин на затапливаемой территории и в русле больших (судоходных) рек колонна, кондуктор и направление извлекаются с глубины 10 метров ниже дна реки. Если на затапливаемой 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

1298. 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.

1299. 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.

1300. 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.

1301. 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 заполняется тампонажным раствором плотностью, определенной в соответствии с пунктом 229 Правил, колонное пространство заполняется глинистым раствором, верхняя часть колонного пространства заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1302. 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.

1303. 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.

1304. 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

1305. 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 с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и его затвердения; цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и его затвердения.

1306. 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 колонне с перекрытием всей части колонны, подверженной коррозии, и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

1307. 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.

1308. 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.

1309. 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.

1310. 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.

1311. Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

1312. После установки верхнего моста производится опрессовка межколонного пространства давлением 5 МПа.

1313. Над кровлей верхнего пласта с рапой (если он не перекрыт кондуктором) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

1314. 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

1315. 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.

1316. В случаях отсутствия решений в документации на ликвидацию скважин по категории IIIa, а также последующего перебуривания аварийной части ствола скважины пользователь недр или его представитель,

разрабатывает план изоляционно-ликвидационных работ, который прикладывается к делу скважины.

1317. В соответствии с решениями документации на ликвидацию скважин, ликвидируемым 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 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.

1318. 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.

1319. Все материалы по ликвидированной скважине, включая подписанный сторонами акт на ликвидацию, должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Материалы хранятся у пользователя недр. До 1 апреля года, следующего за отчетным, пользователь недр обязан представить территориальному органу Ростехнадзора сведения о ликвидации скважин по форме № 1-лк, установленной Росстатом.

Итоговые данные по ликвидации скважин представляются территориальным органом Ростехнадзора в центральный аппарат службы.

1320. 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.

1321. Восстановление ранее ликвидированных скважин производится по соответствующей документации и планам работ.

1322. Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производится согласно настоящих Правил в соответствии с документацией на повторную ликвидацию и обоснованием на восстановительные работы.

1323. При необходимости проведения работ повторной ликвидации скважин, все работы проводятся пользователем недр или его представителем в соответствии с документацией по планам изоляционно-ликвидационных работ .

LVII.III. Порядок консервации скважин

Общие положения

1324. Консервация скважин производится в процессе бурения, после его окончания и в процессе эксплуатации.

1325. 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.

1326. 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.

1327. 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 (владелец) или уполномоченный им представитель обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.

1328. 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.

1329. 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, исключаящие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленным настоящими Правилами.

1330. На устье законсервированных скважин и временное приостановленных должны быть укреплены таблички с указанием номера скважины, месторождения, времени начала и окончания консервации скважины (приостановки) и названия пользователя недр или его уполномоченного представителя.

1331. Вывод скважин из консервации производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Консервация скважин в процессе бурения.

1332. 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;

бурения скважин кустовым способом – на срок в соответствии с действующими правилами строительства и ввода в эксплуатацию объектов на кустах нефтяных и газовых скважин.

1333. Порядок проведения работ устанавливается для случаев консервации скважин с открытым стволом и консервации скважин со спущенной (неперфорированной) колонной.

1334. 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 пунктов 1303 и 1304 настоящих Правил. В башмаке последней колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 20 м.

1335. 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 1337, настоящих Правил.

Консервация скважин по окончании бурения

1336. Консервации подлежат все категории скважин по окончании 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.

1337. Устанавливается следующий порядок работ по консервации:

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

б) в интервал перфорации при необходимости закачать специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

в) установить консервационный цементный мост (интервал установки и его мощность определяются документацией на консервацию), опрессовать его избыточным давлением на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Допускается вместо установки консервационного моста установка клапанов изоляции пласта, пакера или специального герметизирующего устройства;

г) поднять НКТ на 50 м выше кровли консервационного моста (интервала перфорации), верхнюю часть скважины (0-50 м) 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.

Консервация скважины в процессе эксплуатации

1338. 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 и т.п.;

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

скважины, подлежащие капитальному ремонту путем забурирования боковых стволов.

1339. 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, исключаяющей 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.

1340. Схема обвязки устья скважины, установка цементных мостов выше интервалов перфорации, возможность извлечения из скважины НКТ устанавливаются планом работ на консервацию скважины.

1341. 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.

1342. В скважинах, эксплуатирующих два и более горизонта с разными пластовыми давлениями, следует провести необходимые разобщения этих горизонтов.

1343. При наличии в продукции скважины агрессивных компонентов должна быть предусмотрена защита колонн и устьевого оборудования от их воздействия.

1344. 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%)

1345. 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.

1346. 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 высокопроникающего материала в пласт в объеме, обеспечивающем заполнение трещин каверн и пустот, образованных в процессе эксплуатации за счет обработок призабойной зоны пласта (гидроразрыв пласта, кислотные и прочие обработки), с оттеснением пластового флюида от ствола скважины на расстояние не менее 5-кратного начального диаметра скважины.

1347. 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 .

1348. 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.

1349. При наличии муфт ступенчатого цементированья 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.

1350. 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).

1351. 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.

1352. Материал, используемый для тампонажных растворов, должен быть коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом производства буровых работ для цементированья обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

1353. Растворы, используемые для установки тампонажных крышек 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.

1354. 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!».

1355. 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.

1356. При появлении давления на устье скважины должны проводиться дополнительные изоляционные работы по специальному плану, согласованному с проектной организацией и утвержденному пользователем недр.

1357. 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.

1358. При консервации скважины интервал перфорации или открытого ствола заполняется нейтральной жидкостью, не приводящей к колюматации продуктивного пласта. После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины должны быть заполнены раствором, обработанным нейтрализатором.

1359. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы.

1360. Устье законсервированной скважины должно быть ограждено, на ограждении установлена металлическая табличка в соответствии с указанием месторождения (участка, площади) и номера скважины.

1361. При ликвидации скважины (или части ствола скважины) с буровой установки должно применяться противовыбросовое оборудование, тип которого указан в рабочем проекте производства буровых работ».

70. В Приложении № 1 к Правилам:

название изложить в следующей редакции:

«Требования к специальным разделам плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»;

в пункте 7 исключить слова «по охране труда»;

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

71. В Приложении № 3:

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

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

в пункте 12 слова «на рис. 8, в» заменить словами «на рис. 8б»;

слова под рисунком 8 «технических устройств (в)» заменить словами «технических устройств (б);

в рисунке 1 изменить штриховку Зоны 2 класса взрывоопасности на штриховку Зоны 1.

72. Приложение № 4 исключить.

73. Таблицу приложения № 6 заменить таблицей приложения 2 к настоящему приказу.

74. В графе 3 таблицы 2 приложения № 7 заголовки изложить в следующей редакции: «радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м».

75. Приложение № 8 исключить.
76. Правила дополнить приложением № 11, указанном в приложении № 3 к настоящему приказу.
-

Приложение № 2
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «___» _____ 2014 г. № _____

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 12.03.2013 N 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
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

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
6. Установка предохранительного сброса пластовой воды (УПС)	39	24	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	+	39	+
7. Печи и блоки отневого 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	$h_{\text{фак}}$	$h_{\text{фак}}$	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	$h_{\text{фак}}$	+	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 (БГР), 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 ШПД (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
16. Блоки для заправки 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	16	9	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

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
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 испаряционные 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. Пасосная 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 главой СНиП "Генеральные планы промышленных предприятий";

+++ расстояния принимаются в соответствии с разделом Vll ПУЭ -76 [Правила устройства электроустановок".

Примечания:

1. В графе 19 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.

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

Приложение № 3
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «____» _____ 2014 г. № _____

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 12.03.2013 N 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. II 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.

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

Руководитель
территориального органа
Ростехнадзора

Руководитель
предприятия -
недропользователя

ФОРМА
сводного отчета
о проведении оценки регулирующего воздействия

№ (присваивается системой автоматически)	Сроки проведения публичного обсуждения проекта акта: начало: «20» июня 2014 г.; окончание: «20» июля 2014г.
--	---

1. Общая информация

1.1.	Федеральный орган исполнительной власти (далее – разработчик): _____ Ростехнадзор _____ (указываются полное и краткое наименования)
1.2.	Сведения о федеральных органах исполнительной власти – соисполнителях: _____ нет соисполнителей _____ (указываются полное и краткое наименования)
1.3.	Вид и наименование проекта акта: _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 в Министерстве юстиции Российской Федерации 19 апреля 2013 г. № 28222, Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти", № 24 от 17 июня 2013 г.). _____ (место для текстового описания)
1.4.	Краткое описание проблемы, на решение которой направлен предлагаемый способ регулирования: _____ В связи с реализации положений Федерального закона от 04.03.2013 № 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», отдельные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу подпункта 114 пункта 1 статьи 333.33 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» необходимо внесение изменений для приведения в соответствие действующему законодательству _ (место для текстового описания)

1.5.	Основание для разработки проекта акта: __Статья 4 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» <i>(место для текстового описания)</i>
1.6.	Краткое описание целей предлагаемого регулирования: _приведение нормативного правового акта федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности в соответствие с законодательством Российской Федерации; применение передовых технических норм, соответствующих международным стандартам; упрощение процедур получения разрешительной документации на строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. <i>(место для текстового описания)</i>
1.7.	Краткое описание предлагаемого способа регулирования: __издание нормативного правового акта_____ <i>(место для текстового описания)</i>
1.8.	Контактная информация исполнителя разработчика: Ф.И.О.: _Сорокин Александр Николаевич_____ Должность: начальник отдела_____ Тел: _645-39-60_____ Адрес электронной почты: A.Sorokin@gosnadzor.ru_____

2. Степень регулирующего воздействия проекта акта

2.1.	Степень регулирующего воздействия проекта акта:	/ средняя /
2.2.	Обоснование отнесения проекта акта к определенной степени регулирующего воздействия ¹ : <i>(место для текстового описания)</i>	

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

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

3.1.	Описание проблемы, на решение которой направлен предлагаемый способ регулирования, условий и факторов ее существования: В связи с реализации положений Федерального закона от 04.03.2013 № 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», отдельные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу подпункта 114 пункта 1 статьи 333.33 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» необходимо внесение изменений для приведения в соответствие действующему законодательству <i>(место для текстового описания)</i>
3.2.	Негативные эффекты, возникающие в связи с наличием проблемы: _____ правовая неопределенность _____ <i>(место для текстового описания)</i>
3.3.	Информация о возникновении, выявлении проблемы, принятых мерах, направленных на ее решение, а также затраченных ресурсах и достигнутых результатах решения проблемы: Обращения граждан и организаций. Для устранения правовой неопределенности в Ростехнадзоре создана рабочая группа, включающая представителей нефтегазодобывающих компаний, научных, проектных и экспертных организаций по подготовке проекта нормативного правового акта. <i>(место для текстового описания)</i>
3.4.	Описание условий, при которых проблема может быть решена в целом без вмешательства со стороны государства: Без вмешательства федеральных органов исполнительной власти проблема не решается _____ <i>(место для текстового описания)</i>
3.5.	Источники данных: _____ Законодательство Российской Федерации _____ <i>(место для текстового описания)</i>
3.6.	Иная информация о проблеме: _____ отсутствует _____ <i>(место для текстового описания)</i>

4. Анализ международного опыта в соответствующих сферах деятельности

4.1.	Международный опыт в соответствующих сферах деятельности: ____Аналоги федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности существуют в США, Великобритании Норвегии и других странах. Изменения вносятся в связи опытом надзорной деятельности и изменением законодательства (место для текстового описания)
4.2.	Источники данных: Участи в международных конференциях и встречах по обмену опытом____ (место для текстового описания)

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

5.1. Цели предлагаемого регулирования:	5.2. Установленные сроки достижения целей предлагаемого регулирования:
(Цель 1) Устранение правовой неопределенности	Декабрь 2014 г.
(Цель N) Соответствие законодательству	Декабрь 2014 г.
5.3. Обоснование соответствия целей предлагаемого регулирования принципам правового регулирования, программным документам Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации: Исполнение поручения Правительственной комиссии по вопросам развития топливно-энергетического комплекса, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики (протокол от 25.02.2014 г. № 1) (место для текстового описания)	
5.4. Иная информация о целях предлагаемого регулирования: _____отсутствует_____ _____ (место для текстового описания)	

6. Описание предлагаемого регулирования и иных возможных способов решения проблемы

6.1.	Описание предлагаемого способа решения проблемы и преодоления связанных с ней негативных эффектов: разработка и принятие изменений к действующим федеральным нормам и правилам____ (место для текстового описания)
------	--

6.2.	Описание иных способов решения проблемы (с указанием того, каким образом каждым из способов могла бы быть решена проблема): _____отсутствуют_____ (место для текстового описания)
6.3.	Обоснование выбора предлагаемого способа решения проблемы: порядок, установленный Правительством Российской Федерации (место для текстового описания)
6.4.	Иная информация о предлагаемом способе решения проблемы: нет_____ (место для текстового описания)

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

7.1.	Группа участников отношений	7.2.	Оценка количества участников отношений
	(Описание группы субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности N)		Нефтегазодобывающие компании, сервисные, научные, экспертные организации
	(Описание иной группы участников отношений N)		Нет
7.3.	Источники данных: государственный реестр опасных производственных объектов (место для текстового описания)		

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

8.1.	8.2.	8.3.
Описание новых или изменения существующих функций, полномочий, обязанностей или прав	Порядок реализации	Оценка изменения трудозатрат и (или) потребностей в иных ресурсах
Наименование органа: (Орган N)		
(N.1)нет	нет	Не требуется
(N.K)нет	нет	Не требуется

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

9.1. Наименование новой или изменяемой функции, полномочия, обязанности или права ² нет	9.2. Описание видов расходов (возможных поступлений) бюджетов бюджетной системы Российской Федерации нет	9.3. Количественная оценка расходов (возможных поступлений) нет
9.4. Наименование органа ³ : (Орган N) нет		
9.4.1. (N.K) нет	9.4.2. Единовременные расходы в ____ (год возникновения):	нет
	9.4.3. Периодические расходы за период ____:	нет
	9.4.4. Возможные поступления за период ____:	нет
9.5.	Итого единовременные расходы: нет	
9.6.	Итого периодические расходы за год: нет	
9.7.	Итого возможные поступления за год: нет	
9.8. Иные сведения о расходах (возможных поступлениях) бюджетов бюджетной системы Российской Федерации: нет_____ (место для текстового описания)		
9.9. Источники данных: _____ законодательство Российской Федерации_____ (место для текстового описания)		

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

10.1. Группа участников отношений ⁴	10.2. Описание новых или изменения содержания существующих обязанностей и ограничений	10.3. Порядок организации исполнения обязанностей и ограничений
(Группа участников)	(N.1) нет	нет

² Указываются данные из раздела 8 сводного отчета.

³ Указываются данные из раздела 8 сводного отчета.

⁴ Указываются данные из раздела 7 сводного отчета.

отношений N) Нефтегазодобывающ ие компании, сервисные, научные, экспертные организации	(N.K)нет	нет
---	----------	-----

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

11.1. Группа участников отношений ⁵	11.2. Описание новых или изменения содержания существующих обязанностей и ограничений ⁶	11.3. Описание и оценка видов расходов
(Группа участников отношений N) Нефтегазодобывающ ие компании, сервисные, научные, экспертные организации	(N.1)нет	нет
	(N.K)нет	нет
11.4. Источники данных: _____ Результаты публичных обсуждений _____ (место для текстового описания)		

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

12.1. Риски решения проблемы предложенным способом и риски негативных последствий	12.2. Оценки вероятности наступления рисков	12.3. Методы контроля эффективности избранного способа достижения целей регулирования	12.4. Степень контроля рисков
(Риск 1)нет	нет	Отзывы организаций	высокая
(Риск N)	нет	Отзывы организаций	высокая

⁵ Указываются данные из раздела 7 сводного отчета.

⁶ Указываются данные из раздела 10 сводного отчета.

12.5. Источники данных:
 Результаты публичных обсуждений _____
(место для текстового описания)

13. Предполагаемая дата вступления в силу проекта акта, оценка необходимости установления переходного периода и (или) отсрочки вступления в силу проекта акта либо необходимости распространения предлагаемого регулирования на ранее возникшие отношения

13.1. Предполагаемая дата вступления в силу проекта акта: _____ 20__ г.	
13.2. Необходимость установления переходного периода и (или) отсрочки введения предлагаемого регулирования: _____ / нет	13.3. срок (если есть необходимость): _____ нет <i>(дней с момента принятия проекта нормативного правового акта)</i>
13.4. Необходимость распространения предлагаемого регулирования на ранее возникшие отношения: _____ / нет	13.5. срок (если есть необходимость): _____ нет <i>(дней до момента вступления в силу проекта нормативного правового акта)</i>
13.6. Обоснование необходимости установления переходного периода и (или) отсрочки вступления в силу проекта акта либо необходимости распространения предлагаемого регулирования на ранее возникшие отношения: _____ переходный период не требуется _____ <i>(место для текстового описания)</i>	

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

14.1. Мероприятия, необходимые для достижения целей регулирования	14.2. Сроки мероприятий	14.3. Описание ожидаемого результата	14.4. Объем финансирования	14.5. Источники финансирования
<i>(Мероприятие 1) не требуется</i>	Не требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
<i>(Мероприятие N) не требуется</i>	Не требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
14.6. Общий объем затрат на необходимые для достижения заявленных целей регулирования организационно-технические, методологические, информационные и иные мероприятия: __0,0__ млн руб.				

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

15.1. Цели предлагаемого регулирования ⁷	15.2. Индикативные показатели	15.3. Единицы измерения индикативных показателей	15.4. Способы расчета индикативных показателей
(Цель N)соответствие законодательству	(Показатель N.1)100	%	%
	(Показатель N.K)100	%	%
15.5. Информация о программах мониторинга и иных способах (методах) оценки достижения заявленных целей регулирования: _____ не требуется _____ (место для текстового описания)			
15.6. Оценка затрат на осуществление мониторинга (в среднем в год):		_0,0_____ млн руб.	
15.7. Описание источников информации для расчета показателей (индикаторов): _Ответы организаций о результатах публичных обсуждений (место для текстового описания)			

16. Сведения о размещении уведомления, сроках предоставления предложений в связи с таким размещением, лицах, предоставивших предложения, и рассмотревших их структурных подразделения разработчика

16.1.	Полный электронный адрес размещения уведомления в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: _____ http://www.regulation.gov.ru _____
16.2.	Срок, в течение которого разработчиком принимались предложения в связи с размещением уведомления о подготовке проекта акта: начало: «19» февраля 2014 г.; окончание: «30» марта 2014 г.
16.3.	Сведения о лицах, предоставивших предложения ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз, ОАО НК ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть» (место для текстового описания)
16.4.	Сведения о структурных подразделениях разработчика, рассмотревших предоставленные предложения: _____ Правовое управление _____ (место для текстового описания)

⁷ Указываются данные из раздела 5 сводного отчета.

16.5. Иные сведения о размещении уведомления:

нет

(место для текстового описания)

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

17.1. Иные необходимые, по мнению разработчика, сведения:

нет

(место для текстового описания)

17.2. Источники данных:

не требуется

(место для текстового описания)

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

18.1. Полный электронный адрес размещения проекта акта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»:

<http://www.regulation.gov.ru>

18.2. Срок, в течение которого разработчиком принимались предложения в связи проведением публичного обсуждения проекта акта:
начало: «20» июня 2014г.; окончание: «20» июля 2014__г.

18.3. Сведения о федеральных органах исполнительной власти и представителях предпринимательского сообщества, извещенных о проведении публичных консультаций:

Минэнерго России, МЧС России, ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз, ОАО НК ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть»

(место для текстового описания)

⁸ Согласно подпункту «а» пункта 21 Правил проведения федеральными органами исполнительной власти оценки регулирующего воздействия проектов нормативных правовых актов, проектов поправок к проектам федеральных законов и проектов решений Совета Евразийской экономической комиссии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2012 г. № 1318.

18.4.	Сведения о лицах, представивших предложения: по информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: http://www.regulation.gov.ru: Ильчук Юлия Геннадьевна Дата публикации: 2014-07-16 16:48:18 ; Кулигин Андрей Витальевич Дата публикации: 2014-07-17 14:34:13; Кузьмин Владимир Андреевич Дата публикации: 2014-07-17 16:06:10; Ветохин Сергей Юрьевич Дата публикации: 2014-07-18 18:23:40; на адрес электронной почты: A.Sorokin@gosnadzor.ru, продублированная письмами в Ростехнадзор: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз, ОАО НК ЛУКОЙЛ»; ОАО «Татнефть», ОАО «Газпром» (место для текстового описания)
18.5.	Сведения о структурных подразделениях разработчика, рассмотревших предоставленные предложения: Управление по надзору за объектами нефтегазового комплекса, Правовое управление _____ (место для текстового описания)
18.6.	Иные сведения о проведении публичного обсуждения проекта акта: Совещание 08.08.2014 г. рабочей группы, созданной приказом Ростехнадзора от 17.04.2014 № 157 и включающих представителей ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз, ОАО НК ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Новатэк» и ООО «ТюменНИИгипрогаз», (место для текстового описания)

Приложение. Сводка предложений с указанием сведений об их учете или причинах отклонения⁹.

Указание (при наличии) на иные приложения.

Руководитель структурного подразделения
разработчика, ответственного за подготовку
проекта акта
_ С.А. Жулина
(инициалы, фамилия)

⁹ Согласно подпункту «б» пункта 21 Правил проведения федеральными органами исполнительной власти оценки регулирующего воздействия проектов нормативных правовых актов, проектов поправок к проектам федеральных законов и проектов решений Совета Евразийской экономической комиссии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2012 г. № 1318.

Свод замечаний и предложений публичных обсуждений по изменению
Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности,
утвержденных приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013г. № 101

№ п/п	Формулировка действующих ПБ	Предлагаемая формулировка	Обоснование изменения формулировок, замечания, комментарии и т.п.	Решение о принятии Да/Нет
1	2	3	4	5
Ильчук Юлия Геннадьевна Дата публикации: 2014-07-16				
1.			Не ясна функция Ростехнадзора по дистанционному контролю состояния промышленной безопасности в режиме реального времени. Следует отметить, что в данной информации могут, в том числе, содержаться характеристики (динамика изменения параметров), разглашение которых не может производиться по условиям лицензирования каких-либо применяемых технологий. Данную информацию необходимо передавать только в системы дистанционного контроля эксплуатации организацией. Подобная информация может передаваться в Ростехнадзор в	Не принято. Требования введены в соответствии с поручением Правительства РФ. Согласно п. 7 проекта приказа: «...Перечень параметров (их количество и совокупность), определяющих опасность процессов и подлежащих дистанционному контролю, устанавливается организацией, эксплуатирующей ОПО,...»

				случае проведения расследования аварии или несчастного случая. Наоборот, данная редакция приводит «Правила» в соответствие с другими НПА.	
2.	7. Пункт 11 Правил изложить в следующей редакции: «Организации, эксплуатирующие ОПО: имеют 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 состояние промышленной безопасности на ОПО; осуществляют мероприятия по обеспечению дистанционного контроля состояния промышленной безопасности ОПО, включающие	Рекомендуется заменить состояние «контролировать состояние промышленной безопасности» на «осуществлять контроль за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями»	Термину «состояние промышленной безопасности» в исходной редакции ФНиП, ни в предлагаемых изменениях не дано определение. Учитывая имеющуюся нормативную базу (терминология, устанавливаемая 116-ФЗ, ст. 9-11) – невозможно контролировать «состояние промышленной безопасности» во всех ее проявлениях в режиме реального времени.	Принято. «Организации, эксплуатирующие ОПО: имеют в наличии и обеспечивают функционирование необходимых приборов, систем контроля, автоматического и дистанционного управления 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	

регистрацию параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий, и передачу в Ростехнадзор данной информации в электронном виде. 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.		контролировать параметры, определяющие безопасность на ОПО; осуществлять мероприятия по обеспечению дистанционного контроля технологических 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...»
Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий и переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течении 3 месяцев. При производстве буровых работ и подземном ремонте скважин обеспечивается их видеорегистрация с возможностью передачи изображения в автоматизированную		

	систему технологическими процессами эксплуатирующей организации и Ростехнадзор.				
3.	18. Последний абзац пункта 259 изложить в следующей редакции: «Каждая буровая установка обеспечивается светильниками напряжением 12 В под буровой и аварийным освещением этого напряжения для освещения ПВО, в отбойных цитах, у основного и вспомогательного пультов управления превенторами, у щита индикатора веса бурильного инструмента, блока дросселирования и у аварийного блока задвижек.».		Отсутствует необходимость применения светильников напряжением 12В. На сегодняшний день широкое распространение получили светильники на светодиодах (LED) с напряжением 1,5В-5,6В.	Принято. Слова «...напряжением 12 В...» заменены на слова «...напряжением не более 12 В»	
4.	23. П. 353 «...обеспечение работающих индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.	Предложение по корректировке: «обеспечение в необходимых случаях ...» или «обеспечение работающих в опасных зонах ...»	Не всегда целесообразно обеспечивать всех работников газоанализаторами и замена «работников» на «рабочие места» ничего в этом не изменяет.	Принято. П. 353 «...обеспечение работающих в опасных зонах индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.	

5.	30. Пункт 619 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.».	п. 30. Предлагаемая правка должна касаться только последнего абзаца п.619, а не всего пункта		Принято
6.	35. Часть первую пункта 730 изложить в следующей редакции: «Запорная арматура нефтегазопроводов, расположенная в подземном исполнении (для промысловых трубопроводов), должна иметь дистанционное управление или управление для ее открытия-закрытия без спуска человека в колодец.».	п. 35. Рекомендуются заменить «расположенная» на «выполненная» – «Запорная арматура нефтегазопроводов, выполненная в подземном исполнении ...» или «Подземная запорная арматура промысловых нефтегазопроводов должна иметь ...»		Принято. «Подземная запорная арматура промысловых нефтегазопроводов должна иметь дистанционное управление или удлиненные штоки для ее открытия-закрытия без спуска человека в колодец.»
7.	36. Пункт 744 дополнить частью: «Любые работы и действия, производимые в охранных зонах трубопроводов, кроме ремонтно - восстановительных работ на трубопроводах и сельскохозяйственных работ, не связанных с рытьем канав, колодцев и других заглублений, могут	.Рекомендуется внести кроме аварийно-спасательных работ», в связи с экстренностью возможных аварийных ситуаций.	Ремонтно - восстановительные и сельскохозяйственные работы исключать из схемы согласования нельзя. Например, бульдозер, копающий ирригационную канаву вблизи от трубопровода, может его повредить, следовательно,	Принято в следующей редакции: «744. На территории охранной зоны нефтегазопроводов запрещается устройство колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектной документацией, за

	выполняться только по согласованию с эксплуатирующей организацией».		информация о планируемых работах обязана поступать в эксплуатирующую организацию	исключением: углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ эксплуатирующей организацией, вспашки и обработке 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.».
8.	37. Пункт 896 изложить в следующей редакции: «Если насос перекачивал вредные вещества и	п. Старый вариант «одеты в соответствующую спецодежду и иметь СИЗ» считаем корректнее.	38. В пункте четко не определено от воздействия каких химических веществ	Принято частично. Слова «...специальную обувь и спецодежду...» заменены на

	щелочь, то перед ремонтом его следует промыть водой. Во время разборки насоса работники должны применять закрытые защитные очки, перчатки, специальную обувь и спецодежду, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ.		требуется защита, может возникнуть основа для злоупотреблений, например, имеющаяся защитная одежда не защищает от воздействия плавиковой кислоты или фосгена с зарином (химические вещества), хотя перекачивался метанол, и от него же и защищались, как положено	слова «...специальную обувь, спецодежду, СИЗ и (или) СИЗОД...»
9.	39. Часть вторую пункта 918 изложить в следующей редакции: «Работники, выполняющие эти работы, должны применять соответствующую спецодежду, перчатки, специальную обувь и закрытые защитные очки, СИЗОД, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ.».		С целью исключения требований, которое очевидным образом будет нарушаться по производственной необходимости – «закрытые защитные очки, СИЗОД» заменить на «СИЗ и (или) СИЗОД.»	Принято. «...закрытые защитные очки, СИЗ и (или) СИЗОД.»

Кулигин Андрей Витальевич
Дату публикации: 2014-07-17 ОАО «Газпром»

10.	Пункт 19 ФНиП ПБНГП. Для обеспечения строительства, реконструкции, капитального ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации ОПО организация, эксплуатирующая их на праве собственности, аренды, другом законном праве, определяющем ее юридическую ответственность: передает подрядчику для производства работ утвержденную им проектную документацию на строительство, реконструкцию или документацию на капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию в объеме, необходимом для выполнения работ подрядчика и привлеченных организаций; ... далее по тексту	В п. 19 «проектную»	исключить слово	Замена выражения «проектную документацию» на «документацию» позволит не допустить предъявления требований Градостроительного кодекса к объектом ОПО, на которые его действие не распространяется и сократить срок подготовки документации на 8 месяцев. Приведение в соответствие с настоящими ФНиП ПБНГП	Не Законодательством различается: «проектная документация, строительство, реконструкцию» и «документация капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию».	принято.
-----	--	---------------------	-----------------	--	---	----------

11.	Пункт 21 ФНиП ПБНГП. В случае, когда длительность консервации ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на его консервацию, такой объект подлежит ликвидации или должен вновь пройти экспертизу промышленной безопасности* с целью продления сроков безопасной консервации и оценки угрозы причинения вреда имуществу, жизни или здоровью населения, окружающей среде.	Пункт 21 изложить в следующей редакции: «В случае, когда длительность консервации ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на его консервацию, такой объект подлежит ликвидации или должен пройти необходимые освидетельствования с целью продления сроков безопасной консервации для оценки угрозы причинения вреда имуществу, жизни и здоровью населения, окружающей среде или ликвидации. Продление сроков консервации по документации на консервацию».	Изменение редакции пункта приводит содержание пункта в соответствие со статьей 13 ФЗ № 116 «О промышленной безопасности опасных объектов», производственных объектов», которой не предусмотрена экспертиза промышленной безопасности документации на ОПО, а не самого ОПО. Предлагаемое изменение позволит выполнить обследования (тех. состояние колонны, фонтанной арматуры, колонной головки и т.д. по необходимости), и на основании этого подготовить документацию (проектную или её дополнение, на продление срока консервации) с прохождением экспертизы промышленной безопасности.	Принято в следующей редакции: «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».
-----	--	---	--	--

12.	ФНиП ПБНГП. Раздел Х. Требования безопасности при производстве буровых работ дополнить следующими пунктами Пункты отсутствуют	Раздел Х. Требования безопасности при производстве буровых работ дополнить следующими пунктами 3.1 При производстве буровых работ на скважине иметь необходимый аварийной инструмент для ликвидации инцидентов, аварий и брака возникших при строительстве скважин. Перечень составляется буровым подрядчиком согласно рабочего проекта на строительство скважины и согласовывается с Заказчиком;	Изменение вносится с целью регламентирования обеспечения безопасности работ при ликвидации аварий и инцидентов, а также установления порядка их расследования и передачи информации о них.	Не принято. Регулирование отношений хозяйствующих субъектов предпринимательской деятельности. Конкретные требования к оснащению аварийным инструментом уместно указывать в стандартах организаций или в договорах подряда. Требования к расследованию инцидентов регулируются другим ФНиП.
-----	---	---	---	--

		3.2 При возникновении инцидента во время бурения скважины или обнаружении брака проводится техническое расследование причин их возникновения комиссией. Приказ об её создании издается не позднее одних суток с момента получения сообщения о возникновении инцидента или обнаружении брака. В состав комиссии вводятся представители заказчика, подрядчика, службы по технологическому надзору и контролю при строительстве скважины, а также контролирующих органов по согласованию. По результатам проведенного в течении 10 календарных дней технического расследования причин инцидента или брака, оформленным соответствующим актом, в течение трех дней издается приказ, определяющий обстоятельства и причины возникновения инцидента или брака, меры по устранению их причин, последствий и по предупреждению подобных случаев, а также по привлечению к дисциплинарной ответственности лиц, виновных в возникновении инцидента или брака, с указанием меры их ответственности;
--	--	--

		3.3 Учет инцидентов и направление информации о них Заказчику и в территориальные органы Ростехнадзора осуществляется буровым подрядчиком в соответствии с требованиями Порядка проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (утвержден приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30 июня 2009 г. № 191);		
13.	Пункт 110 ФНиП ПБНГП. Рабочий проект разрабатывается: Абзац отсутствует	4Пункт 110 дополнить абзацем: «В необходимых случаях должны составляться соответствующие дополнения и варианты рабочего проекта и сметной документации»;	Предлагаемое дополнение позволит оперативно выполнять требование последнего абзаца пункта 110 настоящих ФНиП ПБНГП и сократить затраты времени и средств на разработку и корректировку рабочего проекта. Вариантность и возможность внесения дополнений позволит реально учитывать опыт проводки	Не принято. Правила не запрещают разработку вариантов рабочего проекта и сметной документации.

				предыдущих скважин и снизит затраты инвестора.	
14.	Пункт 113 ФНиП ПБНГП. Подпункт: - схемы обвязки устья скважины, технические характеристики сальниковых уплотнений и давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами. Порядок и условия опрессовки межколонных пространств;	В пункте 113 исключить слова: «технические характеристики сальниковых уплотнений»;	Изменение вносится в связи с тем, что сальниковые уплотнения входят в комплект колонной головки, противопырьбросового оборудования, а также фонтанной арматуры	Не принято. Колонные головки, противопырьбросовое оборудование и фонтанная арматура должны выбираться исходя из требований рабочего проекта.	
15.	Пункт 113 ФНиП ПБНГП. Подпункт: - 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;	В пункте 113 слово «фундаментов» заменить на «временных оснований»	Изменения вносятся в связи с тем, что буровая установка устанавливается временно и для её установки сооружаются сооружения не фундаменты, а временные основания, которые по окончании бурения демонтируются	Не принято. Не запрещает указание в проекте типа фундамента временное основание.	

	Пункт 116 ФНиП ПБНГП. В процессе производства буровых работ организация, разрабатывающая рабочий проект, осуществляет авторский надзор, в том числе при реализации природоохранных мероприятий, и контроль состояния и охраны окружающей среды.	В пункте 116 исключить слова «и контроль состояния и охраны окружающей среды»;	Требование о контроле состояния и охране среды окружающей разрабатывающей организацией рабочий проект избыточно, т.к. мероприятия по контролю состояния и охраны окружающей среды входят в состав рабочего проекта и выполняются Заказчиком и специализированными организациями.	Принято.
17.	Пункт 120 ФНиП ПБНГП. Подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны (хвостовика) должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин.	Пункт 120 изложить в следующей редакции: Подвесное устройство с герметизирующим элементом потайной колонны (хвостовика) должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м;	Внесение изменений приводит в соответствие ПБНГП с Инструкцией по расчету обсадных колонн, и Инструкцией по восстановлению скважин методом боковых стволов в которых установлено требование о минимальной высоте установки подвесного устройства 75 м, а также предъявление одинаковых требований в части	Не принято. Отклонялось ранее при разработке Правил.

			конструкций скважин к нефтедобывающим и газодобывающим компаниям. Кроме того это позволяет снизить технологические риски в случае нефтегазопрооявления из-за негерметичности кольцевого пространства за обсадной колонной. В таком случае уменьшение высоты подъема «головы хвостовика» над башмаком предыдущей обсадной колонны, устройством ступенчатого цементирования и узлом соединения секций обсадных колонн, позволит снизить плотность задавочной жидкости и давление глушения скважины	
18.	Пункт 121 ФНиП ПБНГП. Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом: максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних	Пункт 121 изложить в следующей редакции: Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом: максимальных ожидаемых избыточных наружных и	Исключить требование, по расчету предельного объема поступившего в скважину флюида, как излишнее, и вытекающее из расчетов проводимых по следующим	Не принято. Действующая редакция принята после многочисленных обсуждений при их разработке.

давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью; снижения гидростатического уровня в процессе освоения или при механизированной добыче; нагрузок, возникающих в результате пространных искривления ствола скважины; осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважины. Прочность кондукторов и технических колонн, а также оборудования устья скважины должна подтверждаться расчетом предельного объема поступившего в скважину флюида ($V_{пред}^*$) при котором возможно глушение проявления без превышения допустимых давлений для каждого вскрытого скважиной необсаженного пласта. Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования должна обеспечить: герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%; устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления	внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью; снижения гидростатического уровня в процессе освоения или при механизированной добыче; нагрузок, возникающих в результате пространных искривления ствола скважины; осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважины. Прочность кондукторов, промежуточных колонн и установленного на них противовыбросового оборудования должна обеспечить: герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%; устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления	далее абзацев в этом пункте. Кроме того приводятся к использованию единой терминологии в пунктах 119, 121, 236 настоящих ФНИП ПБНГП и соответственно пункту 47 ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения» ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения» п. 47. обсадная колонна буровой скважины Конструкция из обсадных труб, составленная путем их последовательного соединения, предназначенная для крепления буровой скважины, а также для изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации или испытании скважины. Примечание - Различают колонны: направляющие, кондукторные,
--	---	---

	дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%; устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления столба бурового раствора максимальной плотности; противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора, а также в интервалах залегания склонных к текучести пород.	столба бурового раствора максимальной плотности; противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора, а также в интервалах залегания склонных к текучести пород;	и промежуточные эксплуатационные	
19.	Пункт 123 ФНиП ПБНПП. Периодичность и способы проверки состояния обсадных колонн и колонных головок по мере их естественного износа или аварийного разрушения (смятие, разрыв и другие деформации) и необходимые мероприятия по обеспечению безопасности производства буровых работ и эксплуатации скважины устанавливаются рабочим проектом или иной документацией, содержащей аналогичные требования. Конструкция скважины должна предусматривать возможность капитального ремонта крепления скважины, в том числе путем	В пункте 123 исключить слово «крепления»;	Изменение вносится в связи с отсутствием физической возможности осуществления капитального ремонта крепления скважины и определения на стадии проектирования мест возможных работ. В случае необходимости капитального ремонта крепления скважины на практике производится капитальный ремонт всей скважины.	Принято.

	забуривания и проводки нового ствола скважины.				
20.	Пункт 134 ФНиП ПБНГП. Технические характеристики и комплектность оборудования буровой установки, вспомогательного оборудования, необходимого для проведения буровых работ устанавливаются рабочим проектом.	Пункт 134 дополнить следующим абзацем: По согласованию с проектной организацией допускается замена буровой установки предусмотренной рабочим проектом на буровую установку с грузоподъемностью не ниже проектной.	Возможность замены буровой установки позволит применять конкурсные процедуры при выборе подрядчиков буровых работ и снизит возможность коррупционных схем при его выборе. Согласование с проектной организацией обеспечит безопасность по её расположению, монтажу и т.д.	Не принято. Правилами предусматриваются требования к рабочим проектам в части указания технических характеристик и комплектности буровых установок, применяемых при бурении.	
21.	Пункт 190 ФНиП ПБНГП. Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять гладкие неармированные УБТ (ГБТ) без центрирующих устройств и применять долота без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями. В случае возникновения посадок и затяжек в интервале установки муфты ступенчатого цементирования или стыковочного устройства оно должно	Пункт 190 дополнить абзацем: Компоновка низа бурильной колонны для разбуривания технологической оснастки совместно с цементным стаканом для выхода из колонны и последующего бурения скважины, определяется рабочим проектом.	Указанную процедуру разбуривание (совместное разбуривание технологической оснастки и цементного стакана для выхода из колонны и последующее бурение скважины) используют все иностранные компании. Внесение изменения позволит применить этот опыт на	Не принято.	

	дополнительно прорабатываются полномерным плоскодонным фрезером без боковой армировки.		территории Российской Федерации.	
22.	Пункт 217 ФНиП ПБНГП. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.	Пункт 217 дополнить абзацем: При ведении буровых работ в изученном геологическом разрезе, соотношение объемов запаса раствора в емкостях и химических реагентах может устанавливаться другим, по согласованию с противофонтанной частью.	Внесение изменения позволит сократить на 30% образования отходов бурения за счет исключения из оборота не используемого бурового раствора, но приготавливаемого про запас и снизить за счет этого стоимость бурения скважин. В случае технической необходимости устанавливаемые на буровой современные устройства позволяют оперативно приготовить необходимый объем раствора.	Не принято.
23.	ФНиП ПБНГП. Раздел XVIII. Требования безопасности к процессу крепления ствола Пункты отсутствуют	Раздел XVIII. Требования безопасности к процессу крепления ствола скважины дополнить следующими пунктами: 14.1 Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн проводится с использованием моментометров. Величина момента	Изменения вносятся с целью регламентации требований к процессам крепления скважин влияющих промышленную безопасность, предупреждение межколонных давлений	Не принято. Возникнут трудности с практической реализацией. Может быть реализовано в планах спуска обсадных колонн, разделах рабочих проектов по цементированию, стандартах

	регламентируется в определенных пределах в зависимости от типоразмеров обсадных труб, принимается согласно ТУ, паспорту и сертификату соответствия трубной продукции завода-изготовителя и указывается в плане на крепление скважины; 14.2 Тампонажные и буферные растворы для цементирования обсадных колонн, хвостовиков приготавливать с применением осреднительной емкости; 14.3 В процессе цементирования осуществляется контроль за: плотностью тампонажного раствора с отбором проб в каждом пункте приготовления. Хранение проб обеспечивается до окончания времени ОЗЦ; давлением нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам на цементировочных агрегатах и блок-манифольде; текущим и суммарным объемами закачаных в скважину жидкостей; другими технологическими параметрами; 14.4 Не разрешается отклонение плотности		предприятий.
--	--	--	--------------

	тампонажные и буферного растворов, закачиваемых в скважину в процессе цементирования, более чем на 0,03 г/см ³ от установленной рабочей проектом величины;			
24.	Пункт 233 ФНиП ПБНПП. Высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединений секций обсадной колонны, а также за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять, соответственно, не менее 150 и 500 м. При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.	Пункт 233 изложить в следующей редакции: Высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединений секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 300м.	Изменения вносятся: 1. В связи с дублированием требований к применению подвесных устройств с герметизирующим элементом изложенных в пункте 120 настоящих ФНиП ПБНПП. 2. Определением пунктами 232, 234 и 235 настоящих ФНиП ПБНПП граничных условий по цементированию скважин. 3. Позволяет снизить технологические риски в случае нефтегазопрооявления из-за негерметичности кольцевого пространства за обсадной колонной. В таком случае за счет уменьшения высоты	Не принято. Соответствует международному опыту. Например Федеральным правилам безопасности США. Действующая редакция принята после многочисленных обсуждений при их разработке.

			подъема раствора предыдущей колонны, устройством ступенчатого цементирования и узлом соединения секций обсадных колонн, возможно снизить плотность задавочной жидкости и давление глушения скважины.		
25.	Пункт 236 ФНиП ПБНГП. «...к спуску технических и эксплуатационных колонн...»	В пункте 236 слово «технических» заменить на «промежуточных»	Приведение к единой терминологии в пунктах 119, 121, 236 настоящих ФНиП ПБНГП	Не принято. Не меняет суть. и	
26.	Пункт 253 ФНиП ПБНГП. Первый и второй абзацы. Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дроселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с проектной организацией противофонтанной службой (противофонтанной воензированной службой (противофонтанной воензированной частью), буровой организацией и...»	17. Первый и второй абзацы пункта 253 изложить в следующей редакции: Выбор типа колонной головки и схемы противовыбросового оборудования осуществляется проектной организацией и согласовывается с противофонтанной службой (противофонтанной воензированной частью). Схема установки и обвязки противовыбросового	Изменение вносится в связи с тем, что действующим законодательством РФ предусматривается выбор бурового подрядчика на конкурсной основе. В связи с тем, что на этапе проектирования, как правило, не известен буровой подрядчик, провести с ним согласование типа	Принято. В части исключения из первой части п 233 слов: «...с противофонтанной службой (противофонтанной воензированной частью), буровой организацией и...»	

	частью), буровой организацией и заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями: При вскрытии скважины изученного разреза с нормальным пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне и без нее (один плашечный превентор с трубными плашками, один плашечный превентор с глухими плашками и универсальный превентор);	оборудования, блоков глушения и дресселирования разрабатывается буровой организацией и согласовывается с противофонтанной службой (противофонтанной частью), воензированной частью), заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями: при бурении скважины в изученном разрезе с нормальным и аномально-низким пластовыми давлениями, представленного газовыми и нефтяными пластами, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается противовыбросовое оборудование, обеспечивающее герметизацию скважины при спущенной колонне и без нее (один плашечный превентор с трубными плашками, один плашечный превентор с глухими плашками и универсальный превентор). Противовыбросовое оборудование	противовыбросового оборудования и колонной головки, схемы установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дресселирования невозможно. А также с целью распространения действия пункта на газовые (газоконденсатные) и скважины, а также гармонизации настоящих ФНП ПБНГП с ГОСТ 13862-90. В связи с тем, что действующая формулировка пункта не учитывает газовый фактор пластового флюида, его компонентный состав, а пластово-барические условия различных месторождений различны изменение	
--	--	--	---	--

		может быть иного состава, который должен согласовываться с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью);	формулировки дает возможность применения схем противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90, обоснованные проектной организацией	
			Приведение к единой терминологии в пункте в части термина «противовыбросовое оборудование»	
27.	Пункт 253 ФНиП ПБНГП . последний абзац В случаях вскрытия изученного разреза с аномально низким пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, превенторная сборка может не устанавливаться, но обвязка устья скважины должна согласовываться с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной	Исключить последний абзац пункта 253;	Содержание пункта учтено в редакции, предлагаемой п.19 настоящих предложений к ФНиП ПБНГП	Не принято.

	частью).				
28.	253. Абзац отсутствует	Пункт 253 дополнить абзацем: При вскрытии скважиной изученного разреза с нормальным пластовым давлением, представленного водяными (с растворенным газом) пластами, после спуска кондуктора или промежуточной колонны, прогнатовывбросовое оборудование может не устанавливаться по согласованию с прогнатовфонтанной службой (прогнатовфонтанной (прогнатовфонтанной военизированной частью).;	Изменение вносится с целью возможности использования ГОСТ 13862-90 при строительстве скважин и устранению скрытых требований по использованию только схемы № 5 по ГОСТ 13862-90 для практически всех скважин вскрывающих водяные пласты, включая скважины артезианские, на минеральные воды, для водоснабжения из-за отсутствия газа в малых количествах. Действующая формулировка не учитывает газовый фактор пластового флюида, а также его состав. Пластово-барические условия различных месторождений различны	Не принято.	
29	Пункт 296 ФНИИП ПБНПП последний абзац В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от рабочего проекта работы по освоению	20. В пункте 296 последний абзац изложить в следующей редакции: В случае возможных отклонений по высоте подъема	Изменение вносится в связи с тем, что введение в действие пункта приведет к остановке 50% фонда скважин на нефть	Не принято.	

	и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.	цемент от рабочего проекта, наличия межколонных давлений, работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией;	и газ. Согласно российской и мировой практике порядка 60% скважин строятся с межколонными давлениями.	
30.	Пункт 328 ФНИП ПБНПП. Число скважин на кустовой площадке, расстояние между скважинами и их взаимное расположение определяются рабочим проектом с учетом экономических факторов, геологического строения месторождения, достигнутого уровня техники и технологии бурения скважин, добычи нефти и газа, обеспечения условий для успешной ликвидации возможных осложнений, создания удобств и безопасности для персонала при последующей эксплуатации и ремонте скважин.	Пункт 328 исключить;	Изменение по поз. 21 и 22 настоящего письма вносится с целью приведения содержания пункта требованиям разделу XI «Требования к разработке рабочего проекта буровых работ» настоящих ФНИП ПБНПП Рабочий проект предусматривает решения, связанные с бурением, креплением, освоением скважины и её воздействием на окружающую среду.	Принято.
31.	ФНИП ПБНПП. Раздел XXVII. Требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Пункт отсутствует	Дополнить раздел XXVII. Требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений пунктом: Число скважин на кустовой площадке, расстояние между скважинами и их взаимное расположение определяются проектной документацией на	Число скважин на кустовой площадке и расстояния между ними определяются в соответствии с проектной документацией на обустройство месторождений	Принято

		обустройство месторождений (кустовых площадок) с учетом экономических факторов, геологического строения месторождения, достигнутого уровня техники и технологии бурения скважин, добычи нефти и газа, обеспечения условий для успешной ликвидации возможных осложнений, создания удобств и безопасности для персонала при последующей эксплуатации и ремонте скважин;	(кустовых площадок).	
32.	Пункт 605 ФНиП ПБНГП. Газопроводы установок комплексной подготовки газа, газосборных пунктов, головных сооружений и других объектов должны отвечать требованиям, предъявляемым к трубопроводам первой категории (при $P_y \leq 10$ МПа).	В пункте 605 слова «при $P_y \leq 10$ МПа» заменить на «при $2,5 < P_y \leq 10$ МПа»	Изменение исключит толщины трубопроводов при $P_y < 2,5$ МПа.	Принято
33.	Пункт 606 ФНиП ПБНГП. УКПГ и другие установки должны иметь автоматизированное и механизированное регулирование и управление технологическими процессами. Для питания пневматических систем этих установок необходимо использовать осушенный и очищенный импульсный газ, пригодный по качеству и параметрам для использования в	В пункте 606 слова «осушенный и очищенный импульсный газ» заменить на «осушенный и очищенный воздух, либо импульсный газ»	Изменение вводится для возможности эксплуатации существующего оборудования, использующих осушенный и очищенный воздух пневматических системах управления. Повсеместное применение импульсного газа приведет к	Пункт исключен.

	работе КИПиА		значительному росту затрат за счет внесения изменений в технологические процессы и строительства новых станций подготовки импульсного газа.	
34.	Пункт 982 ФНиП ПБНГП. Капитальный ремонт скважин - комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и безопасности пользования недрами, в том числе: - восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации; - восстановление работоспособности скважины, утраченной в результате аварии или инцидента; - спуск и подъем оборудования для раздельной эксплуатации пластов и закачки различных агентов в пласты; - воздействие на продуктивный пласт	В пункте 982 исключить слова «ликвидация скважин»	Внесение изменений предлагается в связи с включением в настоящие ФНиП ПБНГП раздела LVII. Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов, выделяющих ликвидацию скважины в отдельный раздел	Принято.

физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и другие технологические операции); зарезка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны); изоляция одних и приобщение других горизонтов; перевод скважин по другому назначению; исследование скважин; ликвидация скважин. Работы по капитальному ремонту скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком в соответствии с документацией на			
---	--	--	--

	капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста.				
35.	Пункт 1251 ФНиП ПБНГП. При проведении опытной эксплуатации, опробования нового оборудования на действующем ОПО с утвержденными ТР разрабатывается отдельный ТР. Разрешается разработка дополнений к действующему ТР. Вопрос разработки отдельного ТР или дополнения к действующему ТР решает организация, утверждающая ТР. Повторное использование рабочего проекта может осуществляться при общности факторов, указанных в пункте 110 настоящих Правил.	В втором абзаце пункте 1251 изложить в следующей редакции: Разрешается разработка дополнений к действующему ТР, а также его использование на ОПО имеющих аналогичные условия. Вопрос разработки отдельного ТР или дополнения к действующему ТР решает организация, утверждающая ТР.	Изменение вносится с целью гармонизации содержания пункта пунктам 110 и 111 ФНиП ПБНГП	Не принято. Нет отличий от действующих требований	
36.	ФНиП ПБНГП Приложение 7, таблица 2, графа 3. В таблице 2 «Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов» в графе 3 в заголовке указано - «Радиус опасной зоны при	В графе 3 таблицы 2 приложения 7 заголовков изложить в следующей редакции: «радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м»,	Изменение устраняет опечатку в заголовках граф 3 и 4. В заголовках обоих графах указаны одинаковые наименования	Принято.	

	давления свыше 82,5 кгс/см ² в обе стороны от оси трубопровода, м».	В примечаниях к таблице дается ссылка, что в отмененных ПБ 08-624-03 этот заголовок был изложен в другой редакции «Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см ² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода»			
37.	ФНиП ПБНГП Приложение 6. «Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяного месторождения, м»	Приложение № 6 «Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов нефтяного обустройства месторождения, м» изложить в редакции, приведенной в Таблице 1	Изменение вносятся в связи с разночтениями в расстояниях между одинаковыми объектами по 19 позициям по различным графам Приложения 6 настоящих ФНиП ПБНГП в значениях расстояний (Разночтения приведены в Таблице 2)	Принято. Заменена таблица Приложения 6	
38.	Пункт 1 текста Изменений к ФНиП ПБНГП Сокращения отсутствуют	Пункт 1 Изменений дополнить словами: ПТЭЭП - правила технической эксплуатации электроустановок потребителей; НКПР - нижний предел распространения пламени	Указанные сокращения имеются в тексте, в «Списке используемых сокращений» отсутствуют	Принято в части исключения сокращения «ПТЭЭ правила техники эксплуатации электроустановок потребителей».	

39.	Пункт 13 текста Изменений к ФНиП ПБНГП. Пункт 105 изложить в следующей редакции: «Пуск в работу (эксплуатацию) буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на площадке ведения буровых работ или кустовой площадке 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 Готовность к пуску оформляется актом рабочей комиссией буровой организации, с участием представителей заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора.».	Пункт 105 изложить в следующей редакции «Пуск в работу буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на площадке ведения буровых работ или кустовой площадке 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 Готовность к пуску оформляется актом рабочей комиссией буровой организации, с участием представителей заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора.»	Устранение разночтений с приказом Ростехнадзора №168 от 07.04.2011г (Рег. №21545), в соответствии с которым к опасным производственным объектам относится «Участок ведения буровых работ», в состав которого (сноска 7) входят все буровые установки подразделения организации, осуществляющего ведение буровых работ на принадлежащих ей объектах То есть для пуска одной буровой установки, в соответствии с действующей и предлагаемой редакциями настоящих ФНиП ПБНГП, требуется проверка всех установок буровой организации.	Не принято. Речь идет о пуске в эксплуатацию каждой буровой установкой на ОПО расположенной на ОПО «Участок ведения буровых работ», а не всех установок, расположенных на данном ОПО.
40.	Пункт 15 текста Изменений к ФНиП ПБНГП Слова «хранения информации» в	В конце пункте 181 слова «хранения информации» заменить на «обеспечивающими»	Изменение предлагается внести в связи с тем, что недропользователи для	Не принято. Перестановка слов не меняет суть данного

	конец пункта 181 заменить словами обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачи для дистанционного контроля и в Ростехнадзор.».	возможность передачи информации для дистанционного контроля, хранения не менее 3-х месяцев и передачи в Ростехнадзор по запросу.»	контроля используют различное программное обеспечение работающее в разных форматах данных. Передача данных в режиме он-лайн в Ростехнадзор потребует создание единого оператора данных, единого программного обеспечения, защищенных каналов передачи конфиденциальных данных и центра обработки данных в Ростехнадзоре.	положения Правил.
41.	Пункт 16 текста Изменений к ФНиП ПБНПП В пунктах 245, 248, 246, 262, 299, 421 исключить слова «и противофонтанной службы (противофонтанной военизированной части)».	Пункт 16 Изменений исключить.	Изменение предлагается не вносить в связи с аффилированностью части буровых подрядчиков и недропользователей (Заказчиков), что приведет к снижению требований по техническому состоянию оборудования и обсадных колонн. Исключение противофонтанной службы из контроля противобросового оборудования, фонтанной	Не принято. Изменения в Правила приняты в связи с невозможностью присутствия на каждой скважине представителей противофонтанной службы для участия в обследованиях и комиссиях. Например, только в Западной Сибири производится бурение порядка 7-10 тыс. нефтяных и газовых скважин в год. Согласно действующим Правилам требуется около 30 тыс.

		арматуры и герметичности обсадных колонн может привести к резкому снижению качества работ и росту аварийности, отсутствия достоверной информации у противонантанной службы в случае необходимости работ по ликвидации открытых фонтанов Представитель военизированной части на объекте является независимым членом комиссии. Работник противонантанной службы участвует в ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах обслуживаемых организаций. Работа производится на основе анализа технических процессов на объектах информация по которым будет	обследований для согласований. Практика формальных согласований, участия в составе комиссий противонантанной службы, снижающих ответственность пользователя недрами, не привела к снижению числа фонтанов на нефтяных и газовых скважинах. Проект изменений Правил не налагает ограничений условий обслуживания противонантанной службой при заключении договоров в части необходимых согласований и участия в обследованиях и комиссиях. Кроме того различные согласования с противонантанной службой остаются еще в 17 пунктах Правил
--	--	---	--

			полностью отсутствовать. Исключение из рабочей комиссии представителя ВЧ, т.е. отсутствие контроля вызовов рост количества газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Ранее в ПБНПП (до 1991 года) исключалось участие противофонтанных служб, что привело к росту аварийности, затем было возвращено обратно	
42	Пункт 60 текста Изменений к ФНиП ПБНПП. Правила дополнить главой и пунктами следующего содержания: «LVII. Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов		Обоснование вносимых изменений приведено ниже.	Учтены при доработке содержания указанных ниже пунктов главы LVII. «Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов» рабочей группой, созданной приказом Ростехнадзора от 17.04.2014 № 157 с участием ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Роснефть»

43. 1	Пункт 60 текста Изменений к ФНиП ПБНГП	Слова «заполняется тампонажным раствором с плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной» заменить на слова «заполняется тампонажным раствором с плотностью определенной в соответствии с пунктом 229»;	Изменение вносится в связи с технической невозможностью обеспечения указанного требования. Плотность базового тампонажного раствора на основе портландцемента составляет 1900 кг/м ³ , в то время, как плотности горных пород, вскрываемых при бурении скважин находятся в диапазоне от 2200 до 7000 кг/м ³ », Кроме того цементирование открытого ствола скважины может привести к поглощениям и гидроразрыву пласта, так как эквивалентное давление раствора указанной плотности может бытькратно выше давления поглощения (гидроразрыва) в скважине.	
43. 2.	Пункт 1266. Консервация, ликвидация скважин осуществляется в соответствии с документацией, которая	Исключить из третьего абзаца пункта 1266 слова «и зональной (группа скважин на нескольких площадях и месторождениях с идентичными горно-	Изменение по позициям 33.2. и 33.3. вносятся в связи с противоречием понятия «зональный» не соответствует пункту 110 настоящих ФНиП	

	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	геологическими и экологическими характеристиками)»;	ПБНГП Кроме того, скважина как сооружение для извлечения пластового флюида на поверхность определяется проектом разработки месторождения, а проект разработки не может быть зональным.	
--	--	--	--	--

	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.			
43. 3	Пункт 1266 (формулировка приведена выше)	Исключить из пятого абзаца пункта 1266 первое предложение: «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»;		
43. 4	Пункт 1267. Типовая, индивидуальная, групповая	Пункт 1267 изложить в следующей редакции: Типовая, индивидуальная, групповая	Изменение вносится для предупреждения различного толкования органами надзора	

	и зональная документация на консервацию и ликвидацию скважин подлежит экспертизе промышленной безопасности.	документация на консервацию и ликвидацию скважин и её изменения подлежат экспертизе промышленной безопасности	действия пункта в части дополнений и изменений документации	
43. 5	Пункт 1286. Для обеспечения противодействия на ликвидационные мосты, экраны и покрышки эквивалентного горному давлению слагающих пород и восстановления горного равновесия, ствол скважины между цементными мостами, экранами, покрышками и выше последнего моста заполняется тампонажным раствором с плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, и обладающим флюидоупорными свойствами. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью, высота столба которой определяется с учетом местоположения скважины и решаемых технических задач.	Пункт 1286 Исключить	Пункт предлагается исключить в связи с невозможностью обеспечить противодавление тампонажным раствором из-за его физических свойств. Он твердеет в течении 4-8 часов и перестает оказывать противодавление.	

43. 6	Пункт 1290. Испытание устанавливаемых цементных мостов, изоляционных покрышек и экранов проводится снижением уровня жидкости (депрессией) или заменой на жидкость меньшей плотности, что позволяет сохранить их целостность и предотвратить возможное вертикальное перемещение, обусловленное нарушением сцепления цемента с металлом из-за неизбежного (в том числе кратковременного) увеличения диаметра колонны при определении герметичности опрессовкой (репрессией).	Пункт 1290 изложить в следующей редакции: Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Испытание устанавливаемых цементных изоляционных покрышек и экранов проводится снижением уровня жидкости (депрессией) или заменой на жидкость меньшей плотности.	Предлагаемое изменение устраняет противоречие с пунктом 1304 изменений настоящих ФНиП ПБНГП	
43. 7	Пункт 1292. Разобшение комплексов горных пород, имеющих различные коэффициенты аномальности пластового давления, предотвращение возникновения или ликвидации перетоков пластовых флюидов из одного комплекса горных пород в	Пункт 1292 дополнить словами «(при наличии заколонных перетоков)»	Изменение вносится в связи с тем, что при бурении скважины создается крепь за счет использования обсадной колонны и созданием изоляционного экрана между пластинами за счет использования тампонажного	

	другой обеспечивается установкой изоляционных покрышек (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.		раствора Введение этого пункта прямо требует нарушить целостность крепи скважины, с непредсказуемыми последствиями	
43. 8	Пункт 1294. При наличии в разрезе осадочного чехла месторождения зоны слабоминерализованных и питьевых верхних вод или многолетнемерзлых пород (ММП) в процессе ликвидации скважин создаются не менее одной искусственной флюидоупорной покрышки или изоляционного экрана в подошвенных водоупорах и ниже интервала залегания ММП.	Пункт 1294 дополнить словами «(при наличии колонных перетоков)»	Изменение вносится в связи с тем, что при бурении скважины создается крепь за счет использования обсадной колонны и созданием изоляционного экрана между пластинами за счет использования тампонажного раствора Введение этого пункта прямо требует нарушить целостность крепи скважины, с непредсказуемыми последствиями	

43. 9	Пункт 1295. 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 документации, которое согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора.	В пункте 1295 второе предложение изложить в следующей редакции: «В случае отсутствия технической возможности извлечения внутрискважинного оборудования и бурового инструмента из ствола скважины разрабатывается дополнение к плану работ, которое согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора.	Изменение вносится с целью сокращения затрат на ликвидацию скважины, Разработка и согласование дополнения к документации потребует согласования не только с Ростехнадзором но и повторное проождения экологической экспертизы, что увеличит простой оборудования, рабочей бригады на срок до 1 года	
43. 10	Пункт 1297. При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на землях непроизведенных устья скважины, чем на 2 м от поверхности, оборудуются установленной на кондукторе (технической колонне) и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади),	Пункт 1297 изложить в следующей редакции: При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на землях непроизведенных категорий, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) с указанием номера скважины, месторождения (площади),	Изменение вносится с целью передачи информации и землепользователю и унификации требования к информации о скважине и дате её ликвидации	

	предприятия - пользователя недр и даты ее ликвидации	предприятия - 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.		
43. 11	Пункт 1299. По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, ствол скважины заполняется флюидонепроницаемым тампонажным раствором, плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной. Верхняя часть	33.11. Пункт 1299 изложить в следующей редакции: 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,	Изменение вносится с целью предупреждения разночтения требований. Технические решения учитываются документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния скважины и подлежащей экспертизе промышленной	

	ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.	продуктивность установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища;	безопасности и регистрируемой Ростехнадзором, а также приведения в соответствие с пунктом 1301 Изменения ФНИП и ПБНГП	
43.12	Пункт 1300. При расположении скважин на затопливаемой территории и в русле больших (судоходных) рек колонна, кондуктор и направление извлекаются с глубины 10 метров ниже дна реки. Если на затопливаемой территории исключена возможность прохождения судов и планируется ведение сельскохозяйственных работ после окончания половодья, то колонна, кондуктор и направление извлекаются с глубины 2 метра от поверхности земли	Пункт 1300 дополнить словами «согласно п. 1297.»	Изменения вносятся с целью унификации требований к ликвидации скважин	
43.13	Пункт 1301. Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза	Пункт 1301 исключить 3 и 4 абзац	Изменение вносится в связи с технической невозможностью обеспечить контроль за выполнением работ указанных в абзаце 3 и технической невозможностью	

	производятся путем установки в открытом стволе цементных мостов под давлением в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод ($K_a = 1.0-1.1$) 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. При наличии в разрезе пластов, содержащих залежи углеводородов, имеющих промышленное значение, или высоконапорные минерализованные воды (рапа) и низкопродуктивные, не имеющие промышленного значения скопления углеводородов с аномально высоким пластовым давлением ($K_a > 1.1$), их изоляция проводится путем установки в открытом стволе мостов под давлением по всей их мощности и на 50 м ниже и выше с предварительной кольматацией продавкой тампонажного высокопроницаемого	осуществления равномерной продавки тампонажного материала в ствол скважины, с отгеснением пластового флюида о ствола в связи с анизотропностью пластов и их различной проницаемостью по разрезу (на расстоянии 5 см могут быть пласты с разной проницаемостью и различными физическими свойствами например песчаник и глина и т.п.) 4 Абзац распространяется на условия указанные в 1 абзац этого же пункта	
--	---	---	--

	материала в пласт, с отеснением пластового флюида от ствола на расстояние не менее 5-кратного начального диаметра скважины. При отсутствии в разрезе высоконапорных минерализованных вод и углеводородсодержащих пластов ($K_a < 1.1$) ликвидация скважины производится путем заполнения открытого ствола и колонного пространства тампонажным отверждаемым раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной. Верхняя часть колонного пространства заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.			
43. 14	Пункт 1304. 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	В третьем абзаце пункта 1304 исключить слова «между мостами и колонное пространство»	Изменение вносится с целью приведения пункта в соответствие с пунктом 1290 настоящих ФНиП ПБНГП, Обоснованность такого требования не подтверждается опытом, но приведет к значительным	

	колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом снижения уровня жидкости в стволе скважины или заменой на жидкость меньшей плотности. Результаты работ оформляются соответствующими актами. Открытый ствол между мостами и колонное пространство заполняется тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть колонного пространства заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.		необоснованным финансовым затратам инвесторов.	
43. 15	Пункт 1305. Извлечение верхней части технической колонны с не зацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных горизонтов или промышленно продуктивных углеводородосодержащих горизонтов. В этом случае в оставшейся части	Из второго абзаца пункта 1305 исключить слова: «оставшаяся часть технической колонны и кондуктора»	Необходимость заполнения пространства тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной определяется документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния	

	технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны. Открытый ствол, оставшаяся часть технической колонны и кондуктора заполняется тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной. Верхняя часть кондуктора заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.		скважины. Обоснованность такого требования не подтверждается опытом, но приведет к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов.	
43. 16	Пункт 1307. При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, необходимо произвести ее извлечение из колонны до уровня башмака и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны. Оставшаяся часть технической колонны заполняется тампонажным раствором	В пункте 1307 второе предложение изложить в следующей редакции: Верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью;	Необходимость заполнения пространства тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной определяется документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния скважины. Обоснованность такого	

	плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, над которым верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью			требования не подтверждаются опытом, но приведет к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов.
43. 17	Пункт 1308. При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, интервалов не герметичности, установок муфт ступенчатого цементированья, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, на 50 м выше и ниже башмака кондуктора (технической колонны). При наличии вскрытых (перфорация, открытый ствол) высоконапорных продуктивных пластов, содержащих углеводороды или рапу ($Ka=1.1$ и более), их изоляция проводится путем установок флюидоупорной крышки	Пункт 1308 изложить в следующей редакции: При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установок муфт ступенчатого цементированья, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, на 50 м выше и ниже башмака кондуктора (технической колонны). При наличии в разрезе в непосредственной близости к продуктивному пласту пластичных пород (солей, глин и пр.) флюидоупорная крышка	Однозначность понимания требований. Технические решения учитываются документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния скважины и подлежащей экспертизе промышленной безопасности и регистрируемой РТН. Обоснованность таких требований не подтверждается опытом, но приведет к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов Достаточно требований п.	

	в вышезалегающих в непосредственной к ним близости флюидоупорных породах (солях, глинах, ангидридах и пр.др.). При этом сообщение колонного пространства с его колонным достигается созданием (5-10 м и более) технологического окна путем полного разрушения участка эксплуатационной колонны. При наличии в разрезе в непосредственной близости к продуктивному пласту пластичных пород (солей, глин и пр.) флюидоупорная крышка устанавливается использованием свойств их ползучести, создавая при этом в интервале технологического окна гидравлические условия для их затекания. При отсутствии ползучести пластичных пород или ее низкой скорости в интервале технологического окна и на 20 м ниже и выше его создается искусственная флюидоупорная крышка из тампонажного материала, близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек в интервале работ. В	может устраиваться с использованием свойств их ползучести, созданием технологического окна и гидравлических условий для их затекания. Если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на "голове" 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	1285.	
--	--	--	-------	--

	интервале между кровлей продуктивного пласта и подошвой искусственной флюидоупорной крышки ствол скважины заполняется тампонажным раствором полностью, равной средней плотности пород, вскрытых скважиной. Ниже и выше флюидоупорной крышки устанавливается мост не менее 50 м. Ствол скважины ниже и выше установленных крышек и мостов заполняется тампонажным раствором полностью, равной плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью. Если по решению пользователя недр производится извлечение не зацементированной части эксплуатационной колонны не ниже башмака кондуктора (технической колонны), то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется тампонажным раствором,	давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания;цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания.	
--	---	--	--

	плотностью равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть ствола заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. При отсутствии или не герметичности цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора (техническая колонна не спущена) или технической колонны, если в этот промежуток попадают низконапорные ($Ka=1.0$ и менее) пласты-коллекторы, содержащие рапу или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, и на 20 м ниже и выше с последующим испытанием мостов снижением уровня, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания. Если в промежуток отсутствия цементного камня за эксплуатационной колонной ниже			
--	--	--	--	--

	башмака кондуктора или технической колонны попадают высоконапорные пласты-коллекторы ($Ka=1.1$ и более), содержащие рапу или углеводороды, то их изоляция проводится в соответствии с требованиями настоящего подпункта. Если в районе башмака кондуктора (технической колонны) отсутствует цементный камень, то производится перфорация и тампонирующее под давлением с подъемом тампонажного раствора за колонной на 20 м выше башмака кондуктора (технической колонны) с проведением исследований по определению высоты подъема тампонажного камня и его качества.			
43.18	Пункт 1309. При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования колонны эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его	33.18. Пункт 1309 изложить в следующей редакции: «При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за	Изменения вносятся в связи с отсутствием в ФНИП ПБНПП пункта 2.2.3.1 Технические решения учитываются документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические	

	отсутствия по п.2.2.3.1 и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Ствол скважины ниже и выше установленного моста заполняется тампонажным раствором плотностью, равной плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.	колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью;	особенностей месторождения, фактического состояния скважины и подлежащей экспертизе промышленной безопасности и регистрируемой РТН. Обоснованность таких требований не подтверждается опытом, но приводит к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов	
43. 19	Пункт 1310. Ликвидация скважин со смятой и 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, смещение и смятия колонн. Предыдущие интервалы перфорации перекрываются	Пункт 1310 изложить в следующей редакции : Ликвидация скважин со смятой и 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 и смятия колонн.	Технические решения учитываются документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния скважины и подлежащей экспертизе промышленной безопасности и регистрируемой РТН.	

	цементными мостами с перекрытием на 20 м выше и ниже. Ствол скважины между мостами и выше заполняется тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью		Обоснованность таких требований не подтверждается опытом, но приведет к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов	
43. 20	Пункт 1313. По скважинам, вскрывшим малодобитные, низконапорные пласты ($Ka \leq 1,1$), допускается принимать консервационные 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 тампонажным раствором плотностью равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, верхняя часть кондуктора заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.	Пункт 1313 изложить в следующей редакции: По скважинам, вскрывшим малодобитные, низконапорные пласты ($Ka \leq 1,1$), 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. Цементные мосты в интервале установки муфт ступенчатого цементирования не создаются.	Технические решения учитываются документацией на ликвидацию разрабатываемой исходя из горно-геологические особенностей месторождения, фактического состояния скважины и подлежащей экспертизе промышленной безопасности и регистрируемой РТН. Обоснованность таких требований не подтверждается опытом, но приведет к значительным необоснованным финансовым затратам инвесторов	

	Цементные мосты в интервале установок муфт ступенчатого цементирование не создаются.			
43. 21	Пункт 1333. Временная приостановка скважин в связи с экономическими причинами (до строительства системы сбора и подготовки добываемой жидкости, отсутствие спроса на сырье, нерентабельность эксплуатации и т.п.) может осуществляться без консервации на срок до 6 месяцев по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, при условии выполнения мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды на срок приостановки скважин.	В пункте 1333 слова «на срок до 6 месяцев» заменить на слова «на срок до 6 месяцев с последующим продлением), по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, при условии выполнения мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды на срок приостановки скважин.	Изменение вносится с целью возможных корректировок срока приостановки скважин экономическим причинам с обеспечением безопасности скважин. Шесть месяцев не всегда позволяет в него уложиться, особенно при реализации крупных проектов, как Бованенковское НГКМ, Южно-Тамбейское ГКМ и т.д. Возможность продления приостановки значительно снижает затраты инвесторов.	
43. 22	Пункт 1337. Консервация скважин в процессе бурения производится в случаях: консервации части ствола скважины,	В пункте 1337 исключить последний абзац.	Изменение вносится с целью гармонизации с пунктом 1333 настоящих ФНиП ПБНГП.	

	защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до возобновления строительства; 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 новой (измененной) проектной документации на строительство; строительства скважин кустовым способом – на срок в соответствии с действующими правилами строительства и ввода в эксплуатацию объектов на кустах нефтяных и газовых скважин.			
43. 23	Пункт 1339. Для консервации скважин с открытым стволом необходимо: а) спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины,	В подпункте е) пункта 1339 исключить первое предложение	Излишние требования. Однозначность понимания требований.	

	промысл скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектной документацией на строительство скважины; б) поднять буровые трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью; в) загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины; г) провести консервацию бурового оборудования в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности; 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 пунктов 1306 и 1307 настоящих Правил. В башмаке последней колонны рекомендуется установить цементный мост высотой не менее 20 м.			
43. 24	Пункт 1340. Для консервации скважин со спущенной (неперфорированной) колонной необходимо: а) спустить в скважину бурильный инструмент или колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до глубины искусственного забоя; б) обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с проектом на строительство скважины, 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 пункту 1344 в, г настоящих Правил.	Подпункт г) пункта 1340 изложить в следующей редакции: «дальнейшие работы проводить согласно подпунктам в), г), д) пункта 1337 настоящих Правил».	Изменения вносятся с целью унификации требований к консервации скважин. Для скважин со спущенной колонной предъявляются более жесткие требования, чем для скважины с открытым забоем	

43.	Пункт 1342.	Подпункт в) пункте 1342	Изменение позволяет учесть	
25	Устанавливается следующий порядок работ по консервации: а) спустить НКТ с «воронкой»; заглушить скважину жидкостью с параметрами, установленными проектной документацией и обработанную ингибиторами коррозии; б) в интервал перфорации при необходимости закачать специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта; в) установить консервационный цементный мост (интервал установки и его мощность определяются документацией на консервацию), опрессовать его избыточным давлением на давление опрессовки эксплуатационной колонны*; г) поднять НКТ на 50 м выше кровли	дополнить словами : «(допускается вместо установки консервационного моста установка клапанов изоляции пласта, пакера или специального герметизирующего устройства)»	современное состояние развития	

	консервационного моста (интервала перфорации)*, верхнюю часть скважины (0-50 м) заполнить незамерзающей жидкостью; д) устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты определяется документацией на консервацию); е) при коэффициенте аномалии давления $K_a = 1,1$ и выше НКТ оставляется в скважине, в компоновку НКТ включить пакер и клапан-отсекатель; ж) с устьевой арматуры снять штуравалы, 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		
--	--	--	--

* Необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации, а также оставления в скважине НКТ, устанавливается планом работ на консервацию скважины, разработанным и согласованным в установленном порядке, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

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
нефти																									
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 Ш1Д (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	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
емкости																									
16. Блоки для заправки 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 напряжением до 10 кВ и РУ (открытые, закрытые)	25/12	25/12	25/12	+++	+++	+++	15	60	60	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++	+++	+++	+++
20. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления К и А	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	30	15	+	+	15	+	15	60	60	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39	15	30	15

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
давлением, без давления), концевые сепарационные установки																									
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 главой СНиП "Генеральные планы промышленных предприятий";

+++ расстояния принимаются в соответствии с разделом V11 ПУЭ -76 [Правила устройства электроустановок".

Примечания:

1. В графе 19 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.

2. Расстояния между устьями одиночной эксплуатационной и бурящейся скважинами следует принимать не менее высоты вышки плюс 10 м .

Кузьмин Владимир Андреевич
Дата публикации: 2014-07-17

34.	1297. При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на		Включить в инструкцию п.1297 с изменением заглубления устья скважин до	Не принято. Сокращение глубины может привести к повреждениям устьев при
-----	---	--	--	---

	землях непроизведенных категорий, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются на заглубленной, установленной на кондукторе (технической колонне) и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), предприятия - пользователя недр и даты ее ликвидации		0,7 ÷ 0,9 метра от поверхности земли, т.к. в случае проявления ликвидированной скважины или необходимости её восстановления согласно п. 1326, очень трудно произвести состыковку обсадных труб для вывода устья на поверхность.	при сельскохозяйственных работах.
35.			Исключение слов «особо охраняемых природных территорий,...водоохранных зон,» может трактоваться как возможность строительства нефтяных и газовых скважинах в национальных парках, заповедниках и по берегам водоёмов, что несёт потенциальную угрозу экологии	Не принято. Регулируется природоохранным законодательством.
36			Исключение п.п. 245, 262, 421 из выше указанных ПБНГП, участие противоборствующих служб (ПФС), полностью разрушит профилактическую работу по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов.	Не принято. Требование по согласованиям и обследованиям ПФВЧ (2-3 на каждую скважину, т.е. порядка 40 тыс. в год) не выполнены. Формальный подход не снизил численности фонтанов.
37	21. В пункте 267 слова «Длина специальной трубы должна быть 6 - 9		При бурении длина специальной трубы должна	

	м.» заменить на слова «Длина специальной трубы должна быть 3 - 9 м.».		быть 6 - 9 метров, т.к. высота превенторной сборки больше 3 метров.	
38	30. Пункт 400 исключить.	п.400 – изложить в следующей редакции: Ревизия и поверка контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, а также блокировочных и сигнализирующих систем должны производиться по графикам, утвержденным техническим руководителем организации.		Принято.
39	53. Пункт 1060 изложить в следующей редакции: «Требования к монтажу и эксплуатации ПВО при производстве работ по ремонту скважин определяются руководством по эксплуатации, инструкциями завода изготовителя, планами и программами производства работ.».		п.1060 - оставить без изменения. Руководство по эксплуатации, инструкции завода изготовителя, планы и программы производства работ не в полной мере оговаривают требования к монтажу противовыбросового оборудования согласно утвержденным схем и его опрессовки.	Не принято.

Ветохин Сергей Юрьевич

Дата публикации: 2014-07-18

40	720. Промысловые трубопроводы для транспортировки жидкостей и газов должны быть устойчивы к ожидаемым механическим, термическим	Трубопроводы, транспортирующие коррозионно-агрессивные агенты (скорость коррозии более 0,5 мм/год), должны быть в	Данная формулировка, и по мнению специалистов, осуществляющих эксплуатацию объектов сбора, подготовки, хранения и транспорта нефти и газа, и по мнению	Не принято. Требования п. 720 Правил и других не ограничивают применение труб из современных неметаллических и
----	---	---	--	--

напряжения (нагрузкам) и химическому воздействию. Трубопроводы должны быть защищены от наружной коррозии. Трубопроводы, транспортирующие агрессивные агенты (скорость коррозии более 0,5 мм/год), должны быть в коррозионностойком исполнении.	коррозионностойком исполнении, включая применение труб из альтернативных неметаллических материалов»	производителей труб и деталей трубопроводов из современных материалов, не позволяет расширить спектр применения новых материалов в борьбе с коррозионными проявлениями в нефтегазовой промышленности и обоснованно затрудняет ведение предпринимательской деятельности инновационных компаний, занимающихся производством и поставкой данной продукции. К подобным современным материалам относятся полимерные композиты, одним из ключевых достоинств которых является высокая коррозионная стойкость.	композитных материалов.
--	--	---	-------------------------

Предложения ОАО «ЛУКОЙЛ» по дополнениям и изменениям от ОАО «Татнефть» к Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013г. № 101

№ п/п	Формулировка действующих ПБ	Предлагаемая формулировка	Обоснование изменения формулировок	Замечания ОАО «ЛУКОЙЛ»
1284	Ликвидация скважин с не герметичными обсадными колоннами, за колонными 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 её дальнейшей безопасной	Ликвидация скважин с негерметичными обсадными колоннами, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения. Акт на ликвидацию скважины с актами выполненных работ за подписью их исполнителей,	п.2.3.5. Инструкции	Дополнения предлагаемые ОАО «Татнефть» отражены в пункте 1323 раздела «Порядок оформления документов на ликвидацию скважины», для чего

	эксплуатации. Акт составляется комиссией пользователя недрами с участием представителя Ростехнадзора	заверенные пользователем недр, а также акты на проведенные работы по рекультивации земли и акты расследования аварий с копиями приказов по результатам расследования причин аварий представляются в органы Ростехнадзора		необходимо дублирование
1285, 1286, 1289, 1292, 1293, 1294, 1308, 1355, 1360	При сложных горно-геологических условиях разреза или наличия в нем источников межпластовых перетоков (МПП) и межколонных давлений (МКД), ликвидация скважин достигается созданием системы флюидоупорных тампонажных <u>покрышек</u> , экранов и мостов, изолирующих источники МПП и МКД и восстанавливающих естественную разобщенность вскрытых пород или их комплексов друг от друга, нарушенную в процессе бурения скважины.	Исключить.... покрышек ,	Создание системы флюидоупорных тампонажных покрышек в буквальном смысле слова в условиях ограниченного радиуса скважин на практике невозможно. Изоляция колонного (межпластового) перетока заключается в следующем: - блокирование источника обводнения блокирующим, флюидоупорным составом (полимерным, вязкоупругим и т.д.) и закрепление блокирующего состава закачкой цементного раствора в канал перетока с оставлением цементного моста в колонне.	Принято.
1286, 1299, 1305,	... колонное пространство (ствол скважины между мостами, часть скважины) заполняется тампонажным раствором плотностью, равной	...заполняется глинистым раствором...	Тампонажный раствор – изоляционный материал на основе цемента, смолы,	тампонажный раствор может быть глинистым за чем

1306, 1307, 1308 1309, 1310, 1313, 1353	средней плотности горных пород,		различных полимерных компонентов и т.д. В данном случае – раствор, заполняющий ствол скважины между цементными мостами.	определение
1351, 1354, 1365	...установка тампонажного моста...	установка цементного моста....		Не принято Тампонажные мосты это в том числе и цементные за чем сужать формулировки, например, , ликвидировать можно пластиком или смолой
1286	Для обеспечения противодействия на ликвидационные мосты, экраны и покрышки эквивалентного горному давлению слагающих пород и восстановления горного равновесия, ствол скважины между цементными мостами, экранами, покрышками и выше последнего моста заполняется <u>тампонажным</u> раствором с плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, <u>и обладающим флюидоупорными свойствами.</u>	...заполняется глинистым раствором... Исключить.... и обладающим флюидоупорными свойствами	Тампонажный раствор – изоляционный материал на основе цемента, смолы, различных полимерных компонентов и т.д. В данном случае – раствор, заполняющий ствол скважины между цементными мостами. Флюидоупорными свойствами должны обладать блокирующие экраны, цементные мосты. Наделять такими свойствами раствор, заполняющий ствол ликвидированной скважины, практически	По поводу Исключить.... и обладающим флюидоупорными свойствами Принято.

				трудновыполнимо и в этом нет необходимости.	
1290	Испытание устанавливаемых цементных мостов, изоляционных покрышек и экранов проводится снижением уровня жидкости (депрессией) или заменой на жидкость меньшей плотности	Исключить: изоляционных покрышек и экранов	Изоляционные экраны закрепляются цементным мостом, поэтому подлежат испытанию цементные мосты.	Принято	
1291	При наличии в разрезе ликвидируемой скважины перспективных не опробованных ранее интервалов или необходимости дренирования источника МПП и МКД производятся их вскрытие, опробование и дренаж. Изоляция вскрытых интервалов производится путем создания флюидоупорного изоляционного экрана с продавкой тампонажного раствора в пласт под давлением.	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 закачки флюидоупорного изоляционного экрана (блокирующего состава) и его закрепления закачкой цементного раствора в пласт под давлением.		Принято	
1295	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	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		Принято	

	скважины разрабатывается дополнение к документации, которое согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора	бурового инструмента из ствола скважины разрабатывается дополнение к плану изоляционно-ликвидационных работ, который согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора.		
1296	На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0.5 м с металлической табличей (именуемой далее по тексту «табличей») размерами не менее 0.7х0.7м, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации	На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0.5 м с металлической табличей (именуемой далее по тексту «табличей») размерами 0,28х0,36мм, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.	Увеличение размеров металлической таблички с надписью нецелесообразно	Размеры регламентируются не
1303	В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м на 20 м ниже башмака колонны	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		Принято
1304	Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом снижения уровня жидкости в стволе скважины или заменой на жидкость меньшей плотности.	Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом снижения уровня жидкости в стволе скважины, при этом если самый нижний цементный мост при испытании снижением уровня жидкости был герметичен, остальные (вышележащие) мосты снижением уровня жидкости не испытываются.		Не принято

1308	При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, в интервалах муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн и на 50 м выше башмака кондуктора (технической колонны). При этом сообщение за колонного пространства с его колонным достигается созданием (5-10 м и более) технологического окна путем полного разрушения участка эксплуатационной колонны. При отсутствии ползучести пластичных пород или ее низкой скорости в интервале технологического окна и на 20 м ниже и выше его <u>создается искусственная флюидоупорная покрышка из тампонажного материала, близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек в интервале работ.</u> При отсутствии или негерметичности цементного камня за эксплуатационной	При наличии цементного кольца за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, в т.ч. спецотверстий, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн и на 50 м выше башмака кондуктора (технической колонны). <u>Исключить 2 и 3-й предложения.</u> При отсутствии или негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже	Создание технологического окна – весьма трудоёмкая операция. Кроме того, при наличии в разрезе пластичных пород вырезание окна заводом создаёт аварийноопасную ситуацию с прихватом инструмента с самого начала процесса удаления колонны. Создание искусственной флюидоупорной покрышки из тампонажного материала близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек трудновыполнима на практике, в первую очередь – в подборе подходящего природного ма-	Принято
------	--	---	--	---------

	колонной ниже башмака кондуктора (техническая колонна не спущена) или технической колонны, если в этот промежуток попадают низконапорные ($Ka=1.0$ и менее) пласти-коллекторы, содержащие рапу или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне.....	башмака кондуктора (техническая колонна не спущена) или технической колонны, если в этот промежуток попадают низконапорные ($Ka=1.0$ и менее) пласти-коллекторы, содержащие рапу или углеводороды, то производится перфорация колонны над верхней границей существующего цементного кольца и цементирование под давлением с подъёмом цемента до запланированного интервала и установкой цементного моста в колонне,....и далее по тексту.	териала на территории конкретного месторождения. Применение глино-цементных смесей задачу создания флюидоупорной покрышки не решает, т.к. наряду с более высокой в сравнении с цементным камнем пластичностью эти смеси характеризуются длительными сроками застывания и очень низкими прочностными свойствами.	
1309	При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия <u>по п.2.2.3.1</u> и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, <u>с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности.</u>	Добавить:цементирование в интервалах его отсутствия с созданием специальных отверстий над верхней границей существующего цементного кольца и установка цементного моста в колонне.....		Принято

1310	Ликвидация скважин со смятой и смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, <u>смещения и смятия колонн на 20 м ниже и на 50 м выше последнего интервала перфорации, смещение и смятия колонн.</u>	Ликвидация скважин со смятой и смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов под давлением в интервалах перфорации, смещения или смятия колонн и на 100 м выше верхнего интервала перфорации, смещения или смятия колонны.	Как правило, установка цементного моста ниже интервала смещения или смятия колонны технически невозможна.	Принято
1313	<u>Цементные мосты в интервале установки муфт ступенчатого цементирования не создаются.</u>	В местах установки муфт ступенчатого цементирования на 20 м выше и ниже устанавливаются цементные мосты	Нередки случаи негерметичности муфт ступенчатого цементирования	Принято
1314	При ликвидации скважины с аварийным оборудованием в стволе скважины необходимо произвести установку цементного моста под давлением перфорации и с перекрытием головы оставшегося инструмента на 20 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб цементного моста.	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 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхнюю границу цементного моста.		Принято
1321	ж) заключение организации, осуществляющей разработку документации на ликвидацию;	ж) заключение проектной организации, осуществляющей разработку документации на ликвидацию;		Принято
1322	Для месторождений с высоким содержанием в продукции агрессивных	Для месторождений с высокими содержанием в продукции	Зачем дублировать, это значительно увеличит срок	Не принято.

	и токсичных компонентов план работ согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора. Росприроднадзора.	агрессивных и токсичных компонентов план изоляционно-ликвидационных работ согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора	согласования	
1334	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 контроля, экспертизы экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни, 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, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном настоящими Правилами.	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 независимой экспертизы (п.1.10 Инструкции) 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, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном настоящими Правилами.	(производственного контроля, промышленной безопасности, государственного контроля) - какие конкретные действия предпринимаются?	Не принято. Понятия «производственный контроль, промышленной безопасности, государственного экологического контроля» используются в нормативных правовых актах. Понятие «независимая экспертиза» - не определенное.
1336	Расконсервация скважин производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с профессиональной службой по предупреждению и	Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе строительства производится на основании плана		Принято в следующей редакции: «1331. Вывод скважин из консервации производится на основании

	ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.	работ, согласованного пользователем недр с профессиональной службой по предупреждению и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.		плана согласованного пользователем недр с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью.»
1344	До ввода эксплуатационных скважин в консервацию необходимо: а) поднять из скважины оборудование (при консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным <u>штанговыми гидравлическими насосами</u>, поднимается подземное оборудование); д) <u>при консервации нагнетательных скважин срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать одного года</u>, а эксплуатационных скважин, отработавших амортизационный срок - не более пяти лет.	Изменить и добавить: а)...оборудованным штанговыми глубинными и электропогружными насосами, д) при консервации нагнетательных скважин с установкой цементного моста срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать трёх лет,....	Проверка герметичности колонн законсервированных нагнетательных скважин без установок цементного моста возможна только после вывода их из консервации. Ежегодная проверка герметичности колонн скважин, законсервированных с установкой цементного моста, излишняя, ввиду отсутствия воздействия на колонну давления закачки и коррозионно-активной среды, т.к. ствол заполнен нейтральной жидкостью.	Принято
1346	Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 3 года. Далее по тексту.....	Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 3 года. Далее по тексту.....		Не принято. Компетенция собственника недропользователя.

		При продлении срока консервации необходимо установить цементного моста определяется подрядчиком. Далее по тексту.....			Принято в следующей редакции: «1344. Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе бурения или эксплуатации осуществляется на основании плана работ по выводу скважины из консервации.»
1349	Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе строительства или эксплуатации осуществляется на основании плана работ по расконсервации скважины, согласованного пользователем недр.	Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе эксплуатации производится на основании плана работ, утверждённого пользователем недр.			
LVIII. V.	Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода	Добавить: Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода (более 6%).			Принято.
1351	<u>Изоляция продуктивного горизонта производится устанавливаемым в стволе тампонажным мостом по всей его мощности с предварительной кольматацией и продавкой тампонажного высокопроникающего материала</u>	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			Принято.

1352	В интервале залегающих, в непосредственной близости к продуктивному пласту пород-покрышек, обеспечивают сообщение заколонного пространства скважины с его колонным пространством путем создания технологического окна мощностью не менее 10 м с полным разрушением тела обсадной колонны (нн), и устанавливают искусственную флюидоупорную <u>покрышку</u> из тампонажного материала, <u>близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек</u> в интервале <u>вырезки</u> , а также на 20 м ниже и выше его.	высокопроницающего материала	Создание технологического окна – трудоёмкая операция. Кроме того, при наличии в разрезе пластичных пород вырезание окна заведомо создаёт аварийноопасную ситуацию с прихватом инструмента с самого начала процесса удаления колонны.	Принято
1353	При наличии в разрезе в непосредственной близости к продуктивному пласту <u>пластичных пород</u> (солей, глин и пр.) <u>флюидоупорную</u> <u>покрышку</u> <u>устраивают, используя свойства их пластичности, создавая при этом в интервале технологического окна гидравлические условия для их затекания</u>. При отсутствии ползучести пластичных пород или ее низкой скорости в интервале технологического окна и на 20 м ниже и выше его устраивают искусственную <u>флюидоупорную</u> <u>покрышку</u>. В интервале между кровлей		Создание искусственной флюидоупорной <u>покрышки</u> из тампонажного материала близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек практически невыполнима, в первую очередь в подборе подходящего природного материала на территории конкретного месторождения. Применение глино-цементных смесей задачу	

Нецелесообразно - исключить

	продуктивного пласта и подошвой искусственной флюидоупорной покрышки ствол скважины заполняется флюидонепроницаемым тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности пород, вскрытых скважиной.		создания флюидоупорной покрышки не решает, т.к. наряду с более высокой в сравнении с цементным камнем пластичностью эти смеси характеризуются длительными сроками схватывания и очень низкими прочностными свойствами.	
1354	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.	При отсутствии технической возможности извлечения аварийного оборудования, когда «голова» находится выше вскрытого нефтеносного горизонта, устанавливают цементный мост над аварийным оборудованием высотой не менее 50 м с предварительной продавкой цементного раствора в перфорированный пласт при наличии приёмистости под давлением, не превышающем допустимого на колонну. При отсутствии приёмистости устанавливают цементный мост «над головой» аварийного оборудования высотой не менее 50 м.		Не принято. Снижает безопасность.
1355	При наличии в разрезе скважины второстепенных залежей, линзообразных скоплений углеводородов и рапоносных линз с аномально высоким пластовым давлением, доказанных общеизвестными	При наличии в разрезе скважины второстепенных залежей, линзообразных скоплений углеводородов и рапоносных линз с аномально высоким пластовым		Принято

	<u>методами и способами в процессе бурения, геофизического исследования, испытания или эксплуатации скважины, проводятся работы по их изоляции. При этом создается флюидоупорная крышка в соответствии с пунктом 1353 настоящих Правил в интервале породы-покрышки, расположенной выше и в непосредственной к ним близости.</u>	давлением, доказанных общезвестными методами и способами в процессе бурения, геофизического исследования, испытания или эксплуатации скважины, проводятся работы по их изоляции установкой цементного моста в его интервале, а также на 50 м выше кровли и 20 м ниже его подошвы.		
1362	После проведения ликвидационных работ через месяц, 6 месяцев и далее	После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее ...	П.4.6 Инструкции	Соответствует п. 1355
1364	При консервации скважины интервал перфорации или открытого ствола заполняется нейтральной жидкостью, не приводящей к колюматации продуктивного пласта. (далее по тексту)	При консервации скважина заполняется раствором, сохраняющим коллекторские свойства продуктивных пластов и предохраняющим эксплуатационную колонну от коррозии (далее по тексту)		Не принято, оставлено «нейтральную жидкость»
1365	Консервация скважин достигается установкой тампонажных мостов.	Консервация скважин производится с установкой цементных мостов над продуктивным горизонтом.		Не принято. Тампонажные мосты утанавливаются не только над продуктивными горизонтами

**Дополнения и изменения от ОАО «Сургутнефтегаз»
к Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности»,
утвержденным приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013г. № 101 (вновь вводимой главе LVII. Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов)**

№ п/п	Формулировка действующих ПБ	Предлагаемая формулировка	Обоснование изменения формулировок	Решение (принято, не принято)

1285, 1286, 1289, 1292, 1293, 1294, 1308, 1355, 1360	При сложных горно-геологических условиях разреза или наличия в нем источников межпластовых перетоков (МПП) и межколонных давлений (МКД), ликвидация скважин достигается созданием системы флюидоупорных тампонажных покрышек , экранов и мостов, изолирующих источники МПП и МКД и восстанавливающих естественную разобщенность вскрытых пород или их комплексов друг от друга, нарушенную в процессе бурения скважины.	Исключить:.... покрышек ,	Создание системы флюидоупорных тампонажных покрышек в буквальном смысле слова в условиях ограниченного радиуса скважин на практике невозможно. Изоляция (межпластового) перетока заключается в следующем: - блокирование источника обводнения блокирующим, флюидоупорным составом (полимерным, вязко-упругим и т.д.) и закрепление блокирующего состава закачкой цементного раствора в канал перетока с оставлением цементного моста в колонне.	Учтены при доработке содержания указанных ниже пунктов главы LVII. «Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов» рабочей группой, созданной приказом Ростехнадзора от 17.04.2014 № 157 с участием ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО Сургутнефтегаз» и ОАО «Роснефть»
1286, 1299, 1305, 1306, 1307, 1308 1309, 1310, 1313, 1353	... колонное пространство (ствол скважины между мостами, часть скважины) заполняется тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности горных пород,	...заполняется специальной жидкостью ...	Тампонажный раствор – изоляционный материал на основе цемента, смолы, различных полимерных компонентов и т.д. В данном случае – раствор, заполняющий ствол скважины между цементными мостами.	
1351,	...установка тампонажного моста...	установка цементного моста....		

1354, 1365				
1286	Для обеспечения противодействия на ликвидационные мосты, экраны и покрышки эквивалентного горному давлению слагающих пород и восстановления горного равновесия, ствол скважины между цементными мостами, экранами, покрышками и выше последнего моста заполняется <u>тампонажным</u> раствором с плотностью, равной средней плотности горных пород, вскрытых скважиной, и <u>обладающим флюидоупорными свойствами</u> .	заполняется специальной жидкостью...	Тампонажный раствор – изоляционный материал на основе цемента, смолы, различных полимерных компонентов и т.д. В данном случае – раствор, заполняющий ствол скважины между цементными мостами.	
1290	Испытание устанавливаемых цементных мостов, изоляционных покрышек и экранов проводится снижением уровня жидкости (депрессией) или заменой на жидкость меньшей плотности	Исключить: изоляционных покрышек и экранов	Изоляционные экраны закрепляются цементным мостом, поэтому испытанию подлежат цементные мосты.	
1291	При наличии в разрезе ликвидируемой скважины перспективных не опробованных ранее интервалов или необходимости дренирования источника МПП и МКД производятся их вскрытие, опробование и дренаж . Изоляция вскрытых интервалов производится путем создания флюидоупорного изоляционного экрана с продавкой тампонажного раствора в пласт под давлением.	При наличии в разрезе ликвидируемой скважины перспективных, не опробованных ранее интервалов, или необходимости дренирования источника МПП и МКД по решению недропользователя производится их вскрытие, опробование и дренаж . Изоляция вскрытых интервалов производится путем закачки флюидоупорного изоляционного экрана		

		(блокирующего состава) и его закрепления закачкой цементного раствора в пласт под давлением.		
1295	Документацией на ликвидацию скважин должно быть предусмотрено полное извлечение внутрискважинного оборудования и бурового инструмента из ствола забоя. При отсутствии технической возможности извлечения внутрискважинного оборудования и бурового инструмента из ствола скважины разрабатывается дополнение к документации, которое согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора	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, который согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора.		
1303	В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м ниже башмака колонны	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		
1308	При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в	При наличии цементного кольца за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты на 20 м выше и ниже интервалов перфорации, в т.ч. ниже интервалов перфорации, в т.ч. спецотверстий, интервалов		

<u>местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, на 50 м выше и ниже башмака кондуктора (технической колонны).</u> <u>При этом сообщение заколонного пространства с его колонным достигается созданием (5-10 м и более) технологического окна путем полного разрушения участка эксплуатационной колонны.</u> <u>При отсутствии ползучести пластичных пород или ее низкой скорости в интервале технологического окна и на 20 м ниже и выше его создается искусственная флюидоупорная крышка из тампонажного материала, близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек в интервале работ.</u> При отсутствии или негерметичности цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора (технической колонны не спущена) или технической колонны, если в этот промежуток попадают низконапорные ($Ka=1.0$ и менее) пласты-коллекторы, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением с	негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн и на 50 м выше и ниже башмака кондуктора (технической колонны). <u>Исключить 2 и 3-й предложения.</u> При отсутствии или негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора (техническая колонна не спущена) или технической колонны, если в этот промежуток попадают низконапорные ($Ka=1.0$ и менее) пласты-коллекторы, содержащие рапу или углеводороды, то производится перфорация	Создание технологического окна – весьма трудоёмкая операция. Кроме того, при наличии в разрезе пластичных пород вырезание окна заводом создаёт аварийноопасную ситуацию с прих-ватом инструмента с самого начала процесса удаления колонны. Создание искусственной флюидоупорной крышки из тампонажного материала близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек трудновыполнима на практике, в первую очередь – в подборе подходящего природного материала на территории конкретного месторождения. Применение глино-цементных смесей задачу создания флюидоупорной
--	---	--

	установкой цементного моста в колонне.....	колонны над верхней границей существующего цементного кольца и цементирование под давлением с подёмом цемента до запланированного интервала и установкой цементного моста в колонне,....и далее по тексту.	покрышки не решает, т.к. наряду с более высокой в сравнении с цементным камнем пластичностью эти смеси характеризуются длительными сроками застывания и очень низкими прочностными свойствами.	
1309	При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия <u>по п.2.2.3.1</u> и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, <u>с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности.</u>	Добавить:цементирование в интервалах его отсутствия с созданием специальных отверстий над верхней границей существующего цементного кольца и установка цементного моста в колонне.....		
1310	Ликвидация скважин со смятой и смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, смещения и смятия колонн <u>на 20 м ниже и на 50 м выше последнего интервала перфорации, смещение и смятия колонн.</u>	Ликвидация скважин со смятой и смещенной э/колонной производится путем установки цементных мостов под давлением в интервалах перфорации, смещения или смятия колонн и на 100 м выше верхнего интервала перфорации, смещения	Как правило, установка цементного моста ниже интервала смещения или смятия колонны технически невозможна.	

		или смятия колонны. В местах установки муфт ступенчатого цементирования на 20 м выше и ниже устанавливаются цементные мосты	Нередки случаи негерметичности муфт ступенчатого цементирования	
1313	<u>Цементные мосты в интервале установки муфт ступенчатого цементирования не создаются.</u>			
1344	До ввода эксплуатационных скважин в консервацию необходимо: а) поднять из скважины оборудование (при консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным <u>штанговыми гидравлическими насосами</u> , поднимается подземное оборудование); д) <u>при консервации нагнетательных скважин срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать одного года</u> , а эксплуатационных скважин, отработавших амортизационный срок - не более пяти лет.	Изменить и добавить: а)...оборудованным <u>штанговыми глубинными и электропогружными насосами</u> , д) <u>при консервации нагнетательных скважин с установкой цементного моста срок повторных проверок герметичности эксплуатационных колонн не должен превышать трёх лет,....</u>	Проверка герметичности колонн консервированных нагнетательных скважин без установок цементного моста возможна только после вывода их из консервации. Ежегодная проверка герметичности колонн скважин, консервированных с установкой цементного моста, излишняя, ввиду отсутствия воздействия на колонну давления закачки и коррозионно-активной среды, т.к. ствол заполнен нейтральной жидкостью.	
1346	<u>Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 3 года.</u> Далее по тексту.....	<u>Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 3 года.</u> Далее по тексту..... При продлении срока консервации необходимость		

		установки цементного моста определяется подрядчиком. Далее по тексту.....		
LVI.1 V.	Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода	Добавить: Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода (более 6%).		
1351	<u>Изоляция продуктивного горизонта производится устанавливаемым в стволе тампонажным мостом по всей его мощности с предварительной кольматацией и продавкой тампонажного высокопроникающего материала</u>	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 высокопроникающего материала		
1352	<u>В интервале залегающих, в непосредственной близости к продуктивному пласту пород-покрышек, обеспечивающих сообщение заколонного пространства скважины с его колонным пространством путем создания технологического окна мощностью не менее 10 м с полным разрушением тела обсадной колонны (нн), и устанавливаются искусственную флюидоупорную покрышку из тампонажного материала, близкого по химическому составу и</u>		Создание технологического окна при наличии в разрезе пласта пород вырезание окна заводом создаёт аварийноопасную ситуацию с прихватом инструмента с самого начала процесса удаления колонны.	Создание искусственной флюидоупорной покрышки

	<u>физическим свойствам материалу горных пород-покрышек в интервале вырезки, а также на 20 м ниже и выше его.</u>			из тампонажного материала близкого по химическому составу и физическим свойствам материалу горных пород-покрышек практически невыполнима, в первую очередь в подборе подходящего природного материала на территории конкретного месторождения.	
1353	При наличии в разрезе в непосредственной близости к продуктивному пласту <u>пластичных пород</u> (солей, глин и пр.) <u>флюидоупорную покрышку</u> устраивают, используя свойства их ползучести, создавая при этом в интервале технологического окна <u>гидравлические условия для их затекания</u>. При отсутствии ползучести пластичных пород или ее низкой скорости в интервале технологического окна и на 20 м ниже и выше его устраивают искусственную <u>флюидоупорную покрышку</u>. В интервале между кровлей продуктивного пласта и подошвой искусственной флюидоупорной покрышки ствол скважины заполняется <u>флюидонепроницаемым тампонажным раствором плотностью, равной средней плотности пород, вскрытых скважиной</u>.			Применение глино-цементных смесей задачу создания флюидоупорной покрышки не решает, т.к. наряду с более высокой в сравнении с цементным камнем пластичностью эти смеси характеризуются длительными сроками схватывания и очень низкими прочностными свойствами.	
1365	Консервация скважин достигается установкой <u>тампонажных мостов</u> .	Консервация скважин производится с установкой цементных мостов над продуктивным горизонтом.			

Предложения ОАО «НК «Роснефть» о внесении изменений
в проект приказа об изменении приказа Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101»

1.	О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности...	О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности...		Принято
2.	Настоящий приказ вступает в силу от даты официального опубликования Изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».	Настоящий приказ вступает в силу от даты официального опубликования Изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».	<i>Перед словом «Настоящий» в проекте приказа стоит лишняя точка</i>	Принято
3.		Дополнить: в тексте правил слова РВС резервуары вертикальные стальной; заменить на: резервуар вертикальный стальной		Принято
4.		Дополнить: указанные «ПТЭЭ - правила техники эксплуатации электроустановок потребителей» заменить на «ПТЭЭ - правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»	<i>Приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 N 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»</i>	Принято
5.	Пункт 10 изложить в следующей редакции: «Площадочные ОПО, для которых обязательным требованием является разработка деклараций промышленной безопасности, должны иметь ограждения и контрольно-	Перед закрывающейся кавычкой поставлена лишняя точка.		Не принято. Точка перед кавычкой закрывает текст измененной редакции.

	пропускной режим.». Пункт 11 Правил изложить в следующей редакции: «Организации, эксплуатирующие ОПО: имеют в наличии и обеспечивают функционирование приборов, систем 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 состояние промышленной безопасности на ОПО; осуществлять мероприятия по обеспечению дистанционного контроля состояния промышленной безопасности ОПО, включающие регистрацию параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий, и передачу в Ростехнадзор данной информации в электронном виде. Перечень параметров (их количество и совокупность), определяющих опасность процессов и подлежащих дистанционному контролю,	Пункт 11 Правил изложить в следующей редакции: «Организации, эксплуатирующие ОПО: имеют в наличии и обеспечивают функционирование необходимых приборов и систем контроля; автоматического и дистанционного управления и регулирования технологических процессов; сигнализации и противоаварийной защиты; систем наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии или инцидента, а также иные технические средства, позволяющие дистанционно в режиме реального времени контролировать состояние промышленной безопасности на ОПО; осуществлять мероприятия по обеспечению дистанционного контроля состояния промышленной безопасности ОПО, включающие регистрацию параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий, и передачу в Ростехнадзор данной информации в электронном виде.	Передача видеозаписи с возможностью просмотра в режиме реального времени (online) в центральный и территориальные органы Ростехнадзора потребует значительных затрат на переоборудование систем телемеханики организаций, эксплуатирующих ОПО, а также постоянных затрат на их обслуживание. Значительное количество месторождений, где ведутся буровые работы и подземный ремонт скважин, находятся в отдаленных районах страны в условиях отсутствия устойчивых каналов связи, без возможности организации постоянной передачи данных через сотовую или другую альтернативную связь. Для передачи больших массивов видеoinформации через	Не принято. Предлагаемая формулировка не соответствует поручения Правительства РФ.
--	---	---	--	--

устанавливается организацией, исходя из свойств эксплуатирующей ОПО, исходя из свойств обращающихся веществ и условий безопасного ведения технологических процессов. Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий и переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течение 3 месяцев. При производстве буровых работ и подземном ремонте скважин обеспечивается их видеорегистрация с возможностью передачи изображения в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации и Ростехнадзор.	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. Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, срабатывания систем защиты с записью в журнале событий и переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течение 3 месяцев. При производстве буровых работ и подземном ремонте скважин обеспечивается их видеорегистрация с <u>формированием видеoarхива</u> и возможностью <u>его</u> передачи <u>в Ростехнадзор с использованием электронных средств носителей информации.</u>	спутниковую связь в большинстве случаев нет соответствующей технической возможности, реализация данного способа передачи данных потребует больших финансовых затрат как на оборудование, так и на использование канала спутниковой связи. При этом часть информационных/программных систем, существующих в организациях, эксплуатирующих ОПО, не имеют техническую возможность быть интегрированными в единую систему сбора и обработки видеоинформации в Ростехнадзоре. Предлагаемая формулировка позволит осуществлять постоянный контроль за производством работ на скважине со стороны ИТР подразделений по бурению, ремонту скважин, а также использовать записанные
---	--	---

			события на объекте при необходимости (проверка объемов выполненных работ, соблюдения технологических процессов, расследования происшествий и т. Д.).	Не принято. Кроме взрывоопасных газов перекачиваемая вода содержит вредные вещества.
7.	Отсутствует	Проект приказа дополнить следующим пунктом: «В пункт 549 после выражения «(УПНГ, УППН, ДНС, КНС, ПСП, КСП)» добавить фразу <u>« в которых возможно выделение в воздушную среду взрывопожароопасных газов, паров»</u> , во втором абзаце слова «Все закрытые» заменить на <u>«Данные»</u> .	На объектах сбора и подготовки, хранения нефти и газа имеются закрытые помещения, в которых не осуществляется использование (получение, переработка, хранение, транспортировка и т. д.) воспламеняющих и горючих веществ (насосные подачи воды для систем пожаротушения, кустовые насосные станции по перекачке воды и т. п.), риск образования взрывопожароопасных концентраций газов ничтожен и наличие систем аварийной вентиляции, систем звуковой и световой сигнализации будет избыточным).	
8.	Пункт 621 изложить в следующей	Пункт 621 изложить в следующей	При срабатывании	Не принято.

	редакции: «На напорном (нагнетательном) трубопроводе центробежного насоса должен быть установлен обратный клапан, на всасывающем трубопроводе должен быть установлен фильтр. Не допускается пуск и остановка центробежного насоса при открытой задвижке на напорном (нагнетательном) трубопроводе.».	редакции: «На напорном (нагнетательном) трубопроводе центробежного насоса должен быть установлен обратный клапан, на всасывающем трубопроводе должен быть установлен фильтр. Не допускается пуск и остановка центробежного насоса при открытой задвижке на напорном (нагнетательном) трубопроводе, <u>за исключением случаев остановки насосного агрегата по блокировкам и при отключении электроэнергии.</u> » В пункте <u>714</u> слово «рукавицами» заменить на слово «перчатками».	блокировки и отключении эл. энергии происходит остановка эл. двигателя и нет возможности закрыть задвижку до этого момента. В любом случае даже задвижка с электроприводом закроеется после остановки насосного агрегата.	Повышает риск аварии.
9.	В пункте слово «рукавицами» заменить на слово «перчатками».			Принято
10.	В рисунке 5 приложения 3 изменить штриховку для обозначения зоны 1 класса взрывоопасности.	исключить	Согласно ст. 19 «Классификация взрывоопасных зон» ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»: - «1-й класс – зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования выделяются горючие газы или пары легко воспламеняющихся жидкостей, образующие с воздухом взрывоопасные смеси; - 2-й класс – зоны, в	Принято
11.	Отсутствует	Проект приказа дополнить следующим пунктом: «Текст Приложения № 3 в пункте 6 «вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны (рис. 5)» перенести в пункт 7		Принято

			которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования». Соответственно, открытые пространства вокруг фонтанных арматур должны быть классифицированы с точки зрения взрывоопасности как «Зона 2», так как при нормальном режиме эксплуатации взрывоопасные смеси газов или паров не выделяются. образование взрывоопасной смеси возможно только при аварии или повреждении оборудования.	Для приведения в соответствие с пунктом 6	Принято
12	Отсутствует	Проект приказа дополнить следующим пунктом:			

			«В рисунке 1 приложения 3 изменить штриховку Зоны 2 класса взрывоопасности в штриховку Зоны 1.»	Приложения № 3.																									
13.	Отсутствует		Проект приказа дополнить следующим пунктом: «В пункте 12 Приложения № 3 изменить ссылку в рисунке 8 с «в» на «б». В легенде под рисунком 8 заменить ссылку с букв (в) на букву (б). Повторяется перечисленное в пункте 1 Приложения к проекту приказа	На рисунке 8 нет схемы «в», есть только схемы «а» и «б».	Принято																								
14.	В списке используемых сокращений заменить слова: «СКН - станок-качалка» на «СКН - станок-качалка нефтяной»; «УПС - установка предварительного сброса» на «УПСВ - установка предварительного сброса воды»; «ГКС - головная компрессорная станция» на «ГКС - газокompрессорная станция»	Нет			Принято																								
15.		Исключить приложение №8	<table><tr><th>№ шп</th><th>Напряжение в линии электропередач, кВ</th><th>Охранная зона линий электропередач, м</th></tr><tr><td>1</td><td>До 1</td><td>2</td></tr><tr><td>2</td><td>От 1 до 20</td><td>10</td></tr><tr><td>3</td><td>От 20 до 35</td><td>15</td></tr><tr><td>4</td><td>От 35 до 110</td><td>20</td></tr><tr><td>5</td><td>От 110 до 220</td><td>25</td></tr><tr><td>6</td><td>От 220 до 500</td><td>30</td></tr><tr><td>7</td><td>От 500 до 750</td><td>40</td></tr></table> из, утвержденным приказом	№ шп	Напряжение в линии электропередач, кВ	Охранная зона линий электропередач, м	1	До 1	2	2	От 1 до 20	10	3	От 20 до 35	15	4	От 35 до 110	20	5	От 110 до 220	25	6	От 220 до 500	30	7	От 500 до 750	40	Согласно "Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности", охранная зона для ВЛ 35Кв. – должна быть 20 м, а согласно Приложению к Постановлению Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства	Принято
№ шп	Напряжение в линии электропередач, кВ	Охранная зона линий электропередач, м																											
1	До 1	2																											
2	От 1 до 20	10																											
3	От 20 до 35	15																											
4	От 35 до 110	20																											
5	От 110 до 220	25																											
6	От 220 до 500	30																											
7	От 500 до 750	40																											

		Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101, как противоречащие Приложению к Постановлению Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».	и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», охранная зона для ВЛ 35 Кв. установлена - 15м.	
16.	скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой...	скважины, расположенные в зонах, где изменилась <u>представление</u> о геологической обстановке, повлекшее за собой...	Геологическая обстановка измениться не может. Измениться может представление о геологической обстановке.	Принято.
17.	Ликвидация скважин с не герметичными обсадными колоннами, за колонными перетоками...	Ликвидация скважин с обсадными колоннами, <u>негерметичными</u> <u>заколонными</u> перетоками...	Техническая правка. Слова «негерметичными», «заколонными» пишутся слитно. Необходимо проверить по тексту, возможны аналогичные опечатки.	Принято