ПРАВИЛА
БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НПО ОБТ Москва 1993

gost.e-ecolog.ru

ГОСГОРТЕХНАДЗОР РОССИИ

СОГЛАСОВАНО

с Министерством топлива и энергетики Российской Федерации

УТВЕРЖДЕНЫ

Госгортехнадзором России «14» декабря 1992 г.

ПРАВИЛА

БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Москва 1993
НПО ОБТ

ББК 33.131:33.36
П69
УДК 622.276 (083.96)

РЕДАКЦИОННАЯ КОМИССИЯ:

Б. А. Никитин, В. И. Резуненко, Б. Л. Александров, В. И. Артамонов, Б. Ю. Бородин, П. А. Бродский, М. П. Вайнер, А. Н. Гноевых, Ю. А. Дадонов, А. Н. Демьянов, О. Н. Дмитриев, Ю. М. Драгунов, Е. Н. Емельянов, В. А. Краснеев, П. В. Куцын, А. К. Куксов, В. Ф. Лесничий, А. Е. Минеев, В. Д. Малеванский, М. Д. Мурадов, В. Ф. Нурлыгаянов, Г. И. Папин, А. Г. Потапов, Н. А. Савостьянов, А. Ф. Шакиров

Настоящие Правила разработаны Научно-техническим центром Госгортехнадзора России с участием ведущих специалистов нефтяной и газовой промышленности, геологоразведочных организаций. Большой вклад в разработку Правил внесли специалисты ВНИИКРнефти, ВНИИБТ, ВНИИнефти, ВНИИгаза, УкрНИИгаза, ВостНИИТБ, ВолгоградНИПИнефти, ВолгоуралНИПИгаза. Использованы разработки других отраслевых институтов, опыт работы предприятий и организаций.

Правила содержат организационные, технические и технологические требования, выполнение которых является обязательным для обеспечения безопасного производства работ.

В Правилах изложены требования к созданию нового оборудования и инструмента, разработке технологических параметров, исследовательским работам, значительно влияющие на безопасность и предупреждение аварий.

В Правила не включены требования по безопасности эксплуатации конкретного оборудования и инструмента. Эти требования для каждой установки, отдельного оборудования и агрегатов должны быть отражены в руководствах и инструкциях по их эксплуатации.

С введением в действие настоящих Правил действие Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, утвержденных в 1974 году, и Единых технических Правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, утвержденных в 1982 году, прекращается.

ISBN 5—8103—00028—3

© Госгортехнадзор России
© НПО ОБТ

Издание официальное

Перепечатка воспрещена

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Сфера действия и область распространения Правил

1.1.1. Настоящие Правила распространяются на все предприятия и организации, деятельность которых связана с разведкой и разработкой нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, термальных вод, подземных газовых хранилищ в пористой среде, изготовлением оборудования и инструмента, а также научно-исследовательские, проектно-конструкторские и другие организации, разрабатывающие технологию, оборудование, инструмент, готовящие кадры для выполнения этих работ, независимо от ведомственной подчиненности, вида хозяйственной деятельности и форм собственности.

1.1.2. Предприятия и организации, осуществляющие свою деятельность по указанным выше видам работ на стадии проектирования, строительства, эксплуатации, консервации и ликвидации объектов, должны иметь разрешение (лицензию) органов госгортехнадзора на право ведения этих работ.

1.1.3. Правила не регламентируют порядок ведения работ при ликвидации открытых фонтанов.

1.1.4. При выполнении работ, не предусмотренных настоящими Правилами (земляные, строительно-монтажные, погрузочно-разгрузочные, электрогазосварочные работы, перевозка и перемещение грузов, работы с вредными веществами, источниками ионизирующих излучений и др.), предприятия и организации должны руководствоваться соответствующими нормативными документами.

1.1.5. При отсутствии в правилах и нормативных документах требований, соблюдение которых при производстве работ необходимо для обеспечения безопасных условий труда, администрация предприятия должна при-

нимать меры, обеспечивающие безопасность работ. При необходимости вносятся соответствующие предложения о дополнении, изменении настоящих Правил.

1.1.6. Все действующие на предприятиях технические условия, инструкции и другие нормативно-технические документы должны быть приведены в соответствие с настоящими Правилами в сроки, согласованные с органами госгортехнадзора.

1.1.7. Требования к оборудованию и техническим средствам при их создании в стране и закупке по импорту вступают в силу с момента введения в действие настоящих Правил. Применение вновь созданного оборудования и технических средств обязательно только после их серийного производства.

1.1.8. Предприятие, организация несут полную ответственность за обеспечение надежности и безопасности объекта на стадиях его создания, эксплуатации, консервации и ликвидации.

Земельные участки выработанных нефтяных и газовых месторождений передаются землепользователям.

Ответственность за охрану недр, внутрипластовые перетоки и выход флюида из ликвидированных скважин на поверхность несут предприятия, которые проводили разработку месторождения и ликвидацию скважин.

1.1.9. Изменения и дополнения в Правила могут быть внесены с разрешения организаций, согласовавших и утвердивших настоящие Правила.

1.2. Общие требования

1.2.1. Проекты на разведку, разработку и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, строительство скважин на шельфе морей, месторождениях, содержащих агрессивные пластовые флюиды, и в особо сложных горно-геологических условиях подлежат согласованию с органами госгортехнадзора. Перечень таких месторождений определяется органами госгортехнадзора.

1.2.2. Требования безопасности при проектировании производств, сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования или оборудования, изготовляемого по иностранным лицензиям, должны быть не ниже требований настоящих Правил.

1.2.3. При разработке проектов на строительство

скважин и обустройство нефтегазопромысловых объектов проектная организация должна определить степень риска проектируемого объекта.

Эксплуатация объекта должна быть приостановлена, если степень риска становится выше проектной.

1.2.4. Организация работ по созданию безопасных условий труда на предприятиях определяется специальным положением, разрабатываемым в соответствии с порядком, устанавливаемым Минтопэнерго России по согласованию с Госгортехнадзором России.

1.2.5. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе регулируется отраслевыми положениями, разрабатываемыми соответствующими центральными органами федеральной власти по согласованию с Госгортехнадзором России.

Программы обучения по профессиям, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, должны согласовываться с органами госгортехнадзора.

1.2.6. Профессиональная подготовка рабочих кадров проводится в специализированных учебно-курсовых комбинатах, имеющих разрешение (лицензии) органов госгортехнадзора.

1.2.7. Несчастные случаи и аварии, происшедшие на производстве, расследуются в порядке, предусмотренном действующими федеральными нормативными актами, определяющими организацию учета и расследования этих инцидентов.

1.2.8. Руководящие работники и специалисты предприятий должны проверять организацию работ, состояние безопасности в цехах, на объектах, участках, рабочих местах и принимать меры по устранению выявленных недостатков по вопросам в пределах своей компетенции.

1.2.9. При работе на одном объекте нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимоотношениях между предприятиями, утверждаемым совместным решением руководителей этих прдприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия — положением, утверждаемым руководством предприятия.

1.2.10. Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Перечень таких работ, а также перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать наряд-допуск и руководить этими работами, утверждаются главным инженером предприятия. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкцией, устанавливающей требования к организации и безопасному проведению таких работ, а также утвержденным порядком оформления нарядов-допусков.

1.2.11. На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий, в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения — по локализации, исключению загораний или взрывов, максимальному снижению тяжести последствий и по эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

1.2.12. Каждая авария, осложнение, отказ оборудования и управляющих систем подлежат расследованию специально созданной комиссией с составлением акта.

1.2.13. Предельные значения температуры наружного воздуха, скорости ветра в данном климатическом районе, при которых следует приостанавливать работы или организовывать перерывы в работе для обогрева, устанавливаются администрацией предприятия.

1.3. Требования к персоналу

1.3.1. К руководству работами по бурению, освоению и ремонту скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие высшее или среднее образование по соответствующей специальности и право на ведение этих работ, подтвержденное соответствующим документом.

1.3.2. К самостоятельной работе по обслуживанию оборудования и механизмов при строительстве скважин, геофизических работах, добыче и подготовке нефти и газа, ведению производственных процессов допускаются лица после соответствующего обучения и проверки знаний.

1.3.3. Персонал, допускаемый к работе с электротехническими установками, электрифицированным инстру-

ментом или соприкасающийся по характеру работы с машинами и механизмами с электроприводом, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с требованиями ПЭЭ потребителей и ПТБ потребителей.

1.3.4. Рабочие комплексных бригад, организацией труда которых предусматривается совмещение профессий, должны иметь соответствующую квалификацию, а также допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

1.4. Требования к территории, помещениям, объектам, рабочим местам

1.4.1. Территория предприятия и размещение на ней зданий, сооружений и различных производственных объектов должны соответствовать проекту, разработанному согласно требованиям строительных норм и правил, норм технологического проектирования. Территория предприятия, отдельных производственных объектов должна быть спланирована, иметь необходимую инфраструктуру, застраиваться по генеральному плану.

1.4.2. К буровым, насосным и компрессорным станциям, другим производственным объектам должны быть проложены дороги и подъезды, а также подготовлены площадки для разгрузки, размещения оборудования и материалов.

При значительной отдаленности объектов от магистральных дорог, заболоченности местности или затопляемости территории паводковыми водами строительная площадка оборудуется сооружениями для приема авиатранспорта.

1.4.3. На предприятиях, которые имеют подземные коммуникации (кабельные линии, нефте-, газопроводы и т. д.), должны быть разработаны и утверждены руководством предприятия исполнительные схемы фактического расположения этих коммуникаций.

Трассы подземных коммуникаций на местности обозначаются указателями.

1.4.4. Трубопроводы в местах пересечения с автомобильными дорогами, переходами и вблизи населенных пунктов должны иметь повышенную прочность и знаки предупреждения об опасности.

1.4.5. Застройка площадей залегания нефти и газа объектами, не связанными с разработкой месторождений, допускается с разрешения предприятия — владельца горного отвода и при положительном заключении органов госгортехнадзора.

1.4.6. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентраций 30 мг/м^3.

1.4.7. Отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования.

Категория зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности определяется проектной организацией на стадии проектирования.

1.4.8. Производственные объекты (цех, участок, установка и т. п.) должны вводиться в эксплуатацию в порядке, установленном действующим законодательством. Объекты могут быть приняты и введены в эксплуатацию только при обеспечении нормальных и безопасных условий труда для работающих и выполнении всех работ в соответствии с требованиями проекта.

1.4.9. Производственные объекты, рабочие места в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны иметь соответствующие средства защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, предприятия.

1.4.10. Производственные объекты, рабочие места должны быть обеспечены предупредительными знаками и надписями, а обслуживающий персонал — инструкциями по безопасности труда.

1.4.11. На предприятиях в зависимости от характера и условий производства следует контролировать содер-

жание вредных веществ в воздухе, уровни шума и вибрации, температуру, относительную влажность и скорость движения воздуха на рабочих местах.

1.4.12. В помещениях, на объектах и рабочих местах, где возможно выделение в воздух паров, газов и пыли, а также в случаях изменений технологических процессов, необходимо осуществлять постоянный контроль воздушной среды.

Данные о состоянии воздушной среды должны фиксироваться на рабочем месте и передаваться на диспетчерский пункт одновременно с передачей основных технологических параметров работы объекта.

1.4.13. Для каждого технологического процесса проектом должны предусматриваться меры по максимальному снижению уровня взрывоопасности:

предотвращение взрывов внутри оборудования;

исключение взрывов и пожаров в помещениях и на открытых площадках;

снижение выбросов горючих веществ в атмосферу при аварийной разгерметизации оборудования и др.

1.4.14. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы, переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и строительных норм и правил.

Уровень освещенности рабочих мест должен соответствовать отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов.

1.4.15. В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках необходимо предусматривать аварийное и эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного освещения должны питаться от разных источников.

Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения производственных и вспомогательных помещений должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

1.4.16. Замеры уровня освещенности следует проводить не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений, систем освещения.

1.4.17. Расстояние между отдельными механизмами и между механизмами и станками должно быть не менее 1 м, а ширина рабочих проходов — 0,75 м.

1.4.18. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м — лестницами с перилами.

1.4.19. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров — не более 50°), ширина лестниц должна быть не менее 65 см, у лестницы для переноса тяжестей — не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2—5°.

С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой 15 см, исключающую возможность проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

1.4.20. Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими шириной не менее 60 см и иметь предохранительные дуги радиусом 35—40 см, скрепленные между собой полосами. Дуги располагаются на расстоянии не более 80 см одна от другой. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 70—80 см.

Лестницы необходимо оборудовать промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м одна от другой.

Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянок должно быть не более 35 см.

1.4.21. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, плотно прилегающий к настилу.

1.4.22. Для пожаровзрывоопасных производств (установки подготовки нефти, резервуарные парки и т. п.) применение для площадок настила из досок запрещается.

1.4.23. Машины и механизмы должны иметь прочные металлические ограждения, надежно закрывающие доступ со всех сторон к движущимся частям.

Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма. Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения.

1.4.24. Ограждения, устанавливаемые на расстоянии более 35 см от движущихся частей механизмов, могут выполняться в виде перил. Если ограждение установлено на расстоянии менее 35 см от движущихся частей механизмов, то его делают сплошным или сетчатым в металлической оправе (каркасе).

1.4.25. Высота перильного ограждения определяется размерами движущихся частей механизмов. Она должна быть не менее 1,25 м. Высота нижнего пояса ограждения должна равняться 15 см, промежутки между отдельными поясами должны составлять не более 40 см, а расстояние между осями смежных стоек — не более 2,5 м. Высота сетчатого ограждения должна быть не менее 1,8 м. Механизмы высотой менее 1,8 м ограждают полностью. Размер ячеек сеток должен быть не более 30×30 мм.

1.4.26. Высота перильных ограждений для приводных ремней должна быть не менее 1,5 м. С внешней стороны обоих шкивов на случай разрыва ремня устанавливаются металлические лобовые щиты.

1.4.27. Зубчатые и цепные передачи ограждаются сплошными металлическими щитами (кожухами), имеющими съемные части и приспособления для удобной сборки и разборки.

1.4.28. Выступающие детали движущихся частей станков и машин (в том числе шпонки валов) и вращающиеся соединения должны быть закрыты кожухами по всей окружности вращения.

1.5. Требования к оборудованию и инструменту

1.5.1. Оборудование, инструмент и контрольно-измерительные приборы должны разрабатываться в соответствии с техническим заданием, согласованным с заказчиком и органами госгортехнадзора.

1.5.2. Уровень механизации и автоматизации разрабатываемого оборудования и сооружаемого объекта определяется степенью их взрывопожароопасности с учетом обеспечения безопасных условий труда.

1.5.3. Эксплуатация действующего оборудования, инструмента, контрольно-измерительных приборов осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации, составленным на основе действующих нормативных документов по безопасности.

Эксплуатация вновь создаваемого оборудования, инструмента, приборов должна осуществляться в соответствии с руководством по эксплуатации, в котором наряду с техническими требованиями должны быть отражены и вопросы его безопасного обслуживания.

Эксплуатация импортного оборудования и инструмента должна осуществляться в соответствии с технической документацией фирм-поставщиков.

1.5.4. Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию.

1.5.5. Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

1.5.6. На грузоподъемных машинах и механизмах, паровых котлах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

1.5.7. Оборудование должно быть установлено на прочных фундаментах (основаниях), обеспечивающих его нормальную работу.

1.5.8. Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, необходимо предусматривать меры по ее снижению и исключению возможности значительного (аварийного) перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем.

1.5.9. Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного или модернизированного оборудования осуществляется комиссией предприятия после проверки соответствия его

проекту и требованиям правил технической эксплуатации.

Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется руководством цеха с участием соответствующих специалистов.

1.5.10. При обнаружении в процессе монтажа, технического освидетельствования или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям правил технической эксплуатации и безопасности оно должно быть выведено из эксплуатации. О конструктивных недостатках оборудования предприятие должно направить предприятию-изготовителю акт-рекламацию, а копию — в Госгортехнадзор России и совместно с ним решить вопрос о дальнейшей эксплуатации оборудования.

1.5.11. Изменение в конструкцию оборудования может быть внесено только по согласованию с организацией — разработчиком этого оборудования.

1.5.12. Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета.

1.5.13. Применение оборудования, не соответствующего по классу климатическим условиям, не допускается.

1.5.14. При пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т. п.) должны предусматриваться меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т. д.).

1.5.15. На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления или зануления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

1.5.16. Оборудование, машины и установки (цепные и ременные передачи, открытые движущиеся и вращающиеся части, источники излучения и др.), могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него, ограждаются

или экранируются. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования.

Ограждение должно соответствовать назначению и конструктивному исполнению оборудования, а также условиям, в которых оно будет эксплуатироваться.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность случайного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

1.5.17. Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, не должна быть более 45° С внутри помещений и 60° С — на наружных установках.

1.5.18. Запорные, отсекающие и предохранительные устройства, устанавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, должны быть максимально приближены к насосу (компрессору) и находиться в удобной и безопасной для обслуживания зоне.

1.5.19. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положения затворов.

Запорная арматура, расположенная в колодцах, камерах или траншеях (лотках), должна иметь удобные приводы, позволяющие открывать (закрывать) их без спуска обслуживающего персонала в колодец или траншею (лоток).

1.5.20. Трубопроводы взрывопожароопасных технологических систем не должны иметь фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или подсоединения аппаратов.

Во взрывопожароопасных технологических системах применять гибкие шланги запрещается.

1.5.21. На нагнетательном трубопроводе центробежных насосов и компрессоров должна предусматриваться установка обратного клапана или другого устройства для предотвращения перемещения транспортируемых веществ в обратном направлении и, при необходимости, предохранительного устройства (клапана).

1.5.22. Насосы, применяемые для нагнетания легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, должны оснащаться:

блокировками, исключающими пуск или прекращающими его работу при отсутствии в корпусе насоса перемещаемой жидкости или отклонениях уровней жидкостей в приемной и расходной емкостях от предельно допустимых значений;

средствами предупредительной сигнализации о нарушении параметров работы, влияющих на безопасность.

1.5.23. Нагнетательные трубопроводы, их детали и арматура после сборки на заводе, а также после ремонта с применением сварки подлежат опрессовке пробным давлением, в остальных случаях давление опрессовки должно быть равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности. Продолжительность выдержки под давлением должна составлять не менее 3 мин. Рабочее давление и необходимый коэффициент запаса прочности приведены ниже:

Рабочее давление, кгс/см²	<200	200—560	560—650	>650
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

1.5.24. Компрессорные установки для газлифтной добычи нефти оборудуются средствами автоматизации регулирования и контроля работы компрессоров по параметрам газа (расход, давление, температура и др.), а также по параметрам, характеризующим состояние компрессора (число оборотов, температура подшипников, вибрация и др.).

1.5.25. Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

1.5.26. В комплекте оборудования, механизмов должны быть предусмотрены специальные приспособления или устройства для замены быстроизнашивающихся и сменных деталей и узлов, обеспечивающие удобство и безопасность работы.

1.5.27. На крепежных деталях и элементах соединения машин и оборудования должны быть предусмотрены приспособления (контр-гайки, шплинты, клинья и др.), предотвращающие во время работы самопроизвольное раскрепление и рассоединение.

1.5.28. Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фикси-

рующие и сигнальные приспособления и приборы), а также при нагрузках и давлениях выше паспортных запрещается.

1.5.29. Для применяемого в технологическом процессе основного оборудования проектной организацией должен устанавливаться допустимый срок службы (ресурс), а для трубопроводов и арматуры, не являющихся составной частью оборудования, с учетом конкретных условий эксплуатации — расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и техническом паспорте.

1.5.30. Вывод из эксплуатации оборудования, инструмента и контрольно-измерительных приборов должен проводиться по физическому износу их деталей.

Критерии вывода из эксплуатации оборудования, инструмента определяются разработчиком или предприятием-изготовителем совместно с заказчиком.

1.5.31. Ремонт оборудования должен проводиться только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение под действием силы тяжести или других факторов. На пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат: «Не включать, работают люди».

1.6. Требования к электрооборудованию буровых и нефтепромысловых установок

1.6.1. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых и нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ потребителей).

1.6.2. Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-1, В-1а и В-1г, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты — категории и группе взрывоопасной смеси.

1.6.3. Установка электрооборудования, не имеющего взрывозащитной маркировки, изготовленного неспециализированными предприятиями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, без письменного разрешения контрольной организации по взрывозащите во взрывоопасных зонах классов В-1, В-1а, В-1г не допускается.

1.6.4. На каждое импортное взрывозащищенное электрооборудование должно иметься свидетельство (сертификат) изготовителя о допустимости его эксплуатации во взрывоопасной зоне и среде.

1.6.5. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления и защиты не допускается.

1.6.6. Ячейки распредустройства буровых установок, рассчитанных на напряжение 6 кВ, должны быть оборудованы блокировкой, исключающей возможность:

проведения операции с разъединителем при включенном масляном выключателе или высоковольтном контакторе;

включения разъединителя при открытой задней двери ячейки;

открывания задней двери при включенном разъединителе.

1.6.7. Расстояние по горизонтали от крайнего провода воздушной линии электропередачи напряжением 6—10 кВ (при наибольшем его отклонении) до помещения насосной, бытовых и других сооружений буровой установки должно быть не менее 2 м, а для воздушных линий напряжением до 1 кВ — не менее 1,5 м.

1.6.8. Пересечение воздушных линий электропередачи с растяжками вышки не допускается.

1.6.9. Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование в соответствии с Правилами устройства электроустановок должны быть заземлены.

1.6.10. Для определения технического состояния заземляющего устройства должны проводиться:

внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;

осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемыми элементами (выявление обрывов и неудовлетворительных контактов в проводнике, соединяющем

аппарат с заземляющим устройством), а также проверка пробивных предохранителей трансформаторов;

измерение сопротивления заземляющего устройства (с составлением акта);

проверка цепи «фаза—нуль»;

проверка надежности соединений естественных заземлителей;

выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле.

1.6.11. Ремонт оборудования с приводом от электродвигателя можно проводить только после выполнения организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ.

1.6.12. Для обеспечения ремонта коммутационной аппаратуры в распредустройстве буровой установки с полным снятием напряжения на вводе каждой питающей линии следует предусматривать линейный разъединитель.

1.6.13. Каждая буровая установка должна быть обеспечена светильниками напряжением 12 В.

1.6.13. В состав буровой бригады, работающей на установке с электроприводом, должен входить электромонтер с квалификационной группой не ниже IV.

1.7. Требования к стальным канатам

1.7.1. Стальные канаты, применяемые в качестве грузовых, несущих, тяговых и стропов, для оснастки грузоподъемных механизмов, талевой системы буровых установок, агрегатов по ремонту скважин, должны отвечать требованиям стандартов.

К канатам должен прикладываться сертификат (свидетельство) предприятия — изготовителя канатов об их испытании.

1.7.2. Коэффициент запаса прочности талевого каната (отношение разрывного усилия каната к номинальному тяговому усилию) должен быть не менее трех. Как исключение при спуске тяжелых обсадных колонн и производстве аварийных работ допускается снижение этого коэффициента до двух.

1.7.3. Соединение канатов должно осуществляться с помощью коушей и не менее чем тремя винтовыми зажимами. При этом расстояние между ними должно составлять не менее шести диаметров каната.

1.7.4. За состоянием каната должен быть установлен контроль. Частота осмотров каната зависит от характера и условий работы. Канат считается неисправным и подлежит замене, если:

одна из его прядей оборвана или вдавлена;

он деформирован (вытянут или сплющен) и его первоначальный диаметр уменьшился на 25% и более;

число оборванных проволок на шаге свивки каната диаметром до 20 мм составляет более 5%, а на канате диаметром свыше 20 мм — более 10%;

на канате имеется скрутка «жучок»;

в результате износа диаметр проволоки уменьшился на 40% и более;

на нем имеются следы пребывания в условиях высокой температуры (цвета побежалости, окалина) или короткого электрического замыкания (оплавление от электрической дуги);

коэффициент запаса прочности не соответствует указанному в п. 1.7.2.

1.7.5. Применять сращенные канаты для оснастки талевой системы буровой установки, агрегатов для освоения и ремонта скважин, а также для подъема вышек и мачт и изготовления растяжек запрещается.

1.8. Ответственность за нарушение Правил

1.8.1. Должностные лица на предприятиях, в организациях, а также инженерно-технические работники проектных и конструкторских институтов и организаций, виновные в нарушении настоящих Правил, несут личную ответственность независимо от того, привело или нет это нарушение к аварии или травматизму.

Они отвечают также за нарушения Правил, допущенные их подчиненными.

1.8.2. Выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и инструкции, самовольное возобновление работ, остановленных органами госгортехнадзора, а также непринятие ими мер по устранению нарушений правил и инструкций, которые допускаются рабочими или другими подчиненными лицами в их присутствии, являются грубейшими нарушениями правил безопасности.

В зависимости от характера этих нарушений и их последствий все указанные лица несут ответственность в дисциплинарном, административном или судебном порядке.

1.8.3. За нарушение Правил безопасности или инструкций рабочие несут в установленном порядке административную, материальную и уголовную ответственность.

2. СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

2.1. Общие положения

2.1.1. Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного в соответствии с требованиями настоящих Правил.

2.1.2. Работы по строительству скважины без осуществления комплекса мер по обустройству буровой, площади работ, месторождения, заложенных в проект, запрещаются.

2.1.3. Скважина любой категории должна закладываться за пределами охранных зон линий электропередач, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных и других промышленных и гражданских объектов.

2.1.4. Скважина считается законченной бурением после испытания эксплуатационной колонны на герметичность и (или) выброса бурильной колонны на приемный мост.

2.2. Проектирование строительства скважин

2.2.1. Основным документом на строительство скважины является проект, который разрабатывается специализированной организацией и утверждается в установленном порядке. Допускается строительство скважин по привязке к действующему проекту на идентичных по геолого-техническим условиям площадях и месторождениях (при разнице глубин не более 400 м).

2.2.2. Проект должен учитывать требования настоящих Правил, опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями, а также результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поис-

ково-разведочных скважин, и содержать следующие данные:

2.2.2.1. Географическую и климатическую характеристику района работ.

2.2.2.2. Горно-геологические условия бурения.

2.2.2.3. Совмещенный график пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва, обоснование конструкции скважины и плотности бурового раствора.

2.2.2.4. Исходные данные для расчета обсадных колонн, расчетные формулы и итоговые таблицы компоновок с коэффициентами запаса прочности.

2.2.2.5. Способ и оптимальные режимы бурения, тип породоразрушающего инструмента и параметры буровых растворов.

2.2.2.6. Компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки и запаса прочности.

2.2.2.7. Гидравлическую программу промывки скважины, обеспечивающую оптимальную очистку забоя и ствола скважины от выбуренной породы при минимальных гидравлических потерях. Удельный расход бурового раствора должен быть не менее 0,035 л/с на 1 $см^2$ площади забоя. Оптимальный расход раствора и скорость истечения струи из насадок долота устанавливаются в процессе исследований при бурении на данной площади.

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

2.2.2.9. Перечень работ по контролю за процессом цементирования и изучения состояния крепи после схватывания и твердения тампонажного раствора.

2.2.2.10. Объем исследований стратиграфических горизонтов в процессе бурения для уточнения пластовых давлений и состава флюида, необходимых для корректировки проекта строительства скважин на площади (месторождении).

2.2.2.11. Технологию вторичного вскрытия пластов (перфорации) и типы используемых для этого аппаратов.

2.2.2.12. Способы освоения скважины, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и объем геолого-геофизических исследований.

2.2.2.13. Схемы обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием и фонтанной арматурой, их технические характеристики и давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами.

2.2.2.14. Обоснование типа буровой установки. При этом допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

2.2.2.15. Мероприятия по охране окружающей среды — описание технологических процессов и перечень технических средств по очистке и утилизации производственных отходов, повторному использованию сточных вод, безопасному их сбросу в объекты природной среды, нейтрализации отрицательного воздействия отработанного бурового раствора и шлама на окружающую среду при их захоронении.

2.2.2.16. Геолого-технический наряд на строительство скважины.

2.2.2.17. 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.

2.2.2.18. Средства защиты персонала и состав КИП для контроля состояния воздушной среды при вскрытии продуктивных горизонтов или горизонтов с агрессивными водами.

2.2.3. Целесообразность бурения горизонтальных, одиночных, наклонных скважин и группирования их в кусты должна быть обоснована технико-экономическими расчетами в проекте обустройства месторождения.

2.2.4. Проект разрабатывается на основании задания на проектирование строительства скважин, которое составляется заказчиком на основе проекта геологоразведочных работ и технологического проекта (схемы) разработки месторождения. Ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет заказчик, а за качество проекта — проектная организация.

2.2.5. Требования проекта должны обеспечить надежность скважины на стадиях ее строительства и

эксплуатации; степень риска (надежности) скважины определяется на стадии проекта, строительства и эксплуатации по утвержденной методике.

2.2.6. Изменения и отклонения от проекта, дополнения к нему допускаются по согласованию между заказчиком и проектировщиком, а если эти изменения (отклонения, дополнения) относятся к вопросам противофонтанной безопасности, то и с участием соответствующей службы. Принимаемые изменения не должны снижать надежность объекта и безопасность работ. Исключения составляют лишь аварийные ситуации, когда решение об отклонении от проекта принимает руководство бурового предприятия с последующим уведомлением заказчика и проектной организации.

2.2.7. Контроль за исполнением проектов возлагается на заказчика и проектную организацию.

2.3. Подготовительные и вышкомонтажные работы

2.3.1. Подготовительные и вышкомонтажные работы могут быть начаты при наличии утвержденного проекта на строительство скважины и выдаче вышкомонтажной бригаде наряда на их проведение.

2.3.2. Способ монтажа, демонтажа и транспортирования буровой установки (мелкими и крупными блоками, тяжеловозами или автотранспортом) определяется состоянием местности, наличием дорог и типом буровой установки.

Работы выполняются в соответствии с техническим руководством и документацией предприятия-изготовителя данной установки.

2.3.3. На буровой должна быть обеспечена система сбора сточных вод и шлама, исключающая загрязнение окружающей среды.

2.3.4. При строительстве скважин на плодородных землях и землях активного сельхозпользования в процессе проведения подготовительных работ к монтажу бурового оборудования необходимо снимать и отдельно хранить плодородный слой для последующей рекультивации.

2.3.5. Площадки для буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и

обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей.

2.3.6. К демонтажу буровой установки разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, ответственного за эксплуатацию электрооборудования, об отключении ее от электросети.

2.3.7. Проект на транспортирование крупного блока с вышкой или отдельно вышки в вертикальном положении утверждается руководством вышкомонтажного предприятия после согласования трассы с заинтересованными организациями. Работа выполняется под руководством ответственного ИТР — вышкомонтажника.

2.3.8. В проекте должны быть:

указаны способы транспортировки оборудования;

определена трасса передвижения оборудования и пути движения поддерживающей техники;

предусмотрены способы для преодоления рвов, оврагов, вырубки леса, выравнивания трассы, перехода через дороги, линии электропередач;

определено количество техники — основной и вспомогательной;

определено количество и расстановка членов бригады, участвующих в транспортировке оборудования, предусмотрено участие представителя организации, эксплуатирующей ЛЭП (в случае ее пересечения).

2.3.9. Запрещаются работы на высоте по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт, а также передвижение вышек и оборудования в ночное время, при ветре свыше 8 м/сек, во время грозы, ливня и сильного снегопада, при гололедице, тумане с видимостью на расстоянии менее 100 м и при температуре воздуха ниже минимума, установленного техническими условиями на оборудование.

2.3.10. Запрещается одновременно находиться на разной высоте вышки рабочим, не занятым выполнением общей работы.

2.4. Буровые установки

2.4.1. Буровые установки для бурения скважин глубиной 3000 м и более должны оснащаться механизмами типа АСП или другими автоматами спуско-подъемных операций, а скважины глубиной менее 3000 м — по-

луавтоматическим механизмом с дистанционным управлением для установки свечей за палец.

2.4.2. Рабочие места буровых установок должны обогреваться и иметь температуру воздуха не ниже +5° С при температуре окружающей среды —40° С.

2.4.3. Управление буровой лебедкой должно осуществляться дистанционно с пульта, расположенного в специальной кабине, а управление буровыми насосами — с местного поста и с пульта бурильщика.

2.4.4. Работы на приемном мосту буровой по затаскиванию и выбросу труб, а также по ремонту буровых насосов должны быть механизированы, а управление грузоподъемными механизмами и вспомогательными лебедками для этих целей — дистанционным.

2.4.5. Конструкция вспомогательной лебедки должна обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору должен быть обеспечен обзор места работы и перемещения груза. При невозможности выполнения этого требования устанавливается дублирующий пульт.

2.4.6. Буровая установка должна быть укомплектована:

блокирующими устройствами по предупреждению включения лебедки, ротора при снятых ограждениях, поднятых клиньях ротора и перегрузке талевой системы, насосов;

ограничителями высоты подъема талевого блока;

приемным мостом со стеллажами для укладки труб, длина которого должна быть не менее 14 м, ширина — 2 м. Стеллажи должны обеспечивать возможность укладки труб при высоте штабеля не более 1,25 м;

системой емкостей, оборудованных автоматической сигнализацией уровня жидкости, и механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки и перемешивания бурового раствора, сбора шлама и отработанной жидкости;

емкостями для запаса бурового раствора, объем которых зависит от класса буровой установки:

класс буровой установки	1—2	3—4	5	6	7	8	9
объем бурового раствора, м³	60	90	120	150	180	240	300

2.4.7. Объем емкости для долива скважины должен на 20—30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Емкость должна быть оборудована уровнемером.

2.4.8. Все закрытые, полузакрытые помещения буровой установки оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением при загазованности помещения выше предельно допустимой концентрации.

2.4.9. Конструкция основания буровой вышки должна предусматривать возможность:

монтажа превенторной установки на устье скважины и демонтажа основания при установленной на устье фонтанной арматуры;

установки ротора с клиньями над полом буровой на высоту 0—0,25 м;

рационального размещения средств автоматизации, механизации и пультов управления, а также:

обогреваемого подсвечника с возможностью стока с него раствора;

воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;

механизма крепления неподвижной ветви талевой системы;

механизма по изменению положения машинных ключей по высоте;

механизма крепления страховых и рабочих канатов машинных ключей;

шурфов для установки ведущей трубы и УБТ.

2.4.10. Работы по установке ведущей трубы и УБТ должны быть механизированы.

2.4.11. Ходовой и неподвижный концы талевого каната не должны касаться элементов вышки.

2.4.12. Соединения коммуникаций гидравлических и пневматических систем буровой установки и его агрегатов должны быть быстроразъемными и обеспечивать удобство и безопасность работ при их монтаже, демонтаже и эксплуатации.

2.4.13. Пневматическую систему буровой установки (трубопроводы, краны) на заводах-изготовителях и после ремонта с применением сварки необходимо подвергать гидравлическим испытаниям на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза, а после монтажа на буровых — испытаниям воздухом на давление, превышающее рабочее в 1,25 раза.

2.4.14. Конструкция буровой установки должна обеспечивать возможность транспортирования ее крупными блоками и отдельными узлами с помощью специ-

альных автотранспортных средств по промысловым и магистральным автодорогам, а по требованию заказчика — и с помощью вертолетной техники.

2.4.15. Каждая вышка по всей высоте должна быть оборудована стационарной лестницей тоннельного типа с переходными площадками через каждые 6 м, а также площадками для верхового рабочего и для обслуживания кронблока и замены бурового шланга.

2.4.16. Вышки оборудуются подъемником (лифтом) для подъема верхового на рабочее место и устройством для быстрой его эвакуации с балкона в случае аварийной обстановки на устье скважины.

2.4.17. Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышке, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение.

2.4.18. Буровой насос должен иметь предохранительное устройство, срабатывающее при давлении, превышающем на 5—10% рабочее давление насоса при соответствующем диаметре цилиндровых втулок.

2.4.19. Конструкция предохранительного устройства должна обеспечивать надежное его срабатывание при установленном давлении (независимо от длительности контакта с химически обработанным буровым раствором с высоким содержанием твердой фазы) и отрицательных температурах воздуха, а также исключать загрязнение оборудования и помещения при срабатывании.

2.4.20. На буровых насосах должны устанавливаться компенсаторы давления, заполняемые инертным газом (азотом), при этом необходимо осуществлять контроль за избыточным давлением в компенсаторе.

2.4.21. Обвязка буровых насосов должна обеспечивать:

возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины;

полный слив жидкости и продувку нагнетательного трубопровода сжатым воздухом.

2.4.22. Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, а нагнетательный трубопровод — к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.

2.4.23. На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с постепенным выводом их на рабочий режим (при контроле за давлением). Выкид от пусковой задвижки должен быть прямолинейным и надежно закреплен с уклоном в сторону слива.

2.4.24. Нагнетательный трубопровод буровых насосов и стояк после изготовления, а также и после ремонта должны пройти гидравлическое испытание на пробное давление.

После монтажа нагнетательный трубопровод и стояк испытываются на максимальное рабочее давление насоса в соответствии с п. 1.5.23 настоящих Правил. Испытание трубопроводов буровыми насосами запрещается.

2.4.25. Буровой шланг обматывается мягким стальным канатом диаметром не менее 12 мм с петлями через каждые 1,0—1,5 м по всей длине. Концы каната крепятся к вышке и корпусу вертлюга.

2.4.26. Расположение автоматического бурового ключа на рабочей площадке буровой должно обеспечивать возможность проведения спуско-подъемных операций и с помощью машинных ключей — других операций, не связанных со спуском колонн.

2.4.27. Автоматический ключ должен управляться дистанционно со специального пульта, на котором указывается схема работы ключа.

2.4.28. В системе управления автоматическим ключом должна предусматриваться возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения их случайного включения.

2.4.29. Взаимное расположение автоматического ключа и пульта управления на рабочей площадке буровой должно обеспечивать удобное наблюдение за работой ключа.

2.4.30. Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах с механизмами уравновешивания.

2.4.31. Машинный ключ удерживается от проворота страховым канатом диаметром не менее 18 мм, который одним концом крепится к корпусу ключа, а другим — к основанию вышечного блока.

2.5. Взрывозащита бурового оборудования

2.5.1. Вновь создаваемые и закупаемые по импорту буровые установки для строительства нефтяных и газовых скважин должны быть выполнены во взрывозащищенном варианте.

2.5.2. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям табл. 1.

Таблица 1

№ п/п	Помещения и пространства	Класс взрывоопасности
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технологические устройства для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы.	В-1
2	Внутренние объемы шахт, каналов и других подобных конструкций, которые могли бы быть отнесены к зоне В-1а, но в которых затруднена возможность рассеивания газов.	В-1
3	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	В-1
4	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы регулирующих и отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть, легковоспламеняющихся жидкостей, нефти и горючих газов, а также помещения насосных для сточных вод.	В-1а
5	Пространство, ограниченное радиусом 15 м вокруг оси скважины, от нижних конструкций основания на всю высоту буровой вышки на буровых установках месторождений с высоким содержанием сероводорода, кустовых и одиночных морских стационарных платформ (МСП) с единым верхним строением.	В-1г
6	Пространство, простирающееся во все стороны от устья бурящейся скважины до обшивки.	В-1г
7	Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны.	В-1г
8	Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, легковоспламеняющихся жидкостей, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	В-1г

Продолжение табл. 1

№ п/п	Помещения и пространства	Класс взрывоопасности
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей в пределах ограждения.	В-1г
10	Полузакрытые пространства под настилом рабочей площадки буровой в пределах ограждения.	В-1г
11	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения.	В-1г
12	Полузакрытые пространства, в которых хранятся шланги для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	В-1г
13	Открытые пространства вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон В-1 и В-1а, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	В-1г
14	Открытые и полузакрытые пространства вокруг любых отверстий (двери, окна) из помещений зон В-1 и В-1а, ограниченные расстояниями 1,5 м во все стороны, или в пределах ограждения.	В-1г

2.6. Бурение

2.6.1. Ввод смонтированной буровой установки в работу осуществляется после полной готовности, испытания, обкатки всего оборудования и при наличии укомплектованной буровой бригады по решению комиссии по приемке буровой установки.

Готовность к пуску оформляется актом.

2.6.2. В процессе бурения постоянно контролируются следующие параметры:

вес на крюке с регистрацией на диаграмме;

плотность бурового раствора с регистрацией на диаграмме;

расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;

давление в манифольде буровых насосов с регистрацией на диаграмме;

уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и спуско-подъемных операциях;

крутящий момент на роторе.

Регистрируемые показатели должны быть на одной диаграмме в поле зрения бурильщика.

2.6.3. Проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина—пласт при использовании газообразных агентов, бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин, в том числе кустами, должны осуществляться по проекту, разработанному на основе настоящих Правил и других нормативных документов.

2.6.4. Фактическое положение ствола скважины в пространстве при бурении и забоя в продуктивном горизонте должно определяться систематическими инклинометрическими измерениями в процессе бурения, в том числе с использованием забойных телеметрических систем. Допустимые отклонения должны указываться в проекте.

2.6.5. Начальник буровой или мастер представляет руководству бурового предприятия суточный рапорт о работах, проведенных на буровой, по установленной форме. К суточному рапорту прилагаются диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов согласно п. 2.6.2 настоящих Правил.

2.7. Конструкция и крепление скважин

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

максимальное возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет оптимальной конструкции забоя и диаметра эксплуатационной колонны;

применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержание пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;

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

получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции

флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

2.7.2. Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяется количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород.

Башмак последней обсадной колонны, перекрывающей породы, склонные к текучести, следует, как правило, устанавливать ниже их подошвы.

До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом и герметизации устья.

2.7.3. Необходимая разность диаметров между стенками скважины и муфтами обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

Минимально допустимая разность диаметров между муфтами обсадных труб и стенками скважины приведена ниже:

номинальный диаметр обсадных труб, мм	114	141	168	219	273	325	375
	127	146	194	245	299	351	426
		159					
разность диаметров*, мм	15	20	25	30	35	45	50

2.7.4. Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении раствора пластовым флюидом, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и эксплуатации скважины на основании действующих конструкций.

---

* Отклонения от указанных величин должны быть обоснованы в проекте.

Прочность промежуточной колонны и установленного противовыбросового оборудования должна обеспечить:

герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом дополнительного давления, необходимого для их ликвидации;

противостояние воздействию давления гидростатического столба бурового раствора максимальной плотности;

противостояние воздействию максимальных сминающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора, а также в интервале пород, склонных к текучести.

2.7.5. Стандарты и технические условия на обсадные трубы, а также коэффициенты запаса прочности для расчета обсадных колонн подлежат согласованию с органами госгортехнадзора.

2.7.6. Конструкция скважин должна предусматривать спуск обсадных колонн в один прием, а цементирование в зависимости от условий — в один, два и более приемов. Спуск обсадных колонн секциями запрещается, если такой спуск не вызывается технологической необходимостью.

2.7.7. При проектировании конструкций скважин любого назначения интервалы обязательного цементирования и общая высота подъема тампонажного раствора должны выбираться в зависимости от конкретных горно-геологических условий.

2.7.8. В необсаженном предыдущей колонной стволе скважины цементированию подлежат:

продуктивные горизонты, кроме предусмотренных к опробованию и эксплуатации открытым стволом;

продуктивные горизонты, не предусмотренные к опробованию или эксплуатации, и горизонты с непромышленными запасами нефти и газа;

истощенные горизонты;

проницаемые горизонты, насыщенные пресной водой, а также всеми типами минеральных вод;

горизонты вторичных (техногенных) залежей нефти и газа;

интервалы, представленные породами, склонными к пластическому течению и выпучиванию;

горизонты, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

2.7.9. Высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами при цементировании в один или несколько приемов должна выбираться с учетом выполнения следующих требований:

направления, кондукторы, потайные колонны, нижние и промежуточные ступени при ступенчатом цементировании промежуточных и эксплуатационных колонн цементируются на всю длину;

минимально необходимая высота подъема тампонажного раствора над флюидосодержащими горизонтами с учетом выполнения требований п. 2.7.8 и настоящего пункта, а также над кровлей подземных хранилищ нефти и газа и над устройством ступенчатого цементирования верхней ступени промежуточных колонн должна составлять не менее 150—300 м — для нефтяных и 500 м — для газовых скважин;

не допускается разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами;

все выбранные с учетом вышеизложенных условий интервалы цементирования объединяются в один общий;

при перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОЗЦ) проведением встречного цементирования через межколонное пространство.

2.7.10. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей флюидосодержащих пластов при закачке в один прием должна быть не более той, при которой:

обеспечивается превышение не менее чем на 2% гидростатического давления составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовым давлением;

исключается возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора в конце продавки;

обеспечивается необходимая прочность колонны при разгрузке на цементное кольцо для установки колонной головки.

2.7.11. Запрещается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

2.7.12. Спуск промежуточных и эксплуатационных колонн необходимо осуществлять с применением клиновых элеваторов, спайдеров или встроенных в ротор клиньев и специальных ключей.

2.7.13. Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемому флюиду и давлению в процессе эксплуатации. Конец свинчивания резьбовых соединений обсадных труб контролируется величиной прилагаемого крутящего момента и захода ниппеля в муфту. Эти величины, а также герметизирующие составы для резьбовых соединений и технология их применения должны соответствовать рекомендуемым поставщиком труб или специальными инструкциями для данного типоразмера труб.

2.7.14. Обсадные колонны в пределах интервала цементирования должны оборудоваться элементами технологической оснастки, номенклатура, количество и места установки которых определяются проектом на строительство скважины и уточняются в рабочем плане на спуск колонны.

2.7.15. Для цементирования обсадных колонн необходимо применять серийно выпускаемые тампонажные материалы.

Допускается применение сухих тампонажных смесей, прошедших приемочные испытания, изготавливаемых из компонентов на стационарных или передвижных смесительных установках.

2.7.16. Режим спуска обсадных колонн и гидравлическая программа цементирования должны рассчитываться и осуществляться таким образом, чтобы обеспечивать минимально возможную репрессию на продуктивные горизонты и не допускать осложнений, связанных с гидроразрывом пород и поглощением. В процессе цементирования должна обеспечиваться регистрация параметров, характеризующих этот процесс.

2.7.17. Выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом следующих требований:

тампонажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования;

рецептура тампонажного раствора подбирается по динамической температуре и давлению, ожидаемым в процессе цементирования в скважине, в интервале цементирования;

плотность тампонажного раствора должна быть, как правило, не ниже плотности бурового раствора. Ограничением верхнего предела плотности тампонажного раствора при прочих равных условиях является условие недопущения разрыва пород под действием гидродинамического давления в процессе цементирования.

2.7.18. Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионно-стойким к этим средам.

2.7.19. В целях сохранения природной проницаемости пористых и пористо-трещиноватых коллекторов необходимо применять тампонажные растворы с минимально возможной фильтрацией и общей минерализацией, приближающейся к минерализации бурового раствора, применявшегося при вскрытии этих горизонтов.

2.7.20. Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих цементированию этой колонны (температура, давление, начало и конец схватывания, загустевание, прочность и др.), запрещается.

2.7.21. Расчетная продолжительность цементирования колонны не должна превышать 75% от времени начала загустевания тампонажного раствора.

2.7.22. Спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по плану, составленному буровым предприятием и утвержденному в установленном порядке. К плану прилагаются исходные данные для расчета колонны, коэффициенты запаса прочности колонны, результаты расчета колонны и ее цементирования, анализа цемента, а также акт о готовности буровой установки к спуску колонны.

2.7.23. Перед подготовкой ствола скважины к спуску колонны должен быть произведен комплекс электрометрических работ и других исследований, необходимых для детального планирования процесса крепления.

2.7.24. Комплекс геофизических исследований для контроля качества крепления скважины должен обеспечить (после разработки такого метода):

контроль и регистрацию фактических диаметров и толщин стенок обсадной колонны;

контроль и регистрацию фактического положения элементов технологической оснастки спущенной колонны;

получение данных о распределении цемента за колонной;

выявление каналов и зазоров между цементом и колонной, цементом и породой при наличии перетоков;

выявление наличия газа и жидкости в заколонном пространстве.

2.7.25. Конструкция устья скважины и колонных головок должна обеспечивать:

подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на противовыбросовом оборудовании;

контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

возможность аварийного глушения скважины.

2.7.26. В процессе бурения промежуточная колонна должна периодически проверяться на износ для определения ее остаточной прочности и внесения при необходимости изменений в проект.

2.8. Испытание колонн на герметичность

2.8.1. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от устья до глубины 20—25 м, а в остальной части — буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси.

2.8.2. Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора водой. В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды.

2.8.2. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление

на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины.

2.8.4. Кондуктор и промежуточные колонны вместе с установленным на них противовыбросовым оборудованием после разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1—3 м повторно опрессовываются с закачкой на забой воды в объеме, обеспечивающем подъем ее на 10—20 м выше башмака.

Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности под башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования.

2.8.5. В газовых и газоконденсатных скважинах, в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором (200 $м^3/м^3$ и выше) и других скважинах с избыточным давлением на устье, превышающим 100 $кгс/см^2$, приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой опрессовывается инертным газом (азотом) на то же давление, что и при гидравлическом испытании.

2.8.6. Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны.

2.9. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования

2.9.1. На кондуктор и промежуточную колонну, при бурении ниже которых возможны газонефтеводопроявления, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается противовыбросовое оборудование. Обсадные колонны обвязываются между собой с помощью колонной головки.

Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

2.9.2. Противовыбросовое оборудование не устанавливается, когда вскрываемый скважиной разрез изучен и не имеет коллекторов или представлен коллекторами,

насыщенными водой с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое.

2.9.3. Выбор превенторной установки, манифольдов (линий дросселирования и глушения), станции гидроуправления, пульта дросселирования и трапно-факельной установки осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических условий для выполнения следующих технологических операций:

герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;

вымыва флюида из скважины по принятой технологии;

подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;

срезания бурильной колонны;

контроля за состоянием скважины во время глушения;

расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;

спуска или подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

2.9.4. При вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, с давлением, не превышающим гидростатическое, после спуска кондуктора или промежуточной колонны устье скважины должно оборудоваться двумя превенторами, в том числе одним универсальным.

2.9.5. Три или четыре превентора, в том числе один универсальный и один со срезающими плашками, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким давлением, а также при наличии сероводорода (с объемным содержанием до 6%).

Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 100 кгс/см² определяется буровым предприятием по согласованию с противофонтанной службой и органами госгортехнадзора исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.).

Примечание. Требование по установке превенторов со срезающими плашками вступает в силу после их серийного производства.

2.9.6. Четыре или пять превенторов, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

вскрытия пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более 6%, а также с наличием сероводорода до 6% и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^2;

вскрытия пластов на море;

использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья.

2.9.7. Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.

Длина линий должна быть:

для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м^3/м^3 — не менее 30 м;

для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м^3/м^3, газовых и разведочных скважин — не менее 100 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Для скважин, сооружаемых с насыпного основания, стационарных морских платформ и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться подрядчиком по согласованию с заказчиком, органами госгортехнадзора и противофонтанной службой.

2.9.8. На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 атм, устанавливается заводской блок с тремя регулируемыми дросселями — два с дистанционным и один с ручным управлением.

Во всех остальных случаях устанавливается не менее двух регулируемых дросселей с дистанционным управлением.

2.9.9. Установка сепаратора высокого давления в обвязку манифольда противовыбросового оборудования проводится в зависимости от конкретных условий и решается руководством предприятия при утверждении схемы обвязки и установки ПВО.

2.9.10. При вскрытии пластов с наличием сероводорода более 6% по объему в манифольдную линию противовыбросового оборудования включается трапно-факельная установка.

2.9.11. Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30% превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

2.9.12. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается буровым предприятием и утверждается вышестоящей организацией по согласованию с заказчиком, противофонтанной службой и органами госгортехнадзора.

2.9.13. Противовыбросовое оборудование должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки.

По согласованию с противофонтанной службой допускается применение отдельных деталей и узлов, изготовленных на базах производственного обслуживания предприятий в соответствии с утвержденными техническими условиями.

Изготовленные узлы и детали должны иметь паспорта.

2.9.14. Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты.

Основной пульт управления — на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный — непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных или газонефтеводопроявляющихся пластов.

2.9.15. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов устанавливаются в легкодоступном месте.

2.9.16. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два ша-

ровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, сероводородсодержащих пластов, а также при бурении скважин на море на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй — между рабочей трубой и бурильной колонной, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй — резервным.

2.9.17. Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте, а после ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, — на пробное давление.

Превентор со срезающими плашками должен быть опрессован на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора проверена путем открытия и закрытия плашек.

Результаты опрессовки оформляются актом.

2.9.18. После монтажа превенторной установки или спуска очередной обсадной колонны, в том числе потайной, до разбуривания цементного стакана превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой или азотом на давление опрессовки обсадной колонны.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

50 кгс/см^2 — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 210 кгс/см^2;

100 кгс/см^2 — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см^2.

2.9.19. После монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца дальнейшее бурение скважины может быть продолжено только с разрешения представителя противофонтанной службы.

2.9.20. Плашечные превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровым предприятием.

2.9.21. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны.

2.9.22. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб.

Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

2.9.23. При разноразмерном инструменте на мостках необходимо иметь специальную опрессованную бурильную трубу, окрашенную в красный цвет, с переводником и шаровым краном по диаметру и прочностной характеристике соответствующей верхней секции используемой бурильной колонны.

2.9.24. Перед спуском обсадной колонны при вскрытых пластах с возможным газонефтеводопроявлением плашки одного из превенторов должны соответствовать диаметру спускаемой колонны. На мостках должна находиться бурильная труба с переводником и шаровым краном.

2.9.25. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил.

2.9.26. Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемный жолоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

2.10. Буровые растворы

2.10.1. Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов.

2.10.2. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

2.10.2.1. Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в табл. 2 с учетом глубины скважины и аномальности пластового давления.

Таблица 2

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия), кгс/см²	
	для нефтеводонасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
⩽1000	10,0	15,0
1001—2500	15,0	20,0
2501—4500	20,0	22,5
⩾4501	25,0	27,0

К указанному в табл. 2 значению репрессии добавляется величина произведения $A \cdot K_{ан}$, где A — коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при спуско-подъемных операциях; $K_{ан}$ — коэффициент аномальности пластового давления (проектного или фактического) по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 г/см³. При диаметре ствола скважины $d \leqslant 215{,}9$ мм $A=5$, при $d>215{,}9$ мм $A=3$.

Пример расчета суммарной репрессии

В интервале 4000—5000 м диаметр ствола скважины 165 мм, вскрывается газонасыщенный горизонт с коэффициентом аномальности $K_{ан}=1{,}8$, тогда суммарная репрессия будет:

$$P=22{,}5+(1{,}8\times 5)=31{,}5\sim 32 \text{ кгс/см}^2,$$

где P — дополнительное давление на пласт (суммарная репрессия).

Примечание. Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях равно гидростатическому давлению столба воды плотностью 1 г/см³ от кровли пласта до поверхности. Аномальные пластовые давления характеризуются любым отклонением от нормального.

2.10.2.2. Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

2.10.3. В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и солями, склонными в процессе бурения к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химсостав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины.

Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10—15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением указанных пород), если это не вызывает угрозу течения, осыней, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлениям.

Пример расчета плотности бурового раствора

В интервале 3500—4000 м залегают глины с коэффициентом аномальности порового давления $K_{ан}=1{,}6$.

Вскрытие глины планируется с депрессией на стенки скважины, равной 12% скелетных напряжений.

Поровое давление на глубине 4000 м:

$$P_{пор}=1{,}6\times0{,}1\times4000=640 \text{ кгс/см}^2.$$

Горное давление на глубине 4000 м:

$$P_{гор}=0{,}1\times2{,}3\times4000=920 \text{ кгс/см}^2.$$

Скелетное напряжение:

$$\rho=P_{гор}-P_{пор}=920-640=280 \text{ кгс/см}^2.$$

Отсюда 12% от ρ составляет 34 кгс/см², тогда проектная плотность бурового раствора будет:

$$\gamma=\frac{(640-34)\times10}{4000}=1{,}51 \text{ г/см}^3.$$

Если при выбранных значениях плотности бурового раствора наблюдаются посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение плотности раствора следует подобрать путем ступенчатого ее повышения.

2.10.4. По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика допускаются отклонения от

требований п. 2.10.2 настоящих Правил в случае поглощения бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции), вскрытия коллекторов при забойном давлении, приближающемся к пластовому. Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по специальному плану с комплексом мероприятий по предотвращению газонефтеводопроявлений, согласованному с противофонтанной службой.

2.10.5. Не допускается превышение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см^3 от установленной проектом.

2.10.6. Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора разрабатываются научно-исследовательскими организациями или лабораториями объединений. а контролируются лабораториями буровых предприятий на основе регламентов.

Обработка бурового раствора химическими реагентами и утяжелителем проводится в соответствии с разработанной рецептурой и регистрируется в журнале контроля параметров бурового раствора.

Перед добавлением в утяжеленный буровой раствор нефти, смазывающих добавок и поверхностно-активных веществ следует проводить лабораторную оценку нефтесмачиваемости и флокуляции применяемого барита.

При флокуляции барита необходимо провести предварительную обработку раствора гидрофилизирующими реагентами.

2.10.7. В процессе бурения и промывки скважины свойства бурового раствора должны контролироваться с периодичностью, установленной буровым предприятием для данной площади (месторождения).

2.10.8. Показатели свойств бурового раствора не реже одного раза в неделю должны контролироваться лабораторией бурового предприятия с выдачей начальнику буровой (буровому мастеру) результатов и рекомендаций по приведению параметров раствора к указанным в проекте.

2.10.9. Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким давлением при возобновлении промывки скважины после спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности и вязкости, газосодержания буро-

вого раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

2.10.10. При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

2.10.11. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.

2.10.12. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.

2.10.13. При применении эмульсионных, ингибированных и недиспергирующих полимерных буровых растворов, растворов на нефтяной основе и др. контроль показателей свойств, характерных для каждого специального раствора, и их регулирование проводятся согласно инструкциям по применению.

2.10.14. Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на строительство скважины, в последовательности: скважина — блок грубой очистки (вибросито) — дегазатор — блок тонкой очистки (песко- и илоотделитель) — блок регулирования твердой фазы (гидроциклонные глиноотделители, центрифуга).

2.10.15. При применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды у ротора, блока приготовления раствора, вибросит и в насосном помещении, а при появлении загазованности — приниматься меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/см^3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

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

2.11. Спуско-подъемные операции

2.11.1. Введение спуско-подъемных операций должно осуществляться с применением различных механизмов и инструментов в соответствии с инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

2.11.2. Скорости спуско-подъемных операций регламентируются проектом с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. При отклонении реологических свойств бурового раствора от проектных необходимо внести коррективы в регламент по скорости спуско-подъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

2.11.3. Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину.

Режим долива устанавливается проектом. Он может быть как непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, так и периодическим с опорожнением скважины на безопасно допустимую глубину.

Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

2.11.4. Объемы вытесняемого из скважины при пуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб с учетом налипшей пленки бурового раствора на их внутренней поверхности.

При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) бурового раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

2.11.5. При подъеме бурильной колонны наружная поверхность труб должна очищаться от пленки бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

2.11.6. Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.

При невозможности устранить сифон (зашламленность турбобура, другие причины) подъем труб следует

проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.

2.11.7. При появлении посадок во время спуска бурильной колонны следует произвести промывку и проработку ствола скважины в этих интервалах.

2.11.8. Во время перерыва при спуско-подъемных операциях необходимо на устье устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.

2.11.9. Свечи бурильных и утяжеленных бурильных труб, устанавливаемые в вышке, должны страховаться от падения.

2.11.10. При отсутствии или неисправности ограничителя подъема талевого блока под кронблок, ограничителя нагрузки на вышку или талевую систему, неисправности оборудования, инструмента, а также неполном составе вахты, скорости ветра более 15 м/с и потери видимости при тумане и снегопаде проводить спуско-подъемные операции запрещается.

2.11.11. Раскреплять резьбовые соединения свечей бурильных труб и других элементов компоновки бурильной колонны при помощи ротора запрещается.

2.11.12. Буровая бригада ежесменно должна проводить профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедки, талевого блока, крюка, крюко-блока, вертлюга, штропов, талевого каната и устройств для его крепления, элеваторов, спайдеров, предохранительных устройств, блокировок и др.).

2.11.13. При спуско-подъемных операциях запрещается:

находиться в радиусе (зоне) действия машинных ключей, рабочих и страховых канатов;

пользоваться перевернутым элеватором при перемещении бурильных (обсадных) труб в зоне рабочей площадки буровой и приемного моста;

подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их обратно без использования специальных приспособлений;

находиться персоналу на столе ротора при работе талевой системы и работе круговым ключом.

2.11.14. На пульте управления бурильщика должна быть блокировка, исключающая возможность включения привода ротора при поднятых клиньях.

2.11.15. При подъеме ненагруженного элеватора, а также при отрыве (снятии с ротора) колонны бурильных и обсадных труб раскачивание талевой системы не допускается.

2.11.16. Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных (обсадных) труб разрешается только после посадки их на клинья или элеватор.

2.11.17. При применении пневмораскрепителя необходимо, чтобы натяжной канат и ключ располагались в одной горизонтальной плоскости. Канат должен крепиться к выходу пневмораскрепителя канатной втулкой, заплеткой или тремя зажимами. Работа пневмораскрепителя без направляющего поворотного ролика запрещается.

2.12. Компоновка и эксплуатация бурильных колонн

2.12.1. Типы и размеры бурильных труб для строительства скважины выбираются с учетом соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн, долот и утяжеленных бурильных труб.

2.12.2. Расчет бурильной колонны на прочность проводится в зависимости от способа бурения и состояния ствола на все виды деформаций в соответствии с требованиями инструкции по расчету бурильных колонн.

Запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгиба должны быть для роторного бурения не менее 1,5, для турбинного бурения — 1,4.

Запас прочности бурильной колонны (по текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15.

2.12.3. Комплектация, эксплуатация и ремонт бурильных, утяжеленных, ведущих труб и переводников должны регламентироваться инструкцией по эксплуатации бурильных труб с учетом особенностей региона их применения.

2.12.4. Отработка бурильных труб проводится комплектами. Каждая труба комплекта должна иметь маркировку, выполненную на трубной базе (площадке) и включающую номер комплекта и номер трубы в комп-

лекте. Применение труб, не имеющих маркировки, запрещается.

2.12.5. Паспорта на бурильные трубы (комплекты), ведущие, утяжеленные трубы, переводники и опорно-центрирующие элементы бурильной колонны выписываются до начала работы бурильного инструмента и заполняются в течение всего срока эксплуатации до списания.

2.12.6. Для исключения обоюдного истирания бурильной и обсадной колонн в процессе бурения необходимо устанавливать на бурильные трубы и ведущую трубу протекторы в обсаженной части ствола скважины.

2.12.7. При спуско-подъемных операциях свинчивание свечей (труб) должно проводиться с обязательным применением специальной смазки.

2.12.8. Свинчивание замковых резьб бурильных, ведущих, утяжеленных труб, переводников и элементов компоновки низа бурильной колонны проводится в соответствии с рекомендуемыми величинами моментов.

2.12.9. Трубы, находящиеся в эксплуатации, должны контролироваться (включая неразрушающий метод и гидроопрессовку), а также своевременно ремонтироваться в порядке, установленном буровым предприятием.

2.12.10. Буровым предприятиям отдельного региона необходимо иметь комплект бурильных труб с левым направлением резьбы для аварийных работ. Комплект по длине и прочностным характеристикам должен соответствовать максимальной глубине скважин данного региона.

2.13. Освоение и испытание скважин после бурения

2.13.1. Испытание разведочных и эксплуатационных скважин после бурения проводится с целью определения гидродинамических характеристик коллекторов, оптимального режима эксплуатации, оценки промышленных запасов нефти и газа, определения оптимальных дебитов и составления проекта разработки месторождения.

2.13.2. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту и требованиям охраны недр;

эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой;

установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья, сепаратора и емкостей запрещается.

2.13.3. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано превенторной установкой по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором с плотностью, отвечающей требованиям п. 2.10.2 настоящих Правил.

Перед спуском заряженного перфоратора в скважину спускают шаблон с глубинным манометром для проверки проходимости приборов и уточнения давления в зоне перфорации.

2.13.4. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

2.13.5. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки — на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

2.13.6. Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;

сохранение скелета пласта в призабойной зоне;

предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой «шапки»;

термогидрогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геолого-физических параметров;

сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;

предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;

охрану недр и окружающей среды.

2.13.7. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементной оболочки обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается гео-

лого-технической службой совместно с лабораторией научно-исследовательского и проектного института в процессе испытания.

2.13.8. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,50—0,60 г/см^3;

использования пенных систем.

2.13.9. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне нагнетанием воздуха запрещается. Для этой цели должен использоваться инертный газ.

2.13.10. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье допускаются только с применением лубрикаторов, параметры которых должны соответствовать условиям работы скважины. Лубрикатор опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

2.13.11. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение. План утверждается главным инженером и главным геологом бурового предприятия и согласовывается с заказчиком. На скважинах с аномально высоким пластовым давлением план согласовывается и с противофонтанной службой.

2.13.12. О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

2.14. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений

2.14.1. Буровые предприятия совместно с проектными организациями должны разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений.

2.14.2. В целях предупреждения аварий с бурильной колонной необходимо:

принять меры по снижению вибрации колонны бурильных труб, используя для этой цели наддолотные амортизаторы или внося изменения в компоновку низа бурильной колонны и режим работы породоразрушающего инструмента;

в процессе первого долбления измененной компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) тщательно проработать открытый ствол с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола;

производить изменения способа бурения после тщательной подготовки ствола скважины, колонны бурильных труб, породоразрушающего инструмента, оборудования и контрольно-измерительных приборов;

определять момент подъема долота по показателям механического каротажа и показаниям контрольно-измерительных приборов;

для плавного снижения жесткости КНБК составлять низ колонны из УБТ разных диаметров;

определять длину УБТ установленной нагрузкой на долото, исходя из расчета передачи на долото 75% его веса.

2.14.3. Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо провести:

обучение членов буровой бригады практическим действиям по ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов согласно типовой Инструкции по действию членов буровой вахты при газонефтеводопроявлении;

учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием по согласованию с противофонтанной службой.

2.14.4. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями не допускаются ИТР, не прошедшие в течение пяти лет переподготовки в специализированных учебно-курсовых комбинатах по курсу «Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

2.14.15. При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противофонтанной службы и действовать в соответствии с инструкцией по ликвидации проявления.

2.14.6. При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пластов давлением газа, нефти (после вызова притока), а также против проницаемых непродуктивных пластов.

2.14.7. Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке. Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

2.14.8. Работы на устье фонтанирующей скважины должны проводиться силами противофонтанной службы, а вспомогательные работы — членами буровой бригады, прошедшими специальный инструктаж.

2.14.9. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса буровых предприятий и противофонтанных служб.

Дислокация складов и перечень их оснащенности определяются Положением о складах аварийного запаса.

2.14.10. К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Особенно тщательно следует контролировать объем доливаемого бурового раствора, сопоставляя его с объемом поднимаемого металла труб.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м^3 бурового раствора от контрольной величины.

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непрерывном контроле объема вытесняемого бурового раствора.

2.14.11. Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, заказчиком и противофонтанной службой.

2.14.12. При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию бурильной колонны следует про-

водить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением специальных мер безопасности.

2.14.13. При проходке пород, склонных к текучести, алмазным долотом необходимо периодически (не реже чем через 2 сут) проводить профилактический подъем долота выше кровли этих отложений.

2.14.14. При длительных остановках или простоях скважин со вскрытыми, склонными к текучести породами бурильный инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны; периодически следует проводить проработку открытого ствола до забоя. Периодичность определяется технологической службой бурового предприятия.

2.14.15. Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры и т. п.) следует проводить по специальному плану, согласованному с геофизическим предприятием.

2.14.16. Перед спуском в скважину аварийного инструмента должен быть подготовлен эскиз компоновки с указанием необходимых размеров.

2.14.17. Для разбуривания внутренних деталей муфт ступенчатого цементирования, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять долота без боковой армировки с твердыми штыревыми вставками или со срезанными периферийными зубьями; в случае необходимости интервал установки муфты ступенчатого цементирования или стыковочного устройства может быть дополнительно проработан полномерным плоскодонным фрезером без боковой армировки.

2.15. Особенности строительства и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород

2.15.1. Технология строительства скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) должна определяться мерзлотными и климатическими условиями данной территории. Вводу площадей в бурение должно предшествовать создание детальных мерзлотных карт, на которых отражены поверхностные усло-

вия всего разреза ММП. Территория месторождения разбивается на участки с однотипными параметрами ММП.

2.15.2. Заложение глубоких разведочных и эксплуатационных скважин должно осуществляться в основном на площадках с талыми и мерзлыми породами, не подверженными просадкам и деформациям, и базироваться на основе данных о мерзлотной обстановке, отраженной на региональных и детальных геокриологических картах данной площадки, составленных по материалам исследований в режимных и мерзлотных скважинах, вскрывших весь интервал мерзлоты.

2.15.3. Не допускается нарушение равновесного состояния тундры (поверхностного покрова, образование термокарстов, загрязнение окружающей среды). Отсыпка площадки под буровую установку высотой не менее 0,5 м проводится только в зимнее время при глубине замерзания почвы не менее 0,3—0,4 м. Дальнейшая отсыпка до проектной отметки допускается в летнее время.

2.15.4. Основания буровой установки должны предотвращать растепление и усадку пород за счет сохранения поверхностного покрова, отсыпки гравийной площадки, тепло- и гидроизоляции грунтов, устройства свайных фундаментов под тяжелое оборудование.

2.15.5. Конструкция скважин должна обеспечивать надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации за счет применения соответствующих технических средств и технологических решений.

2.15.6. Бурение ствола под направление до глубины 20—30 м необходимо вести преимущественно без промывки водными растворами с целью предупреждения кавернообразования и растепления пород. Сформированный ствол скважины следует закреплять направлением с цементным раствором соответствующего состава.

2.15.7. Кондуктор должен перекрывать толщу неустойчивых при протаивании пород криолитозоны. Башмак необходимо располагать ниже этих пород не менее чем на 50 м в устойчивых отложениях.

2.15.8. Для бурения скважин в зоне распространения ММП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду.

2.15.9. Для предупреждения кавернообразования в интервалах ММП в качестве промывочных агентов сле-

дует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы, продувку забоя воздухом или пенами, а также долота диаметром меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения.

2.15.10. Тепловой режим бурения в интервалах ММП, а также такие показатели бурового раствора, как температура, вязкость, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации и плотность, должны обеспечивать снижение разупрочняющего воздействия на приствольную зону. Перечисленные показатели должны контролироваться и поддерживаться в оптимальных пределах.

2.15.11. В процессе бурения ММП нужно постоянно контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе. При ее существенном увеличении необходимо провести обработку раствора и привести его показатели к значениям, обеспечивающим предупреждение кавернообразования.

2.15.12. Бурение наклонно направленного ствола допускается только в относительно устойчивых ММП, что должно быть обосновано в проекте.

2.15.13. Для цементирования обсадных колонн применяется цемент для «холодных» скважин, а в качестве ускорителя схватывания, как правило, водный раствор хлористого кальция.

2.15.14. Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8—10° С для обеспечения его ускоренного схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.

2.15.15. Для предупреждения замерзания в качестве буферной жидкости следует использовать незамерзающие жидкости.

2.15.16. Набор мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных газопроявлений в скважинах в случае длительных их простоев после окончания бурения или в период эксплуатации зависит от предполагаемого срока простоя (времени обратного промерзания) и наличия в заколонном и межколонном пространствах замерзающей жидкости. Перечень мероприятий разрабатывается предприятием — исполнителем работ по согласованию с добывающим предприятием, противофонтанной службой и органами госгортехнадзора. При отсутствии замерзающей жидкости в крепи скважин в перечень могут входить оснащение их комплексом забой-

ного оборудования, включая клапаны-отсекатели или глухие пробки, а при наличии в крепи замерзающих жидкостей — периодический контроль температуры крепи глубинными термометрами. В случае падения ее до опасных значений необходимо обеспечить периодические прогревы крепи прокачкой подогретой жидкости или отборами газа либо (при длительной консервации) проведение управляемого замораживания без перфорации.

2.15.17. Работы по вызову притока могут быть начаты только после обследования состояния скважины глубинными приборами (калибратором, термометром, манометром), установления их проходимости по всему стволу и прогрева крепи в интервале ММП прокачкой подогретой жидкости через спущенные НКТ.

3. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Общие положения

3.1.1. Объекты добычи нефти и газа должны быть классифицированы по категориям взрывопожароопасности, а также токсичности добываемого и транспортируемого продукта.

3.1.2. Для проектируемых и реконструируемых объектов делается оценка энергетического уровня (теплового, ударного, токсичного) воздействия на персонал и окружающую среду в случае аварийной ситуации.

На основании этой оценки устанавливается зона возможного риска объекта, определяются уровень автоматизации технологических процессов и технических средств защиты, а также необходимые защитные зоны.

Категорийность объектов по указанным показателям определяется проектной организацией в соответствии с действующими нормативными документами и отражается в проектах.

3.1.3. На каждый технологический процесс проектной организацией должен составляться, а нефтегазодобывающим предприятием утверждаться технологический регламент, который уточняется после пусконаладочных работ.

3.1.4. Все отказы, неполадки, нарушения технологического регламента регистрируются и вносятся в банк данных предприятия. Учету также подлежат утечки (разливы) нефти и конденсата объемом более 1 м^3.

3.2. Проектирование обустройства нефтяных и газовых месторождений

3.2.1. Проект обустройства нефтяного и газового месторождения должен пройти независимую экспертизу и обеспечивать использование современной технологии и защиту обслуживающего персонала и населения от последствий возможных аварий. В проекте должна быть приведена сравнительная оценка выбранных технологических параметров с лучшими мировыми аналогами по степени риска.

Проект должен предусматривать:

максимальную автоматизацию объектов, исключающую необходимость постоянного пребывания персонала на объекте и обеспечивающую полноту сбора информации о его работе в пунктах управления технологическим процессом;

систему неразрушающего (в том числе дистанционного) контроля несущих конструкций и антикоррозионной защиты оборудования и трубопроводов;

многоуровневую систему блокировок и предохранительных устройств, срабатывающих при возникновении аварийных ситуаций;

выполнение расчетов с оценкой степени риска, категории взрывопожароопасности и токсичности объекта;

составление плана действия персонала в аварийной ситуации на каждом объекте;

герметизированную систему сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов;

резервы технологического, энергетического оборудования, а также запасы воды, топлива, химреагентов, обеспечивающие локализацию аварий, пожара, загазованности и восстановление устойчивой работы объектов.

3.3. Оборудование, аппаратура, технологические процессы

3.3.1. Материал оборудования должен соответствовать добываемому продукту, давлению, температуре и климатическим условиям.

3.3.2. Газокомпрессорные станции газлифтной эксплуатации должны быть оборудованы:

приборами контроля за технологическими параметрами (давление, расход, температура и др.) транспортируемого продукта;

системой приборов по диагностике компрессорного оборудования (вибрация, температура подшипников и др.);

системой контроля воздушной среды в помещении компрессорной;

системой вентиляции;

блокировками остановки компрессора при нарушении технологических параметров, недопустимом состоянии агрегатов компрессора, воздушной среды, неисправности вентиляционной системы;

пультами управления в компрессорном помещении и в операторном зале;

вычислительной техникой по регулировке работы компрессора в заданных параметрах;

системой радио- и телефонной связи, пожаротушения.

3.3.3. Помещение насосной по перекачке нефти должно быть оборудовано системой контроля воздушной среды, сблокированной с приточно-вытяжной вентиляцией.

3.3.4. На нагнетательной линии поршневого насоса до запорного устройства должен быть установлен обратный и предохранительный клапаны, а на нагнетательной линии центробежного насоса — обратный клапан.

3.3.5. Для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей с вредными веществами необходимо применять бессальниковые насосы, исключающие пропуск продукта.

3.3.6. В диспетчерский пункт из насосной станции должны быть выведены приборы, позволяющие регистрировать:

давление, расход и температуру перекачиваемой среды;

состояние воздушной среды в помещении;

состояние насоса.

3.3.7. Передвижные насосные агрегаты, предназначенные для работы на скважинах, должны иметь пульт управления технологическим процессом с приводом для перекрытия запорной арматуры, снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь показывающие и записывающие приборы, а также переговорные

устройства для связи с параллельно работающими агрегатами и обслуживающим персоналом.

3.3.8. Агрегаты для ремонта скважин должны быть максимально механизированы, автоматизированы и иметь пульт управления в специальной кабине.

3.3.9. Скважины, эксплуатируемые с использованием насосных установок, должны оборудоваться забойными клапанами-отсекателями, позволяющими заменять скважинное оборудование без глушения.

При невозможности установки клапана-отсекателя или его отказе скважина перед ремонтом должна быть заглушена технологической жидкостью, не содержащей твердых взвесей и не ухудшающей фильтрационные свойства призабойной зоны.

3.3.10. Устье скважины должно быть оборудовано арматурой с манифольдом для выпуска газа из затрубного пространства в выкидную линию через обратный клапан и разрядки затрубного пространства, а также глушения скважины и проведения исследовательских работ.

3.3.11. Система автоматизации, защиты и управления стационарными установками и скважинами должна иметь выход на диспетчерский пункт нефтепромысла.

3.3.12. Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии, а их работоспособность проверяться не реже одного раза в месяц.

3.3.13. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении.

3.3.14. Оборудование, инструмент и аппаратура должны эксплуатироваться в соответствии с руководством по эксплуатации.

3.4. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин

3.4.1. Схемы монтажа колонной головки и фонтанной арматуры должны обеспечивать герметизацию трубного, затрубного и межтрубного пространств, возможность отбора проб нефти и газа, проведения исследований и глушения скважины.

3.4.2. Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному, ожидаемому на устье

скважины, но быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны.

3.4.3. Опрессовку фонтанной арматуры в собранном виде до установки на устье следует производить на пробное давление, предусмотренное паспортом, а после установки на устье скважины — на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

3.4.4. В случае производства работ (разрыв пласта, кислотные обработки, различные заливки и т. д.), требующих давлений, превышающих допустимые, необходимо устанавливать на устье специальные головки, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера.

3.4.5. Фонтанная арматура должна оснащаться заводом-изготовителем регулируемыми дросселями с ручным, а по требованию заказчика с дистанционным управлением.

3.4.6. При эксплуатации скважины с температурой на устье свыше 200° С должна применяться соответствующая фонтанная арматура, конструкция и термостойкость которой обеспечивают безопасность технологического процесса и обслуживающего персонала.

3.4.7. Фонтанные скважины с дебитом 400 т/сут нефти или 500 тыс. м³/сут газа и более, расположенные на расстоянии менее 500 м от населенного пункта, оснащаются внутрискважинным оборудованием (пакер и клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, станция управления и др.).

3.4.8. В процессе эксплуатации скважины клапан-отсекатель должен периодически проверяться на срабатывание в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Установка клапана-отсекателя и проверка его на срабатывание должны оформляться актом.

3.4.9. На выкидных линиях и манифольдах скважин, работающих с температурой рабочего тела 80° С и более, необходимо устанавливать температурные компенсаторы.

3.4.10. Устье фонтанной скважины должно быть оборудовано шахтным колодцем и приспособлениями для контроля межколонных давлений с возможностью проведения технологических операций.

3.4.11. Фонтанная арматура должна быть оснащена запорной арматурой с дистанционным и ручным управлением, иметь возможность замены манометров.

3.4.12. Устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются.

3.4.13. После монтажа манифольда и соединения его с отводами фонтанной арматуры и трубной головки система опрессовывается водой на рабочее давление.

3.4.14. Станцию управления фонтанной арматурой газлифтной скважины следует устанавливать на расстоянии 30—35 м от устья в специальном помещении, надежно укреплять и заземлять. Температура в помещении должна обеспечивать безотказную работу станции.

3.4.15. Воздухопроводы, соединяющие станцию управления с фонтанной арматурой, и кабели должны быть уложены в траншеи, герметизированные от попадания осадков и скопления агрессивных сред.

При отсутствии возможности строительства траншей следует прокладывать воздухопроводы и кабели на стойках высотой 40 см от уровня земли или зеркала воды.

3.4.16. Перевод скважины на газлифтную эксплуатацию должен осуществляться в соответствии с проектом и планом, утвержденным нефтегазодобывающим предприятием.

3.4.17. Перед переводом скважины на газлифтную эксплуатацию эксплуатационная колонна, устьевое оборудование и насосно-компрессорные трубы должны быть опрессованы на максимальное (пусковое) давление и проверены на плотность.

3.4.18. Для обвязки скважины и аппаратуры, а также для газопроводов при фонтанной и газлифтной эксплуатации должны использоваться бесшовные стальные трубы, соединенные сваркой. Фланцевые соединения допускаются только в местах установки задвижек и другой арматуры.

3.4.19. Газораспределительные трубопроводы после монтажа должны быть продуты сжатым воздухом, опрессованы водой на давление, на 25% превышающее максимальное рабочее.

Устье газлифтной скважины должно быть оборудовано арматурой с манифольдом, имеющим продувочные линии с выводом на свечу, удаленную не менее чем на 20 м. На манифольде устанавливается обратный клапан.

3.4.20. Подготовка рабочего агента (газа) при газлифтной эксплуатации должна предусматривать его осушку от водяных паров до точки росы: —10° С для южных районов и —20° С для средних и северных широт.

3.4.21. Рабочий агент должен подаваться в газопровод высокого давления осушенным.

3.4.22. Подогрев рабочего агента (газа) для газлифтной эксплуатации допускается в исключительных случаях и должен при этом осуществляться специальными нагревателями, предусмотренными проектом.

3.4.23. При ликвидации гидратных пробок давление в газопроводе следует снизить до атмосферного, а подогрев этих участков осуществлять паром.

3.4.24. Для измерения давления в фонтанной арматуре и газопроводах устанавливаются манометры с трехходовым краном.

Газораспределительные батареи должны иметь приборы автоматического распределения рабочего агента по скважинам с выходом системы управления на диспетчерский пункт.

3.4.25. В процессе работы компрессорной станции газлифтной системы необходимо проводить:

ежемесячный осмотр всех технологических трубопроводов, сепараторов, емкостей, запорно-регулирующей арматуры с записью результатов в вахтовом журнале;

контроль работоспособности систем пожаротушения, осушки газа, освещения, вентиляции и аварийной сигнализации, молниезащиты, защиты от статического электричества, связи и телемеханики по утвержденному графику.

3.5. Эксплуатация скважин штанговыми насосами

3.5.1. Устье скважины должно быть оборудовано арматурой и устройством для герметизации штока.

3.5.2. Обвязка устья периодически фонтанирующей скважины должна позволять выпуск газа из затрубного пространства в выкидную линию через обратный клапан и смену набивки сальника штока при наличии давления в скважине.

3.5.3. До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины

с автоматическим, дистанционным или ручным пуском электродвигатель должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешиваться плакат: «Не включать, работают люди».

3.5.4. На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте должны быть укреплены плакаты с надписью: «Внимание! Пуск автоматический». Такая же надпись должна быть и на пусковом устройстве.

3.5.5. Системы замера дебита скважин, пуска, остановки и нагрузок на полированный шток (головку балансира) должны иметь выход на диспетчерский пункт.

3.6. Эксплуатация скважин центробежными, диафрагменными, винтовыми, погружными электронасосами

3.6.1. Устье скважины оборудуется в соответствии с требованиями п. 3.3.10 настоящих Правил. Проходное отверстие для силового кабеля в устьевой арматуре должно иметь герметичное уплотнение.

3.6.2. Силовой кабель должен быть проложен от станции управления к устью скважины в траншее или на специальных стойках-опорах.

3.6.3. Разрабатываемые установки погружных электронасосов необходимо оснащать датчиками для получения информации на станции управления о давлении на приеме насоса и температуре масла в электродвигателе.

3.6.4. Монтаж и демонтаж наземного электрооборудования электронасосов, осмотр, ремонт и их наладку должен проводить электротехнический персонал.

3.6.5. Кабельный ролик должен подвешиваться на кронштейне при помощи цепи или на специальной канатной подвеске.

3.6.6. Кабель, пропущенный через ролик, при спускоподъемных операциях не должен касаться элементов конструкции грузоподъемных механизмов и земли.

3.6.7. При свинчивании и развинчивании труб кабель следует отводить за пределы рабочей зоны с таким расчетом, чтобы он не был помехой работающему персоналу.

3.6.8. Скорость спуска (подъема) погружного оборудования в скважину не должна превышать 0,25 м/с.

3.6.9. Намотка и размотка кабеля на барабан долж-

ны быть механизированы. Витки кабеля должны укладываться на барабан правильными рядами.

3.6.10. При ремонте скважины барабан с кабелем следует устанавливать так, чтобы барабан, кабельный ролик и устье скважины находились в одной вертикальной плоскости.

3.6.11. Ствол скважины, в которую погружной электронасос спускается впервые, а также при смене типоразмера насоса, должен быть проверен шаблоном в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации погружного электронасоса.

3.6.12. Устье скважины, эксплуатирующейся винтовым погружным насосом, должно иметь сальниковое устройство для уплотнения вала, передающего крутящий момент от редуктора к колонне насосных штанг.

3.6.13. Системы замера дебита скважины, пуска, остановки и показания нагрузки электродвигателя должны иметь выход на диспетчерский пункт нефтепромысла.

3.7. Эксплуатация скважин гидропоршневыми и струйными насосами

3.7.1. Помещение технологического блока установки должно иметь:

принудительную вентиляцию, обеспечивающую восьмикратный воздухообмен по полному внутреннему объему помещения в течение часа, с автоматическим включением и отключением в зависимости от состояния воздушной среды;

не менее двух выходов;

температуру в блоках не ниже 5° С, уровень шума не более 85 дБЛ, скорость вибрации не более 2 мм/с.

3.7.2. При использовании в качестве рабочей жидкости продукции скважины установка должна быть оборудована системой автоматического объемного газового пожаротушения.

3.7.3. Перед входом в помещение технологического блока необходимо:

проверить загазованность помещения и состояние системы вентиляции;

включить освещение;

переключить систему газового пожаротушения с режима автоматического пуска на ручной.

3.7.4. При возникновении в блоке пожара необходимо покинуть помещение, закрыть все двери и включить кнопкой, расположенной у входной двери, систему автоматического пожаротушения.

После выхода необходимо переключить систему пожаротушения на автоматический пуск.

3.7.5. Перед спуском пакера эксплуатационная колонна должна быть прошаблонирована, при необходимости прорайбирована, промыта до забоя и опрессована.

3.7.6. Извлечение гидропоршневого насоса, скребка и другого оборудования должно производиться с применением специального лубрикатора, имеющегося в комплекте установки.

3.7.7. Монтаж и демонтаж лубрикатора необходимо производить при помощи канатной техники и мачты при закрытой центральной задвижке с соблюдением руководства на проведение работ данного вида.

3.7.8. При установке и снятии лубрикатора с гидропоршневым насосом следует принять меры предосторожности для предупреждения его выпадения из лубрикатора.

3.7.9. Каждая нагнетательная линия должна быть оборудована манометром и регулятором расхода рабочей жидкости.

3.7.10. Силовые насосы должны быть оборудованы электроконтактными и показывающими манометрами, а также предохранительными клапанами. Отвод от предохранительного клапана силового насоса должен быть соединен с приемом насоса.

3.7.11. Исправность системы автоматики и предохранительных устройств проверяется в сроки, установленные инструкцией по эксплуатации.

3.7.12. Перед спуском нагнетательные трубопроводы системы должны быть испытаны на полуторакратное рабочее давление.

3.7.13. Силовая установка запускается в работу после проверки исправности систем автоматики при открытых запорных устройствах на линиях всасывания, нагнетания и перепуска рабочей жидкости силового насоса. Давление в напорной системе создается после установления нормального режима работы наземного оборудования.

3.7.14. При остановке силового насоса давление в нагнетательном трубопроводе должно быть снижено до атмосферного.

3.7.15. Система замера дебита скважин, показания работы силовых насосов должны иметь выход на диспетчерский пункт.

3.8. Исследование скважин

3.8.1. Периодичность и объем исследований эксплуатационных скважин устанавливаются на основании утвержденных регламентов, определенных в соответствии с проектом разработки данного месторождения.

3.8.2. Спуск глубинных приборов и инструментов канатной техники должен осуществляться только при установленном на устье скважины лубрикаторе с превентором.

3.8.3. Спуско-подъемные операции и все работы с использованием инструмента канатной техники следует проводить с применением гидрофицированной лебедки, позволяющей обеспечить вращение барабана с канатом в любых желаемых диапазонах скоростей и с фиксированной нагрузкой на канат (проволоку).

3.8.4. Через каждые пять—шесть исследований лубрикатор должен опрессовываться на полуторакратное давление, отвечающее его паспортной характеристике.

3.8.5. После установки лубрикатора необходимо проверить его на герметичность постепенным повышением давления продукции скважины.

3.8.6. Проволока, применяемая для глубинных исследований, должна быть цельной, без скруток, обработанной ингибитором коррозии для работы в среде с наличием сероводорода.

3.8.7. Лубрикаторная установка для исследования скважин должна подвергаться техническому освидетельствованию. Гидравлические испытания установки обязательны после каждого ремонта или монтажа установки на новом месте.

3.8.8. Скважины, подключенные к установкам комплексной подготовки газа, должны исследоваться с использованием контрольного сепаратора без выброса и сжигания газа в атмосфере.

3.8.9. Исследование разведочных и эксплуатационных скважин в случае отсутствия утилизации жидкого продукта запрещается.

3.9. Эксплуатация нагнетательных скважин

3.9.1. Арматура устья нагнетательной скважины должна выбираться в зависимости от максимального ожидаемого давления нагнетания.

3.9.2. Все нагнетательные скважины независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента должны оборудоваться колонной насосно-компрессорных труб и, при необходимости, пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента.

3.9.3. Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания необходимо предусматривать обогрев, а при длительных остановках — полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента.

3.10. Депарафинизация скважин, труб и оборудования

3.10.1. Нагнетательные трубопроводы теплогенерирующих установок перед депарафинизацией труб в скважине должны быть:

оборудованы предохранительным и обратным клапанами;

опрессованы перед проведением работ в скважине на полуторакратное давление от ожидаемого максимального, но не превышающее давление, указанное в паспорте установок.

3.10.2. Передвижные установки депарафинизации допускается устанавливать на расстоянии не менее 25 м от устья скважины или другого оборудования.

3.10.3. При пропаривании выкидного трубопровода подходить к нему и к устью скважины на расстояние менее 10 м запрещается.

3.10.4. Розжиг парового котла и нагревателя нефти должен проводиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки.

3.10.5. Для подачи теплоносителя под давлением запрещается применять резиновые шланги.

3.11. Повышение нефтегазоотдачи пластов

3.11.1. Общие положения

3.11.1.1. Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с проектом и планом, утвержденным нефтегазодобывающим предприятием. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ. Кроме того, должен быть разработан, согласован и утвержден в установленном порядке план ликвидации возможных аварий.

3.11.1.2. При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

3.11.1.3. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

3.11.1.4. При гидравлических испытаниях оборудования и нагнетательной системы обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

3.11.1.5. Перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов руководитель работы обязан убедиться в наличии двусторонней переговорной связи.

3.11.1.6. Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Обогревать трубопроводы открытым огнем запрещается.

3.11.1.7. Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещаются.

3.11.1.8. На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м.

3.11.1.9. Насосные установки необходимо располагать не менее чем за 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогене-

раторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

3.11.1.10. Технологические регламенты и конструкция агрегатов и установок должны обеспечивать исключение возможности образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов.

3.11.1.11. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

3.11.1.12. Система сбора нефти и газа должна быть закрытой, а устья нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин герметичными.

3.11.1.13. Управление насосной установкой должно осуществляться со специального пульта, оборудованного контрольно-измерительными приборами и средствами регистрации расхода и давления.

3.11.1.14. Выкид от предохранительного устройства насоса должен быть закрыт кожухом и выведен на прием насоса.

3.11.1.15. Выхлопные трубы агрегатов необходимо оборудовать глушителями и нейтрализаторами выхлопных газов. При их отсутствии выхлопные трубы должны быть выведены на высоту не менее 2 м от платформы агрегата.

3.11.1.16. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы.

3.11.2. Закачка химреагентов

3.11.2.1. Работы должны выполняться в очках и спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

3.11.2.2. На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т. д.) должен быть:

аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

запас чистой пресной воды;

нейтрализующие компоненты для раствора (мел. известь, хлорамин),

3.11.2.3. Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

3.11.2.4. После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

3.11.2.5. Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида бригада должна быть обеспечена газоанализаторами.

3.11.2.6. Загрузка термореактора магнием должна проводиться непосредственно перед спуском его в скважину.

3.11.2.7. Загруженный магнием термореактор, емкости и места работы с магнием необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от нагнетательных трубопроводов и емкостей с кислотами.

3.11.3. Нагнетание двуокиси углерода

3.11.3.1. Оборудование и трубопроводы должны быть защищены от коррозии.

3.11.3.2. При продувке скважины или участка нагнетательного трубопровода находиться ближе 20 м от указанных участков не разрешается.

3.11.3.3. Необходимо вести постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны.

При содержании в воздухе закрытого помещения диоксида углерода выше ПДК (0,5 об.%) и нарушении герметичности системы распределения и сбора двуокиси углерода работы должны быть прекращены.

3.11.4. Внутрипластовое горение

3.11.4.1. Процесс должен осуществляться в соответствии с проектом.

Система сбора нефти и газа должна быть закрытой и предусматривать использование газообразных продуктов технологического процесса. При наличии в продукции углекислого газа сбор и сепарация осуществляются по отдельной системе. Сброс углекислоты в атмосферу запрещается.

3.11.4.2. Устье нагнетательной скважины на период инициирования горения должно быть оборудовано арматурой, предотвращающей возможность выброса и обеспечивающей спуск и подъем электронагревателя и герметизацию устья в период нагнетания воздуха.

3.11.4.3. Вокруг нагнетательной скважины на период инициирования внутрипластового горения должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 25 м, обозначенная предупредительными знаками.

Установка различного оборудования, емкостей, щитов КИП в пределах опасной зоны не допускается.

8.11.4.4. Включение электронагревателя должно осуществляться только после подачи в скважину воздуха в объеме, предусмотренном технологическим регламентом.

3.11.4.5. Электронагреватель должен быть оснащен устройством, автоматически отключающим его при прекращении подачи воздуха.

3.11.5. Тепловая обработка

3.11.5.1. Парогенераторные и водогрейные установки должны быть оснащены приборами контроля и регулирования процессов приготовления и закачки теплоносителя, средствами по прекращению подачи топливного газа в случаях нарушения технологического процесса.

3.11.5.2. При прокладке трубопроводов от стационарных установок к скважине для закачки влажного пара или горячей воды и их эксплуатации необходимо соблюдать требования Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

3.11.5.3. Расстояние от пораспределительного пункта или распределительного паропровода до устья нагнетательной скважины должно быть не менее 25 м.

3.11.5.4. Управление запорной арматурой скважины, оборудованной под нагнетание пара или горячей воды, должно осуществляться дистанционно. Фланцевые соединения должны быть закрыты кожухами.

3.11.5.5. В аварийных случаях работа парогенераторной и водогрейной установок должна быть остановлена, персонал должен действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий.

3.11.5.6. На линии подачи топлива в топку парогенератора предусматривается автоматическая защита, прекращающая подачу топлива при изменении давления в теплопроводе ниже или выше допустимого, а также при прекращении подачи воды.

3.11.5.7. Территория скважин, оборудованных под нагнетание пара или горячей воды, должна быть ограждена.

3.11.5.8. Тепловую обработку призабойной зоны скважин следует проводить после установки термостойкого пакера при давлении теплоносителя, не превышающем максимально допустимое для эксплуатационной колонны.

3.11.5.9. Отвод от затрубного пространства должен быть направлен в сторону, свободную от техники и обслуживающего персонала.

При закачке теплоносителя (с установкой пакера) задвижка на отводе от затрубного пространства должна быть открыта.

3.11.5.10. При температуре теплоносителя более 200° С колонна насосно-компрессорных труб должна иметь теплоизоляцию.

3.11.6. Обработка горячими нефтепродуктами

3.11.6.1. Установка для подогрева нефтепродукта располагается не ближе 25 м от емкости с горячим нефтепродуктом.

Запрещается розжиг печи при отсутствии в змеевике нефтепродуктов, а также паровой завесы.

3.11.6.2. Электрооборудование, используемое на установке для подогрева нефтепродукта, должно быть во взрывозащищенном исполнении.

3.11.6.3. Емкость с горячим нефтепродуктом следует устанавливать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины с подветренной стороны.

3.11.6.4. В плане производства работ должны быть предусмотрены конкретные меры, обеспечивающие безопасность работающих.

3.11.7. Обработка забойными электронагревателями

3.11.7.1. Сборка и опробование забойного электрона-

гревателя путем подключения к источнику тока должны проводиться в электроцехе.

Разборка, ремонт забойных электронагревателей и опробование их под нагрузкой в полевых условиях не допускаются.

3.11.7.2. Спуск забойного электронагревателя в скважину и подъем его должны быть механизированы и проводиться при герметизированном устье.

3.11.7.3. Перед установкой опорного зажима на кабель-трос электронагревателя устье скважины должно быть закрыто.

3.11.7.4. Сетевой кабель допускается подключать к пусковому оборудованию электронагревателя только после подключения кабель-троса к трансформатору и заземления электрооборудования, проведения всех подготовительных работ в скважине, на устье и удаления людей.

3.11.8. Термогазохимическая обработка

3.11.8.1. Пороховые заряды (пороховые генераторы давления или аккумуляторы давления) для комплексной обработки призабойной зоны скважины необходимо хранить в стальных ящиках, закрытых на замок, раздельно взрыватели и заряды, вне огнеопасной зоны.

Оставлять заряды в открытых ящиках запрещается.

3.11.8.2. Пороховые генераторы (аккумуляторы) давления должны устанавливаться в спускаемую гирлянду зарядов только перед ее вводом в лубрикатор.

3.11.8.3. Ящики с пороховыми зарядами должны храниться в помещении, запираемом на замок и расположенном на расстоянии не менее 50 м от устья скважины.

3.11.8.4. Гирлянда пороховых зарядов устанавливается в лубрикатор только при закрытой центральной задвижке. Спускаемое устройство не должно касаться плашек задвижек. Работа должна выполняться двумя рабочими.

3.11.8.5. Подключение спущенного на забой скважины порохового генератора или аккумулятора давления к приборам управления и электросети проводится в следующей последовательности:

герметизация устья скважины;

подключение электрокабеля гирлянды зарядов к трансформатору (распределительному щитку);

удаление членов бригады и других лиц, находящихся на рабочей площадке (кроме непосредственных исполнителей), на безопасное расстояние от устья скважины — не менее 50 м;

установка кода приборов подключения в положение «выключено»;

подключение кабеля электросети к трансформатору или приборам управления;

проведение мер, исключающих наведение посторонних токов;

подача электроэнергии на приборы управления;

включение электроэнергии на гирлянду с зарядом (производится только по команде ответственного руководителя работ).

3.11.8.6. При использовании во время комбинированной обработки призабойной зоны скважины пороховых зарядов типа АДС-6 или других элементов гидравлического разрыва пласта выполняются требования, обеспечивающие сохранность эксплуатационной колонны.

3.11.9. Гидравлический разрыв пласта.

3.11.9.1. Гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану, утвержденному предприятием.

3.11.9.2. Во время проведения гидроразрыва пласта находиться людям возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается.

3.11.9.3. Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов и предохранительными клапанами, сбросом на прием насоса, а нагнетательные трубопроводы — обратными клапанами.

3.11.9.4. Установки для гидроразрыва пласта следует располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Расстояние между установками должно быть не менее 1 м, а кабины их не должны быть обращены к устью скважины.

3.11.9.5. После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэф-

фициентом запаса, указанным в п. 1.5.23 настоящих Правил.

3.11.9.6. В случаях, когда ожидаемое давление разрыва пласта выше допустимого для эксплуатационной колонны, следует устанавливать пакер.

3.11.9.7. При проведении гидрокислотных разрывов необходимо применять ингибиторы коррозии.

3.12. Ремонт скважин

3.12.1. Работы по ремонту скважин должны проводиться специализированной бригадой по плану, утвержденному руководством предприятия.

В плане необходимо предусмотреть все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и защиту окружающей среды.

3.12.2. Передача скважин для ремонта и приемка их после ремонта производятся по акту.

3.12.3. Высота рабочей площадки передвижных установок, предназначенных для ремонта скважин, должна позволять осуществлять установку превентора на устье скважины.

3.12.4. Установка должна быть обеспечена электроосвещением рабочих мест и оборудования в соответствии с установленными нормами.

3.12.5. Для проведения ремонтных работ около скважины необходимо устроить рабочую площадку, мостки и стеллажи для труб и штанг.

3.12.6. Грузоподъемность подъемной установки, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

3.12.7. Органы управления спуско-подъемными операциями агрегата для ремонта скважин должны быть сосредоточены на самостоятельном пульте, снабженном необходимыми контрольно-измерительными приборами, расположенном в безопасном месте и обеспечивающем видимость вышки, мачты, устья скважины, лебедки и других механизмов, установленных на агрегате.

3.12.8. Агрегаты для ремонта скважин устанавливаются на специальной площадке с надежными опорами или приспособлениями для крепления подъемника в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

3.12.9. Перед разборкой устьевой арматуры скважи-

ны давление в затрубном пространстве необходимо снизить до атмосферного, при отсутствии забойного клапана-отсекателя скважина должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности.

Скважина, в продукции которой имеется сероводород, должна быть заглушена жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

3.12.10. Устье скважин с возможным нефтегазопроявлением на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием в соответствии с планом производства работ, а скважина заглушена.

Перед началом ремонтных работ подлежат глушению:

все скважины с пластовым давлением выше гидростатического;

скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых, согласно выполненным расчетам, сохраняются условия фонтанирования или нефтегазопроявления.

Выбор скважин, в которых текущий и капитальный ремонты проводятся без их глушения, осуществляется по специальной методике.

3.12.11. Для предотвращения и ликвидации возможных нефтегазопроявлений агрегат для промывки скважины или емкость долива во время ремонта фонтанной скважины должны быть постоянно подключены к затрубному пространству, а на устье скважины установлено противовыбросовое оборудование. На этот период скважина должна быть обеспечена запасом жидкости в количестве не менее двух объемов скважины.

3.12.12. Без исправного индикатора веса проводить спуско-подъемные операции, а также вести ремонтные работы, связанные с нагрузкой на мачту (вышку), независимо от глубины скважины, запрещается.

3.12.13. Допускается кратковременное снижение коэффициента запаса прочности талевого каната до двух.

3.12.14. Ремонт скважин на кусте без остановки соседней скважины может быть допущен при условии осуществления и использования специальных мероприятий и технических средств, предусмотренных планом.

3.12.15. При ремонте глубиннонасосных скважин в кусте с расстоянием между центрами устьев 1,5 м и менее соседняя скважина должна быть остановлена, при необходимости заглушена.

3.12.16. Работы на высоте по монтажу, демонтажу и

ремонту вышек и мачт в ночное время, при ветре со скоростью 8 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане видимостью менее 100 м должны быть приостановлены.

3.12.17. Спуско-подъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м запрещаются.

3.12.18. При обнаружении нефтегазопроявлений должно быть закрыто противовыбросовое оборудование, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

3.12.19. Перед ремонтом скважины, оборудованной погружным центробежным электронасосом, надо обесточить кабель, проверить надежность крепления кабельного ролика и правильность его установки.

3.12.20. Барабан с кабелем погружного электронасоса должен быть установлен так, чтобы он был виден с рабочей площадки.

3.12.21. Чистка песчаных пробок желонкой в фонтанных скважинах, в скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями, а также в скважинах с наличием сероводорода не допускается.

3.13. Сбор и подготовка нефти и газа

3.13.1. Общие требования

3.13.1.1. Технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти и газа, их аппаратурное оформление, техническое оснащение, выбор типа отключающих и включающих устройств, места размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны учитываться в проектах обустройства и обеспечивать безопасность обслуживающего персонала и населения.

3.13.1.2. Закрытые помещения объектов добычи нефти и газа должны иметь систему контроля состояния воздушной среды, сблокированной с системой приточно-вытяжной вентиляции, включая и аварийную.

Открытые объекты сбора, транспорта и подготовки нефти и газа (скважины, насосные, сепараторы и др.) также должны быть оснащены приборами контроля воздушной среды.

Основные технологические параметры указанных объектов и данные о состоянии воздушной среды должны быть выведены на диспетчерский пункт.

3.13.1.3. Системы управления должны иметь сигнальные устройства предупреждения отключения объектов и обратную связь с диспетчерским пунктом.

3.13.1.4. Каждый управляемый с диспетчерского пульта объект должен иметь систему блокировки и ручное управление непосредственно на объекте.

3.13.1.5. Изменения в технологический процесс, схему, регламент, аппаратурное оформление и систему противопожарной защиты могут вноситься только при наличии нормативно-технической и проектной документации, согласованной с организацией — разработчиком технологического процесса и проектной организацией — разработчиком проекта. Реконструкция, подключение, замена элементов технологической схемы без наличия утвержденного проекта не допускаются.

3.13.1.6. Оборудование, контактировавшее с сернистой нефтью и не используемое в действующей технологической схеме, должно быть отключено, заполнено инертной средой и изолировано от действующей схемы установкой заглушек.

3.13.1.7. При наличии в продукции, технологических аппаратах, резервуарах и других емкостях сероводорода или возможности образования вредных веществ при пожарах, взрывах, нарушении герметичности емкостей и других аварийных ситуациях должны быть разработаны необходимые меры защиты персонала от воздействия этих веществ.

3.13.2. Оборудование для сбора и подготовки нефти, газа и конденсата

3.13.2.1. Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектами и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

3.13.2.2. Оборудование и трубопроводы должны оснащаться приборами контроля (с выводом показаний на пульт управления), регулирующей и предохранительной аппаратурой с ручным и автоматическим управлением.

3.13.2.3. Исправность предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, установленной на аппара-

тах и трубопроводах, подлежит периодической проверке в соответствии с утвержденным графиком.

Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал.

3.13.2.4. Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня и устройствами для спуска жидкости в закрытую емкость.

3.13.2.5. Датчики систем контроля и управления технологическим процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и рассчитываться на применение в условиях вибрации, образования газовых гидратов, отложений парафина, солей и других веществ либо устанавливаться в условиях, исключающих прямой контакт с транспортируемой средой.

3.13.2.6. Технологические трубопроводы и арматура окрашиваются опознавательной краской и обеспечиваются предупреждающими знаками и надписями. На трубопроводы наносятся стрелки, указывающие направление движения транспортируемой среды.

3.13.3. Резервуары

3.13.3.1. Проектирование и строительство резервуаров для нефти, нефтепродуктов и конденсата должны проводиться в соответствии с действующими нормами с выполнением расчетов на теплоизлучение в случае их загорания.

Эксплуатация резервуаров проводится в соответствии с инструкцией.

3.13.4. Насосные станции

3.13.4.1. Помещение насосной станции должно быть выполнено в соответствии со строительными нормами и правилами с учетом взрывопожароопасности.

3.13.4.2. Помещение насосной станции по перекачке нефти и нефтепродуктов должно быть оборудовано газосигнализаторами, сблокированными с вентиляционной системой, системой передачи технологических данных и данных состояния воздушной среды на диспетчерский пункт.

3.13.4.3. Резервные насосы должны находиться в постоянной готовности к пуску.

3.13.4.4. Требования настоящего раздела также распространяются на блочно-комплектные насосные станции.

3.13.5. Установки комплексной подготовки газа (групповые и газосборные пункты)

3.13.5.1. Установки комплексной подготовки газа (групповые и газосборные пункты) должны обеспечивать полное и эффективное использование ресурсов нефтяного газа.

3.13.5.2. Для установок комплексной подготовки газа, газосборных пунктов, головных сооружений и т. д. должны разрабатываться и утверждаться в установленном порядке технологические регламенты. Приемка объектов в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

3.13.5.3. Газопроводы установок комплексной подготовки газа, газосборных пунктов, головных сооружений и т. д. должны проектироваться и сооружаться как участки первой категории.

3.13.5.4. Для питания пневматических систем автоматического регулирования и управления технологическими процессами необходимо использовать осушенные и очищенные воздух и газ. Использование для этих целей газов, содержащих вредные и коррозионно-активные вещества, запрещается.

3.13.5.5. На каждом паропроводе при входе в аппарат должны быть установлены обратный клапан и отключающее устройство, рассчитанные на рабочее давление в аппарате.

3.13.5.6. Гидратные пробки в газопроводе, арматуре, оборудовании, приборах следует ликвидировать введением ингибиторов, пара, горячей водой или другими реагентами, понижением давления в системе. В исключительных случаях допускается применение метанола. Использование для обогрева оборудования открытого огня запрещается.

3.13.6. Дополнительные требования для установок низкотемпературной сепарации газа

3.13.6.1. Территория установки должна быть ограждена и обозначена предупредительными знаками.

3.13.6.2. Оборудование установок низкотемпературной сепарации следует продувать в закрытую емкость с отводом газа в систему его утилизации.

3.13.6.3. Сбрасывать в атмосферу газы, содержащие сероводород и другие вредные вещества, без нейтрализации или сжигания запрещается.

3.13.6.4. На каждом газосепараторе устанавливается не менее двух предохранительных устройств, каждое из которых должно обеспечивать безаварийную работу аппарата.

3.13.6.5. Предохранительное устройство на конденсатосборнике должно быть установлено в верхней части аппарата.

3.13.6.6. Сбрасываемый предохранительными устройствами газ должен отводиться в систему утилизации или на факел (свечу), установленные за пределами территории установки на расстоянии не менее 25 м от ограждения.

3.13.7. Нефтегазосборные сети, коллекторы и конденсатопроводы.

3.13.7.1. Шлейфы скважин, нефтегазосборные коллекторы, предназначенные для транспортирования нефти, газа, конденсата до дожимных насосных установок, установок комплексной подготовки, компрессорных станций, проектируются и сооружаются в соответствии с требованиями действующих норм с учетом перспективного развития месторождения.

3.13.7.2. Прокладка технологических трубопроводов нефтегазодобывающих предприятий через населенные пункты не допускается.

3.13.7.3. Трубы нефтегазоконденсаторов должны соединяться сваркой, фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, компенсаторов, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов.

3.13.7.4. При пересечении с автомобильными и железными дорогами нефтегазоконденсатопроводы необходимо заключать в футляры с установкой свечей.

3.13.7.5. Запорная арматура нефтегазоконденсаторов (задвижки, краны и т. п.), расположенная в колодцах, должна иметь дистанционное управление или удлиненные штоки для открытия и закрытия ее без спуска человека в колодец.

3.13.7.6. Наземные и подземные трубопроводы должны быть проложены по самокомпенсирующему профилю

или оборудованы компенсаторами, число которых определяется расчетом.

3.13.7.7. Продувку и испытание нефтегазосборных трубопроводов (шлейфов и коллекторов) следует осуществлять в соответствии с действующими требованиями.

3.13.7.8. Способы испытания и очистки полости трубопроводов устанавливаются проектной организацией в рабочем проекте, проекте организации строительства.

3.13.7.9. Перед началом продувки и испытания трубопровода газом или воздухом должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, указанные в табл. 3.

Таблица 3

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны, м		
	при очистке полости в обе стороны от трубопровода	при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня	при испытании в обе стороны от трубопровода
До 300	40	600	100
300—500	60	800	150
500—800	60	800	200
800—1000	100	1000	250
1000—1400	100	1000	250

3.13.7.10. При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны (см. табл. 4) и обозначены на местности предупредительными знаками.

Таблица 4

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны, м, при давлении испытания 82,5 кгс/см²		Радиус опасной зоны, м, при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см²	
	в обе стороны от оси трубопровода	в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода	в обе стороны от оси трубопровода	в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода
100—300	75	600	100	900
300—500	75	800	100	1200
500—800	75	800	100	1200
800—1000	100	1000	150	1500
1000—1400	100	1000	150	1500

3.13.7.11. При продувке трубопровода минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружений, железных и шоссейных дорог, линии электропередачи, населенных пунктов следует принимать по табл. 3 настоящих Правил.

3.13.7.12. Продувка и испытание трубопроводов сероводородсодержащим газом запрещаются.

3.13.7.13. Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом, пневматические испытания трубопроводов, ранее транспортировавших углеводородные взрывоопасные среды, — только инертными газами.

3.13.7.14. Для наблюдения за состоянием трубопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

вести наблюдения за закрепленным за ними участком трубопровода;

не допускать нахождение людей, животных и движения транспортных средств в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения при испытании наземных или подземных трубопроводов. Размеры опасной зоны, указанные в табл. 3 и 4 настоящих Правил, должны быть увеличены в 1,5 раза;

немедленно оповещать руководителя работ о всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки и испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

3.13.7.15. Перед вводом трубопровода в эксплуатацию с природным газом должно быть проведено вытеснение из трубопровода воздуха газом давлением не более 1 кгс/см^2 в месте его подачи. Вытеснение воздуха можно признать законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2% по показаниям газоанализатора.

3.13.7.16. Испытания газопровода газами в зоне пересечения им железной, автомобильной дорог или вблизи населенного пункта, народнохозяйственного объекта следует проводить, согласовав с представителями указанных организаций время испытаний и меры безопасности.

3.13.7.17. На территории охранной зоны нефтегазопроводов не допускается устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных

проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ, утвержденному руководителем предприятия.

3.13.7.18. При профилактических осмотрах нефтегазопроводов обходчикам запрещается спускаться в колодцы и другие углубления на территории охранной зоны.

3.13.7.19. Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются администрацией предприятия и службой технического надзора в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов следует проводить не позже чем через один год после начала эксплуатации.

3.13.7.20. Ревизии нефтегазосборных трубопроводов должны проводиться по графику, утвержденному главным инженером совместно со службой технического надзора предприятия, специальной комиссией, образованной приказом по предприятию.

3.13.7.21. Периодические испытания трубопроводов на прочность и герметичность необходимо проводить, как правило, во время проведения ревизии трубопроводов.

3.13.7.22. Вид (прочность, герметичность) и способ испытаний (гидравлическое, пневматическое и др.), величины испытательного давления, продолжительность и метод оценки результатов испытаний следует принимать в соответствии с требованиями проектной документации.

3.13.7.23. Периодичность испытаний трубопроводов устанавливается руководством предприятия с учетом свойств транспортируемых продуктов, условий их транспортировки.

Основные результаты ревизии трубопроводов должны быть отражены в техническом паспорте.

3.13.7.24. Глубина заложения подземных трубопроводов под железнодорожными путями должна быть не менее 1 м от подошвы шпалы до верха защитного футляра трубопровода, а под автодорогами и проездами — не менее 0,8 м от поверхности дорожного покрытия.

3.13.7.25. Эксплуатация подземных трубопроводов должна осуществляться при параметрах, предусмотренных проектом. Все изменения необходимо согласовывать в установленном порядке.

4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

4.1. Общие положения

4.1.1. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах в процессах их строительства, освоения, испытания, эксплуатации и ремонта должны выполняться геофизическими или другими специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровыми, нефтегазодобывающими и другими предприятиями, в которых определяются взаимные обязательства сторон.

4.1.2. Требования, предъявляемые к технологии проведения геофизических работ, должны учитываться буровыми, нефтегазодобывающими и другими предприятиями при составлении проектов на строительство и ремонт скважин, а также планов проведения геолого-технических мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования.

4.1.3. Геофизические исследования в скважинах должны проводиться с учетом требований Единых правил безопасности при взрывных работах, норм радиационной безопасности, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений, а также других действующих нормативных документов.

4.1.4. Готовность скважин к проведению геофизических работ оформляется актом.

Подготовка скважины и буровой установки должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов и прострелочно-взрывной аппаратуры в течение всего времени проведения геофизических работ.

4.2. Требования к геофизической аппаратуре, кабелю и оборудованию

4.2.1. Геофизические работы в скважинах должны проводиться с помощью аппаратуры, кабеля и оборудования, допущенных к применению в установленном порядке.

Опытно-методические и экспериментальные образцы скважинной аппаратуры допускаются к проведению геофизических исследований по согласованию с заказчиком.

4.2.2. Внесение каких-либо изменений в эксплуатируемую геофизическую аппаратуру и оборудование допускается лишь при их согласовании с организацией — разработчиком аппаратуры, оборудования и ведомственной метрологической службой.

4.2.3. Лаборатории и подъемники каротажных станций должны быть оснащены системой контроля технологии исследований, обеспечивающей индикацию скорости движения, глубины нахождения приборов, аппаратов в скважине и натяжения кабеля.

4.2.4. Подъемники станций, применяемые при геофизических работах, должны быть укомплектованы спуско-подъемной системой, позволяющей проводить работы как с установкой блок-баланса на роторе, так и с подвеской ролика над устьем скважины.

Прочность узла крепления направляющего и подвесного роликов блок-баланса должна в 1,5 раза превышать номинальное разрывное усилие геофизического кабеля, используемого при работе.

4.2.5. Диаметр барабана лебедки подъемника должен в 40 раз превышать диаметр кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при проведении исследований на барабане лебедки всегда оставалось не менее половины последнего слоя витков кабеля.

4.2.6. На бронированном кабеле не допускается наличие «фонарей». Сохранность брони должна проверяться не реже 1 раза в квартал, а при работах в скважинах, содержащих в растворе агрессивные вещества (соляную кислоту, сероводород), проверка должна включать испытание на разрывное усилие.

4.2.7. Скважинные приборы должны подсоединяться к геофизическому кабелю посредством стандартных кабельных наконечников, прочность крепления которых

к кабелю должна быть не более $^2/_3$ номинального разрывного усилия для соответствующего типа кабеля.

4.2.8. Наибольший поперечный размер скважинного прибора, включая приборы с управляемыми и неуправляемыми прижимными устройствами, должен быть не менее чем на 25 мм меньше диаметра открытого ствола исследуемой скважины, а при работе в обсадных и насосно-компрессорных трубах — не менее чем на 10 мм.

4.2.9. Скважинные приборы должны выдерживать давление, на 20% превышающее наибольшее давление в скважине в интервале исследования.

4.2.10. Термостойкость скважинного прибора должна превышать наибольшую температуру в скважине на 10% в интервале исследования в диапазоне температур 0—100° С, 15% — в диапазоне 100—200° С, 20% — при температуре более 200° С.

4.2.11. Оборудование для проведения геофизических работ в скважинах под давлением должно соответствовать давлению, на которое рассчитана установленная на скважине запорная арматура.

4.2.12. При работах с грузоподъемной мачтой и использованием специальных грузов для продвижения кабеля в комплект устьевого оборудования должны входить лубрикаторная установка, манометр, устройство фиксации входа — выхода прибора в лубрикатор.

4.2.13. При работах с креплением направляющего ролика на запорную арматуру в комплект устьевого оборудования должны входить опорная штанга, устройство для продвижения кабеля и площадка обслуживания лубрикаторной установки.

4.3. Геологические, геохимические и технологические исследования

4.3.1. Геологические, геохимические и технологические исследования (ГТИ) на основе изучения физико-химических свойств бурового раствора, шлама, керна и пластового флюида, а также регистрации технологических параметров бурения и спуско-подъемных операций в реальном масштабе времени должны обеспечить:

предупреждение аварий и осложнений;

оптимизацию процесса бурения;

расчет поровых, пластовых давлений;

литологическое расчленение разреза;

выделение пластов-коллекторов;

определение характера насыщения коллекторов;

уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

4.3.2. Объемы исследований, решаемые задачи, форма и периодичность предоставляемой заказчику информации устанавливаются договором на проведение ГТИ.

4.3.3. Заказчик при выдаче заявки на ГТИ должен представить геофизическому предприятию следующие сведения и материалы:

проект на строительство скважины;

календарный план (график) строительства скважины;

нормативную карту работы долот по интервалам бурения;

сведения о местоположении скважины, сроках начала и окончания бурения и интервалах исследований.

4.3.4. Геофизическое предприятие в сроки, устанавливаемые договором, обязано согласовать с заказчиком и передать ему проект привязки станции ГТИ к буровой установке.

4.3.5. При проведении исследований должна быть составлена программа работ, в которой исходя из специфики региона, цели бурения и с учетом технического и методического обеспечения службы ГТИ конкретизируют объем, способы получения, формы представления и обработки первичной информации, комплекс решаемых задач, вопросы взаимодействия буровой бригады и персонала службы при монтаже оборудования станции ГТИ, проведении исследований, тарировках, поверках измерительных каналов.

4.3.6. При подготовке буровой установки и скважины к исследованиям должно быть выполнено следующее:

проведен перед началом работ начальником партии ГТИ инструктаж членов буровой бригады;

заказчиком подготовлена для установки станции ГТИ перед буровой со стороны желобов рабочая площадка на расстоянии, превышающем на 10 м высоту вышки (размеры и конструкция площадки определяются проектом на строительство скважины). В электрощите буровой установки должна быть предусмотрена розетка для подключения ГТИ, к площадке подведены вода и освещение;

подвешены на опорах или размещены в охранном приспособлении, исключающем возможность повреждения, соединительные кабели и газовоздушная линия, связывающие измерительную аппаратуру станции с выносными датчиками;

смонтирован для установки дегазатора и датчиков контроля параметров промывочной жидкости в желобной системе за пределами основания буровой участок желоба прямоугольного сечения с углом наклона не более 5° и размером: длина — 4000 мм, ширина — 700 мм, высота — 400 мм. Вдоль участка должна быть оборудована площадка длиной не менее 4500 мм, освещаемая в темное время суток;

обеспечена связь станции ГТИ с бурильщиком (с помощью переговорного устройства);

оформлена актом подготовленность буровой.

4.3.7. В процессе подготовки и проведения ГТИ буровой мастер (бурильщик) обязан предоставлять работникам партии ГТИ следующие сведения:

технологические параметры бурения, характеристики оборудования и инструмента;

способы обработки промывочной жидкости и вводимые в нее добавки;

сроки и виды ремонтных работ, число и продолжительность отключений электроэнергии, простоев;

время начала и конца спуско-подъемных операций, проработок, промывок, бурения.

4.3.8. В процессе исследований буровая бригада по требованию работников партии ГТИ должна осуществлять необходимые манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой. Во всех случаях невыполнения или нарушения работ по ГТИ работник партии должен поставить в известность руководство заказчика.

4.3.9. При проведении газового каротажа добавлять сырую нефть в промывочную жидкость запрещается.

4.3.10. По окончании каждого долбления циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность.

4.3.11. По окончании ГТИ составляется акт о результатах исследования. При продолжительности работ более одного года акт составляют на каждые 1000—2000 м исследуемого интервала.

4.4. Геофизические исследования в бурящихся скважинах

4.4.1. Геофизические исследования в бурящихся скважинах осуществляются по заявкам буровых, нефтегазодобывающих и других предприятий партиями (отрядами) геофизических организаций.

4.4.2. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, составленным применительно к местным условиям геофизическими предприятиями и согласованным с заказчиком.

Исследованию подлежат флюидосодержащие горизонты по всем стратиграфическим горизонтам для определения состава флюида, его плотности, пластового давления и других параметров пласта.

Исследования выполняются в подготовленных скважинах и в оптимальные сроки после вскрытия интервала, подлежащего исследованию.

4.4.3. При несоблюдении технических условий на подготовку скважины к исследованиям, оптимальных сроков их проведения, приводящих к потере информации ввиду невозможности выполнения предусмотренного комплекса исследований, геофизическое предприятие вправе отказаться от выдачи заключений по результатам работ.

4.4.4. Готовность буровой установки и скважины должна быть оформлена актом за подписями бурового мастера, представителя заказчика и электрика. Начальник геофизической партии (отряда) подписывает акт после проверки готовности скважины к проведению работ.

4.4.5. К устью скважины, бурение которой ведется на глинистом растворе, подводится техническая вода, при работе в условиях отрицательных температур — горячая вода или пар.

4.4.6. Запрещается проводить геофизические работы при неисправном спуско-подъемном оборудовании буровой или каротажной станции и при выполнении на скважине работ, не связанных с геофизическими исследованиями.

4.4.7. При проведении работ на искусственных сооружениях (эстакадах, морских буровых установках) гео-

физическая аппаратура и оборудование размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным заказчиком и геофизическим предприятием. При этом:

в случае контейнерного варианта размещения аппаратуры и оборудования площадь рабочего места должна быть не менее 200 м² (10×20 м);

при размещении аппаратуры и оборудования в каютах рабочее место должно иметь площадь не менее 140 м² (14×10 м);

вблизи рабочих мест должны быть выделены помещения для ремонтной мастерской, хранения ВВ и РВ;

постаменты под каротажные подъемники должны иметь технические паспорта и руководства (инструкции) по эксплуатации.

4.4.8. При работе на скважине геофизическая техника должна устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена хорошая видимость и сигнализационная связь между лабораторией, подъемником и устьем скважины. Подъемник каротажной станции следует надежно закрепить с помощью специальных устройств.

4.4.9. Подключение геофизической станции к источнику питания (электросети буровой, автономному источнику электропитания) должно осуществляться только после окончания сборки всех коммуникаций каротажной установки.

4.4.10. Направляющий ролик блок-баланса должен быть надежно закреплен таким образом, чтобы беговая дорожка ролика была направлена на середину барабана лебедки подъемника и на устье скважины. При отсутствии узла крепления блок-баланса на буровой геофизические работы проводить запрещается.

4.4.11. Подвесной блок должен быть надежно закреплен на талевой системе буровой установки и поднят над устьем скважины на высоту, обеспечивающую спуск кабеля с приборами в скважину по ее оси. Подвесной блок подвешивается к вертлюгу через штропы или непосредственно на крюк талевого блока через накидное кольцо.

4.4.12. Погрузку и разгрузку скважинных приборов, грузов, блоков и прочего оборудования следует проводить при участии не менее двух работников партии. Скважинные приборы и грузы массой более 40 кг или длиной более 2 м любой массы следует опускать в

скважину и поднимать из нее с помощью подъемных механизмов.

4.4.13. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность тормозной системы кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования, надежность крепления скважинного прибора и груза к кабелю. Перед началом спуско-подъемных операций необходимо подавать предупредительный звуковой сигнал.

4.4.14. Во время проведения работ на скважине запрещается наклоняться над движущимся кабелем и касаться его руками. Направлять и укладывать кабель на барабан лебедки подъемника следует с помощью кабелеукладчика.

4.4.15. Во время проведения геофизических исследований необходимо наблюдать за движением кабеля и показаниями приборов каротажной станции.

4.4.16. При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков скважины, а также при спуске аппаратуры для исследований через бурильные трубы скорость подъема кабеля должна быть снижена.

4.4.17. Для предупреждения о подходе скважинного прибора к устью скважины следует на кабель нанести предупредительные метки.

4.4.18. При опробовании и испытании скважин кабельными приборами (ОПК), а также при гидродинамических исследованиях подготовка к спуску ОПК должна проводиться на мостках буровой на специальных подкладках.

Разгерметизация пробоотборников ОПК на скважине допускается только с применением специальных устройств.

4.4.19. Геофизические исследования в условно-горизонтальных скважинах должны проводиться по специальным программам, составленным совместно буровым и геофизическим предприятиями.

4.4.20. По окончании измерений напряжение в кабельной линии должно быть отключено. Защитное заземление можно снимать только после отключения станции от источника питания.

4.5. Исследования скважин трубными испытателями пластов

4.5.1. Исследования скважин трубными испытателями пластов (ИПТ) должны проводиться сразу же после вскрытия объекта в соответствии с проектом строительства скважины и с уточненными данными ГТИ, ГИС, обосновывающими необходимость выполнения ИПТ. Данные ГТИ являются определяющими для установления числа и интервалов исследований ИПТ.

4.5.2. Ответственным за выполнение работ и общим руководителем является представитель бурового предприятия, указанный в плане работ. Ответственным за соблюдение технико-технологических требований процесса исследования скважины ИПТ является представитель геофизического предприятия — начальник партии, мастер по испытанию скважин.

4.5.3. Заказчик обязан обеспечить:

подготовку скважины, бурильного инструмента, бурового и противовыбросового оборудования, устьевой головки и ее обвязки с манифольдом превенторной установки, буровых насосов, возможность контроля за активностью притока;

выполнение буровой бригадой всех работ с испытательным оборудованием на скважине (разгрузка, сборка, спуск, испытание, подъем, разборка, погрузка);

выполнение совместно с представителями подрядчика оперативного анализа полученных результатов.

4.5.4. Подрядчик обязан обеспечить:

выбор технологии испытания объекта и компоновки узлов ИПТ;

технические средства для испытания скважины (испытательный инструмент, КИП, устьевую головку с аварийным краном для обвязки верхней трубы, транспорт для перевозки оборудования);

технический контроль и руководство работами по исследованию скважины ИПТ при непосредственном участии мастера по испытанию;

оценку качества и оперативный анализ результатов исследования скважин ИПТ и выдачу на скважине предварительного заключения по объекту исследования;

обработку данных ИПТ и выдачу окончательного

заключения по объекту в установленные договором сроки.

4.5.5. Технология проведения исследований должна выбираться с учетом геолого-технических условий, целей и задач испытания: стандартная технология предусматривает испытание объекта на забое скважины сразу же после вскрытия его бурением с изоляцией объекта сверху пакером или при перепаде давления на пакере более 300 кгс/см^2 — сдвоенными пакерами с опорой хвостовика с башмаком на забой скважины. Испытания проводят без выпуска жидкости долива или пластового флюида на поверхность с максимально возможной депрессией в двухцикловом режиме;

технологию испытания объекта в сложных геологических условиях необходимо применять в осложненных скважинах: при необходимости промывки скважины в процессе спуска-подъема ИПТ; при испытании объекта с повышенной опасностью аварийного фонтанирования (высокопродуктивных газовых и газоконденсатных пластов, пластов с АВПД); при испытании пластов с повышенным содержанием сероводорода и пластов пониженной устойчивости, при испытании скважин, заполненных буровым раствором с повышенным напряжением сдвига;

селективные испытания следует проводить при излишнем вскрытии интервала бурением, значительном удалении интервала испытания от забоя скважины, при повторном спуске ИПТ для дополнительного испытания коллектора в верхней части, а также наличии на забое постороннего металла;

технология испытания с полной начальной депрессией применяется для исследования пластов с загрязненной ближней зоной, объектов, вскрытых с повышенной (более 100 кгс/см^2) репрессией. Технология применима для скважин с давлением в интервале исследований до 500 кгс/см^2;

технология испытания объекта с выпуском пластового флюида на поверхность применяется при повторном спуске ИПТ для оценки промышленной значимости газо- или нефтенасыщенного пласта;

в общих случаях следует использовать стандартную технологию испытаний, нестандартную следует применять только при осложнениях в скважине или для решения дополнительных (специальных) задач.

4.5.6. Заявка на проведение ИПТ должна содержать информацию, необходимую для выбора типа ИПТ, его компоновки, размера уплотнителя пакера и определения основных характеристик технологии испытания объекта.

4.5.7. Для проведения исследований скважин ИПТ заказчик совместно с подрядчиком составляет план, в котором определяются:

технология проведения испытаний;

тип и компоновка ИПТ;

диаметр забойного штуцера;

планируемый перепад давления на пакере;

высота столба и плотность жидкости предварительного долива;

тип (схема) обвязки устья (верхней трубы) и противовыбросового оборудования;

допустимая (безопасная) продолжительность пребывания ИПТ на забое (если она меньше 90 мин, то предусматривается одноцикловое испытание);

число циклов испытания;

максимально допустимая нагрузка на крюке при расхаживании инструмента с ИПТ.

4.5.8. Диаметр уплотнителя пакера должен определяться в зависимости от состояния ствола скважины по коэффициенту пакеровки К ($K=D_{скв}/D_{пак}$). $K=1.08...1.10$ при нормальных условиях.

4.5.9. Во избежание нефтегазопроявления после снятия пакера на стадии планирования или перед спуском ИПТ должен быть проведен расчет противодавления на пласт исходя из условий полного замещения раствора в интервале испытания пластовым флюидом.

4.5.10. В процессе последних перед спуском ИПТ долблений и СПО должны быть проверены и обеспечены исправность и работоспособность системы спуска-подъема, противовыбросовой и гидравлической обвязки, освещения, систем дегазации притока, долива скважины, исправность установленного оборудования и инструмента, наличие регламентированного объема раствора и химреагентов. Необходимо проверить соответствие резьбовых соединений и обеспечить герметичность колонны бурильных труб.

4.5.11. Поверхностное оборудование скважины должно обеспечивать прямую и обратную циркуляцию бурового раствора с противодавлением на устье (дроссе-

лированием) через устьевую головку и специальный манифольд.

4.5.12. При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

колонну бурильных труб рассчитать на избыточные внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;

проверить бурильную колонну на герметичность;

оборудовать бурильную колонну шаровым краном и головкой, опрессовав их на ожидаемое давление;

провести обвязку устья с манифольдом превенторной установки и буровых насосов металлическими трубами на шарнирных соединениях;

обеспечить возможность прямой и обратной закачки раствора в скважину буровыми насосами, согласовать схему обвязки устья с противофонтанной службой и органами госгортехнадзора;

оборудовать устье скважины для обеспечения вертикального перемещения колонны труб на 4—5 м совместно с манифольдом.

4.5.13. Допускается исследование скважины с устьевой головкой, установленной на 4—6 м выше ротора. В этом случае необходимо до начала исследования подготовить средства (спецплощадку, лестницу) для экстренного закрытия аварийного крана на головке.

4.5.14. Испытание скважины испытателями пластов в открытом стволе и в колонне без оборудования устья превенторной установкой запрещается.

4.5.15. Запрещается проводить испытание скважин с выводом пластового флюида на поверхность при наличии в нем сероводорода.

4.5.16. До начала испытания на буровой должна быть подготовлена следующая документация:

технические паспорта на индикатор веса, талевый канат, бурильные трубы, противовыбросовое оборудование и обвязку;

акт на опрессовку противовыбросового оборудования и последней обсадной колонны;

план ликвидации возможных аварий и пожара;

акт готовности скважины и бурового оборудования к исследованиям скважины ИПТ;

план исследования скважины;

акт на опрессовку устьевой головки и бурильной колонны.

4.5.17. Допускается испытание скважины ИПТ при отсутствии уровня на устье (при поглощении бурового раствора), слабом проявлении скважины (без угрозы аварийного фонтанирования), наличии посторонних предметов на забое. Такие испытания следует выполнять по специальному плану с дополнительными мерами по обеспечению безопасности и безаварийности работ.

4.5.18. В процессе испытания скважины запрещено:

присутствие на скважине лиц, не имеющих отношения к выполняемым работам;

ремонт бурового оборудования;

работы с использованием открытого огня;

включение (остановка) двигателей привода лебедки в период притока и регистрации КВД;

подъем инструмента до прекращения выхода из труб воздуха или газа.

4.5.19. Испытание скважины запрещается в случаях:

неисправности бурового оборудования, инструмента;

отсутствия противовыбросового оборудования или его неисправности;

проявления скважины с угрозой аварийного фонтанирования (степень опасности определяется ответственным руководителем работ);

отсутствия вахты в полном составе или использования учеников (стажеров) в качестве вахтовых рабочих;

отсутствия ответственного представителя, указанного в плане работ;

отсутствия документации, необходимой для проведения работ.

4.5.20. Мастер по испытанию совместно с ответственным представителем бурового предприятия перед началом ИПТ должен провести инструктаж вахты (с повторением его для каждой вновь заступающей вахты).

4.5.21. При испытании газонасыщенного или газоконденсатного пласта высокой активности и возможности получения притока с газовыми выбросами на дорогах, находящихся в зоне скважины, должны быть установлены предупредительные знаки и выставлены посты на расстоянии не ближе 250 м от скважины.

4.5.22. На скважинах (площадях), где ранее проводились исследования с применением радиоактивных изотопов, необходимо осуществлять контроль радиоактивности извлекаемого флюида.

4.6. Геофизические работы после крепления ствола скважины

4.6.1. Геофизические исследования и технологические операции после крепления скважин проводятся в соответствии с проектами на их строительство.

4.6.2. Программа геофизических исследований по изучению технического состояния скважины должна быть направлена на определение качества крепления скважин, плотности и характера распределения цементного камня в затрубном пространстве, наличия или отсутствия разрывов его сплошности, зазоров между цементным кольцом и обсадной колонной, стенками скважины и других дефектов.

4.6.3. Все работы, связанные с использованием радиоактивных веществ (РВ), должны проводиться с разрешения органов санитарно-эпидемиологической службы.

4.6.4. РВ должны храниться в специальном помещении, оборудованном в соответствии с требованиями санитарных правил. Помещение оборудуется системой приточно-вытяжной вентиляции. Дверь помещения, где хранятся РВ, запирается, на ней прикрепляется знак радиационной опасности.

4.6.5. Источники изучения выдаются работником, отвечающим за учет, хранение и использование РВ, с разрешения руководства предприятия. Источники излучений получает начальник партии, в журнале делается соответствующая запись с указанием номера источника и его активности.

4.6.6. При возврате РВ в хранилище в журнале делается соответствующая отметка за подписью начальника партии и лица, ответственного за учет, хранение и использование РВ.

4.6.7. Перевозки РВ на скважину и обратно проводятся в транспортных контейнерах, закрытых на замок и жестко укрепленных в подъемниках каротажных станций, или на отдельных автомашинах, прицепах. Ключ от замка должен находиться у начальника партии или лица, сопровождающего груз.

На всех контейнерах наносятся номера и знаки радиационной опасности.

4.6.8. Переноска контейнеров с источниками ионизирующих излучений, а также емкостей с жидкими РВ на

небольшие расстояния (не более 100 м) должна проводиться на стержне длиной не менее 2 м двумя работниками или одним на специальной тележке. В каждом контейнере может быть помещен только один источник.

4.6.9. Допускается хранение источника на скважине в транспортном контейнере, закрытом на замок, установленном в подъемнике каротажной станции или на специальном прицепе на время проведения работ. На скважине переносные контейнеры с источниками размещают на удалении не менее 10—15 м от мест нахождения людей. Ответственность за сохранность полученных для работы источников ионизирующих излучений и других РВ несет начальник партии.

4.6.10. Транспортное средство, перевозящее РВ, должно иметь спереди и сзади знаки радиационной опасности.

4.6.11. Для обеспечения радиационной безопасности работы, связанные с применением источников ионизирующих излучений, должны проводиться в строгой технологической последовательности в минимальные сроки с применением дистанционных инструментов. Работы, при выполнении которых обязательно присутствие людей вблизи источников ионизирующих излучений, должны распределяться равномерно между всеми работниками партии.

4.6.12. Промыслово-геофизическая партия, выполняющая исследования с применением источников ионизирующих излучений, должна иметь два комплекта ручных дистанционных приспособлений.

4.6.13. Во время установки и извлечения источника из прибора в опасной зоне не должны находиться не имеющие отношения к выполнению данной операции работники партии, а также рабочие буровой бригады.

4.6.14. Импульсный генератор нейтронов разрешено включать только после спуска его в скважину на глубину не менее 5 м.

Извлекать из скважины генератор нейтронов можно только через 30 мин после его выключения. Ремонт и наладка высоковольтного блока и нейтронной трубки генератора на скважине запрещены.

4.6.15. При проведении геофизических исследований в эксплуатационных скважинах с применением открытых радиоактивных изотопов не допускается выход на поверхность активированной промывочной жидкости

или пластового флюида общей гамма-активностью, превышающей 0,5 мг·экв радия.

4.6.16. Запрещаются работы с применением открытых радиоактивных изотопов в скважинах в районах водоснабжения на глубинах менее 400 м, а также применение изотопов с периодом полураспада более 60 сут.

4.6.17. Перед закачкой радиоактивных изотопов в пласт или затрубное пространство необходимо предварительно убедиться в ее осуществимости путем закачки неактивированной жидкости.

4.6.18. Открытые радиоактивные изотопы должны транспортироваться на скважину в специальной автомашине, оборудованной для перевозки радиоактивных веществ, в контейнерах заводского изготовления.

4.6.19. Радиоактивные изотопы могут перевозиться только в герметичных ампулах, в упаковке, предохраняющей ампулы от механических повреждений.

4.6.20. Геофизические исследования в скважинах с применением короткоживущих изотопов необходимо проводить с применением нейтронно-активационной установки ТАУ, позволяющей приготавливать необходимые для работы концентрации радиоактивных веществ непосредственно на скважине.

4.6.21. Прострелочные и взрывные работы (ПВР) в скважинах проводятся в соответствии с требованиями действующих Единых правил безопасности при взрывных работах и технической инструкции по проведению прострелочно-взрывных работ в скважинах.

4.6.22. ВМ и снаряженные аппараты, применяемые для прострелочных и взрывных работ, хранят и транспортируют (переносят и перевозят) в заводской таре или в специально оборудованных для этого транспортных средствах.

4.6.23. ПВР проводятся в соответствии с типовым техническим проектом и по заявкам геологической службы заказчика на каждую скважину. На скважине объем работ может быть уточнен руководителем взрывных работ (начальником партии) совместно с представителем заказчика.

4.6.24. Снаряженные ПВА транспортируются без установки в них взрывателей в специальных транспортировочных устройствах, исключающих удары и трение аппаратов.

4.6.25. Ящики (отделения) с ВМ и транспортировочные устройства со снаряженными ПВА должны быть закрыты на замок, ключ от которого должен находиться у взрывника.

4.6.26. Изменение маршрута следования спецмашин с ВМ запрещено.

Остановки в пути могут быть сделаны только вне населенных пунктов и не менее чем в 200 м от строений. Во время остановок оставлять спецмашины с ВМ без охраны не допускается.

4.6.27. При перфорации газовых скважин, а также при вскрытии нефтяных пластов в условиях депрессии устье скважины обязательно оборудуется лубрикатором.

4.6.28. При проведении ПВР в темное время суток должны выполняться следующие дополнительные условия:

источники питания осветительной сети устанавливаются за пределами опасной зоны. Допускается освещение рабочих мест прожекторами, которые должны устанавливаться за пределами 50-метровой опасной зоны;

освещение места проведения работ обеспечивает заказчик;

составляется акт о готовности скважины для проведения прострелочно-взрывных работ с наступлением темного времени суток, подписываемый ответственным представителем заказчика, ответственным за состояние электрооборудования и ответственным руководителем взрывных работ.

Акт передается ответственному руководителю взрывных работ.

4.6.29. Применение электроустановок напряжением свыше 36 В, а также сокращение опасной зоны до радиуса не менее 10 м при освоении и эксплуатации нефтяных скважин на кусте с одновременным проведением ПВР допускаются только при условии принятия дополнительных мер (применение блокировочных устройств, повышение класса электрозащищенности, применение средств взрывания пониженной чувствительности и т. д.).

4.6.30. С момента обесточивания электрооборудования на скважине и до конца ПВР не допускается проведение электросварочных работ в радиусе 1000 м.

4.6.31. Перед спуском прострелочных или взрывных аппаратов скважину необходимо прошаблонировать с замером забойного давления. Диаметр и вес шаблона должны соответствовать диаметру и весу ПВА.

4.6.32. Присоединение ПВА к кабелю осуществляется взрывником, который в этот момент должен находиться у головки ПВА, вне зоны действия кумулятивных зарядов.

4.6.33. Выстрел или взрыв ПВА осуществляет ответственный руководитель взрывных работ (взрывник или мастер-взрывник).

4.6.34. При спуске ПВА в скважину контролируются его движение и натяжение кабеля. Преодолевать препятствия в скважине расхаживанием ПВА запрещается.

4.6.35. Не разрешается проводить ПВР в скважинах при отсутствии на устье противовыбросового оборудования (с актом проверки технического состояния и опрессовки).

4.6.36. После выстрела (взрыва) кабель должен быть немедленно отключен от источника тока. Подходить к устью скважины разрешено только руководителю взрывных работ (взрывник или мастер-взрывник), но не ранее чем через 5 мин после выстрела (взрыва).

4.6.37. По окончании работ проверяется глубина интервала и качество выполненной перфорации путем проведения исследований аппаратурой контроля перфораций.

4.6.38. Геофизические исследования в процессе освоения и вывода скважины на рабочий режим проводятся при установленном на устье лубрикаторе.

4.7. Геофизические работы при эксплуатации скважин

4.7.1. Геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин проводятся в соответствии с планами геолого-технических мероприятий и типовыми или индивидуальными проектами на подземный ремонт скважин.

4.7.2. Геофизические исследования разрешается проводить в скважинах:

эксплуатирующихся фонтанным и газлифтным способами, оборудованных рабочей площадкой с настилом на уровне фланца запорной арматуры и насосно-компрессорными трубами, оснащенными воронкой;

эксплуатирующихся насосным способом с эксцентричной подвеской насосно-компрессорных труб для спуска приборов в интервал исследования;

нагнетательных и контрольных с подготовленными площадками для монтажа геофизического устьевого оборудования;

остановленных на текущий или капитальный ремонт.

4.7.3. Геофизические исследования в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться в присутствии представителя заказчика.

4.7.4. Оттяжной ролик должен крепиться к колонному фланцу таким образом, чтобы ось вращения ролика была перпендикулярна оси лебедки, а плоскость вращения ролика проходила через середину барабана лебедки. С рабочего места оператора подъемника каротажной станции должны быть хорошо видны все элементы оборудования герметизации устья.

4.7.5. Открывать задвижки запорной арматуры необходимо медленно, не допуская ударов при повышении давления. Спуск и подъем первых десятков метров кабеля в скважину должны проводиться с помощью механизма перемещения или вручную. Скорость движения кабеля по стволу скважины не должна быть более:

0,8 м/с — в насосно-компрессорных трубах;

0,14 м/с — при входе в башмак насосно-компрессорных труб;

0,07 м/с — начиная с глубины 100 м до устья скважины.

4.7.6. В скважинах с давлением на устье свыше 70 кгс/см^2 геофизические исследования должны проводиться с использованием специальных типов оборудования, снабженного для его монтажа и работы грузоподъемной мачтой.

4.7.7. Геофизические исследования в скважинах, эксплуатирующихся центробежными электронасосами, должны проводиться при подземных ремонтах скважин по технологии, основанной на совместном спуске насоса и расположенного под ним прибора на кабеле.

4.8. Аварии при геофизических работах

4.8.1. Аварии, возникшие при проведении промыслово-геофизических работ в скважинах, должны ликвидироваться по плану, составленному заказчиком совместно с подрядчиком и выполняемому с использованием технических средств обеих сторон.

4.8.2. Усиление натяжения кабеля при расхаживании для освобождения прихваченного прибора в скважине не должно превышать 50% от разрывного.

4.8.3. Разбуривание кабеля, оставленного в скважине, не допускается.

4.8.4. В случае оставления в скважине источника радиоактивного излучения работы по ликвидации аварийной ситуации проводятся по специальному плану, составленному геофизическим предприятием, согласованному с заказчиком и санитарной службой.

4.8.5. Ликвидация аварий, происшедших при работах с применением РВ, должна сопровождаться дозиметрическим контролем скважинного прибора, промывочной жидкости и окружающей среды.

4.8.6. Персонал буровой бригады, привлекаемый к ликвидации прихвата прострелочного или взрывного аппарата, должен быть проинструктирован. Все операции необходимо проводить под непосредственным руководством заказчика (бурового мастера, мастера по сложным работам) и ответственного руководителя взрывных работ.

4.8.7. Оставленный в скважине заряд при необходимости уничтожают подрывом дополнительного заряда (торпеды) по плану работ, составленному геофизическим предприятием и согласованному с заказчиком.

4.8.8. О всех происшедших авариях и оставленных геофизических приборах и аппаратах непосредственно в скважине должен быть составлен акт. Об аварии, а также возникновении аварийной ситуации необходимо известить руководство геофизического предприятия и заказчика.

4.8.9. В случае разногласий при определении причин аварии должна проводиться техническая экспертиза вышестоящими организациями.

5. РАБОТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА (ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ)

5.1. Общие положения

5.1.1. Дополнительные требования по безаварийному функционированию производственных объектов, защите работающих и населения распространяются на объекты нефтяных и газовых месторождений с высоким содержанием в их продукции сероводорода, вследствие чего необходимы специальные средства защиты людей и оборудования.

Для таких месторождений устанавливается санитарно-защитная зона.

Границы этой зоны определяются расчетным путем по специальной методике, согласованной с органами госгортехнадзора, по содержанию сероводорода в воздухе при рассеивании во время аварийного выброса в количестве не более 30 мг/м^3.

5.1.2. Постоянное проживание людей в санитарно-защитной зоне не допускается.

Разрешено проживание работающих в ней людей при вахтовом методе организации работ только при условии выполнения проектных решений по обустройству месторождения (площади), обеспечивающих их безопасность.

Проект обустройства месторождения должен быть согласован с органами госгортехнадзора.

5.1.3. На каждом объекте должен быть план ликвидации всевозможных аварий, а в организациях, предприятиях и учреждениях, ведущих работы в пределах санитарно-защитной зоны, должен быть план совместных действий при возникновении аварийных ситуаций, прорывов флюидов. Руководство проведением работ по ликвидации аварий возлагается в этом случае на головное предприятие по добыче, транспорту и переработке флюида.

5.1.4. Работы по вскрытию продуктивного пласта, перфорации, вызову притока, гидродинамические исследования и другие опасные операции должны проводиться по плану под руководством ответственного ИТР в присутствии представителя противофонтанной службы.

5.2. Требования к персоналу

5.2.1. К работам на объектах в санитарно-защитной зоне допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие медицинское заключение о пригодности к работе в дыхательных аппаратах изолирующего типа, прошедшие необходимое обучение по профессии и безопасности работ на объекте.

5.2.2. Не допускается пребывание на газоопасном объекте в санитарно-защитной зоне лиц без изолирующего дыхательного аппарата и индивидуального газосигнализатора на сероводород, а также не прошедших инструктажа.

Примечание. К изолирующим дыхательным аппаратам не относятся аппараты (противогазы) фильтрующего типа.

5.2.3. Не реже одного раза в месяц на объектах должны проводиться учебно-тренировочные занятия с обслуживающим персоналом по выработке навыков выполнения плана ликвидации возможных аварий (ПЛА).

5.2.4. При работе в дыхательном аппарате на устье скважины или у другого источника выделения сероводорода исполнители и руководитель работ должны иметь радиопереговорное устройство.

5.2.5. При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК необходимо немедленно:

надеть изолирующий дыхательный аппарат;

оповестить руководителя работ (объекта) и находящихся в опасной зоне людей;

принять первоочередные меры по ликвидации загазованности в соответствии с ПЛА до прибытия работников противофонтанной службы;

лицам, не связанным с принятием первоочередных мер, следует покинуть опасную зону и направиться в место сбора, установленное планом эвакуации.

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить противофонтанную службу и вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся противофонтанной службой с привлечением рабочих бригады и ИТР.

5.2.6. Привлекаемый к работам на газоопасных объектах персонал сторонних организаций должен пройти обучение и проверку знаний в объеме, утвержденном

главным инженером предприятия-заказчика, с учетом места и вида работ, иметь дыхательные аппараты изолирующего типа, индивидуальные газоанализаторы.

5.2.7. Типы дыхательных аппаратов для каждой категории работающих определяются проектом.

5.3. Требования к территории и производственным объектам

5.3.1. Нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения с объемным содержанием сероводорода в газе более 6% застраивать объектами, не связанными с добычей нефти и газа, запрещается.

5.3.2. Помещения для приготовления и приема пищи, отдыха вахты, узел связи и др. размещаются на расстоянии не менее 200 м от устья скважины.

5.3.3. На территории буровых промплощадок должны быть установлены устройства (конус, флюгер и др.) для определения направления ветра и указатели сторон света. В темное время устройства необходимо освещать.

5.3.4. Производственные объекты, газоопасные места, трассы газо- и нефтеконденсатопроводов должны иметь указатели, надписи и необходимые знаки.

5.3.5. В помещениях операторной и вагонах-домиках (культбудки) должны быть вывешены:

технологическая схема (мнемосхема) расположения оборудования и трубопроводов с указанием на них КИП и А, предохранительных, запорных регулировочных устройств, а также схемы установки датчиков сероводорода и расположения точек контроля воздушной среды;

схема объекта с указанием расположения аварийных складов, островков газовой безопасности, основных и запасных маршрутов движения людей и транспорта, преимущественных направлений распространения и мест скопления сероводорода в воздухе в аварийной ситуации, средств связи и оповещения;

схема оповещения с указанием номеров телефонов противофонтанной службы, пожарной охраны, медсанчасти и других организаций;

оперативная часть ПЛА.

5.3.6. Расстояние от устья скважины до буровых насосов на месторождениях с объемным содержанием сероводорода более 6% должно быть не менее 30 м. По-

мещение насосной должно быть отделено от открытых участков циркуляционной системы сплошной перегородкой (стеной).

5.3.7. Помещения буровых и нефтегазопромысловых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой автоматически от датчиков при превышении ПДК сероводорода.

5.3.8. В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны быть установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения.

5.3.9. Бригады, вахты, работающие в санитарно-защитной зоне, должны быть обеспечены надежной двусторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, а работающие непосредственно на газоопасном объекте — дополнительной независимой связью с дежурным противофонтанной службы, транспортной организации.

Для разведочных площадей схема обеспечения независимой связью с противофонтанной службой определяется техническим проектом на строительство скважины.

5.4. Требования к оборудованию и механизмам

5.4.1. Оборудование, аппаратура, предназначенные для постоянной эксплуатации в сероводородной среде, должны быть в коррозионно-стойком исполнении (устойчивом к сероводородной агрессии).

В паспортах на такое оборудование должны быть гарантии предприятия-изготовителя на его применение в указанной среде.

5.4.2. Внутрискважинное оборудование, технологические аппараты, обсадные и лифтовые трубы, трубопроводы и другое оборудование, используемое в коррозионно-агрессивной среде, с параметрами, указанными в табл. 5 на основании рекомендаций NACE MR-01-75, изд. 1984 г., США, должны быть стойкими к сульфидному растрескиванию. Данное требование не отменяет ингибиторную защиту.

5.4.3. Емкость (резервуар) для жидкости, содержащей сероводород, должна быть оборудована сигнализатором верхнего предельного уровня, устройством для

Таблица 5

Вид добываемого флюида	Концентрация сероводорода: в % по объему к объему газовой фазы (в г/м³ газа)	Давление абс., Па (ата)
Влажный газ или обводненная (со следами воды) нефть с газовым фактором выше 890 нм³/м³	До 0,075 (до 1,15)	$P_{H_2S} > 345$ $(352 \cdot 10^{-5})$
	0,075—10,0 (11,5—154)	$P_{об} > 45 \cdot 10^4$ (4,6)
	Выше 10,0 (выше 154)	При любых значениях P_{H_2S} и $P_{об}$
Многофазный флюид «Нефть—газ—вода» (следы воды) с газовым фактором менее 890 нм³/м³	До 0,02 (до 0,31)	$P_{H_2S} > 345$ $(325 \cdot 10^{-5})$
	0,02—4,0 (0,31—61)	$P_{об} > 1{,}83 \cdot 10^5$ (18,6)
	4,0—15,0 (61—228)	$P_{H_2S} > 6{,}9 \cdot 10^4$ (0,7)
	Выше 15,0 (выше 228)	При любых значениях P_{H_2S} и $P_{об}$

Примечание. Для газового фактора и весовой концентрации H_2S объем газов принимается при нормальных условиях, т. е. при температуре 293°К и давлении 760 мм рт. ст.; $P_{об}$ — общее давлению флюида; P_{H_2S} — парциальное давление сероводорода в газовой фазе.

дистанционного замера уровня жидкости и нижним пробоотборником.

5.4.4. Для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов систем добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и конденсата, эксплуатационной и лифтовой колонн, внутрискважинного и другого оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сероводорода, должны применяться ингибиторы коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

5.4.5. Манифольд противовыбросового оборудования, бурильные трубы, лифтовые трубы, трубопроводы, находившиеся в контакте с сероводородом, после их демонтажа перед повторным использованием должны

быть очищены от всяких отложений продуктов коррозии, подвергнуты дефектоскопии, опрессованы.

С достаточной для технических целей точностью парциальное давление сероводорода может быть вычислено как произведение его объемного содержания (доли от общего объема газовой фазы) на общее давление в системе. Например, если общее давление газа $1 \cdot 10^6$ Па (~ 10 кгс/см^2 абс.), а объемное содержание сероводорода 10%, или 0,1 часть от объема газовой фазы, то его парциальное давление составит:

$P_{H_2S} = 1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}1 = 1 \cdot 10^5$ Па или 1,0 кгс/см^2 абс.

5.4.6. Уровень взрывозащиты электрооборудования технологических установок (насосных, компрессорных и др.), а также буровых установок и установок по ремонту скважин, размещенных во взрывоопасных зонах, должен соответствовать классу взрывоопасной зоны и категории, группе взрывоопасной смеси.

5.4.7. Соответствие качества труб обсадных и лифтовых колонн техническим условиям, гарантирующим стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением, должно подтверждаться сертификатом. Проверка образцов труб на соответствие сертификату по химическому составу и другим показателям качества стали проводится в лабораторных условиях по специальной методике.

5.4.8. Контроль за изменением толщины стенок, появлением микротрещин наземного оборудования и труб необходимо проводить специальными приборами. Места и периодичность контроля определяются технологическим регламентом и проектом.

5.5. Требования к проектам на разведку, разработку и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, строительство скважин

5.5.1. В проекте на разведку площади с возможным наличием сероводорода должна быть приведена характеристика флюида вскрываемых пластов. Если параметры пластового флюида находятся в пределах данных, приведенных в табл. 5, то в проекте должно быть предусмотрено использование всех материалов, труб и оборудования, контактирующих с сероводородом, стойких к этой среде, определены размеры санитарно-защитной

зоны и решены все вопросы защиты работающих и населения.

5.5.2. В случае обнаружения в пластовом флюиде первой разведочной скважины сероводорода, что не предусматривалось проектом, дальнейшее ее строительство должно проводиться с соблюдением требований раздела 5 настоящих Правил.

5.5.3. До разработки проекта обустройства площади месторождения должны быть определены генеральным проектировщиком совместно со специализированными научно-исследовательскими институтами и утверждены в установленном порядке размеры санитарно-защитной зоны.

5.5.4. Проект обустройства месторождения должен иметь раздел «Охрана труда, обеспечение газовой и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации производственных объектов», содержащий основные организационные, технические решения по обеспечению газо- и пожаробезопасности промышленно-производственного персонала и населения, проживающего в зоне возможной загазованности при аварийных ситуациях.

5.5.5. В проекте обустройства месторождения должны быть предусмотрены места расположения островков газовой безопасности, средств коллективной защиты работающих и населения, станций контроля загазованности окружающей среды, постов газовой безопасности, ветровых конусов, контрольно-пропускных пунктов.

5.5.6. В проекте разработки месторождения должны быть дополнительно приведены:

конструкции скважин, диаметры и глубины спуска эксплуатационных и лифтовых колонн;

требования к ингибиторной защите оборудования и труб;

основные решения по охране недр;

требования по использованию попутных продуктов (сероводород, конденсат, гелий и др.).

5.5.7. В проектах на строительство скважин дополнительно должны быть указаны:

условия расчета обсадных и насосно-компрессорных (лифтовых) колонн исходя из порогового напряжения сталей труб, принимаемых не ниже 0,75 от предела текучести. Расчет колонн ведется по согласованным с органами госгортехнадзора методикам (инструкциям);

методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных, ведущих, НКТ и элементов трубных колонн;

типы колонных головок, методы их испытания и монтажа (без применения сварных соединений);

типы нейтрализаторов, методы и технология нейтрализации сероводорода в буровом растворе, а также расход реагентов для этих целей на весь процесс бурения скважины;

методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе;

методы и средства проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора;

мероприятия по защите людей и окружающей среды при процессах бурения, испытания и освоения скважины;

методы и средства контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны;

технология отделения газа от бурового раствора с последующим отводом на сжигание;

типы ингибиторов, их потребный объем при работах по освоению и испытанию скважин;

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;

порядок сбора и хранения жидких продуктов в закрытых емкостях до нейтрализации и дальнейшей утилизации;

метод контроля заполнения скважины при подъеме инструмента;

метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента;

тампонажные смеси, стойкие к действию сероводорода, для цементирования обсадных колонн.

5.5.8. Проект на строительство разведочной скважины и типовой проект на строительство эксплуатационных скважин должны пройти экспертизу и согласование в органах госгортехнадзора.

5.6. Контроль воздушной среды

5.6.1. На установках, в помещениях и на промплощадках, где возможно выделение сероводорода в воздух рабочей зоны (буровая установка, добывающая

скважина, установки по замеру дебита нефти и газа, промысловые манифольды и установки подготовки нефти, газа и др.), должен осуществляться постоянный контроль воздушной среды автоматическими стационарными газосигнализаторами, а также периодический переносными газосигнализаторами или газоанализаторами в местах возможного скопления сероводорода.

5.6.2. Места установки датчиков стационарных газосигнализаторов определяются проектом обустройства месторождения с учетом плотности газов, параметров применяемого оборудования, его размещения и рекомендаций поставщиков.

На буровых установках датчики должны быть размещены у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении (2 шт.), у приемных емкостей (2 шт.) и в культбудке.

5.6.3. Стационарные газосигнализаторы должны иметь звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходить проверку перед монтажом, также государственную проверку в процессе эксплуатации в установленные сроки.

5.6.4. Контроль за состоянием воздушной среды на территории промысловых объектов должен быть автоматическим с выводом показателей датчиков на диспетчерский пункт, пульт газоспасательной службы или противофонтанной военизированной части.

5.6.5. Контроль воздушной среды в населенном пункте следует осуществлять в стационарных точках и передвижными лабораториями согласно графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Результаты анализов должны заноситься:

в журнал регистрации анализов;

в карту проб (фиксируются необходимые данные отбора проб: место, процесс, направление и сила ветра, другие метеорологические условия и т. д.), а также передаваться по назначению заинтересованным организациям, в том числе местным органам власти.

5.6.6. Замеры концентрации сероводорода газоанализаторами на объекте должны проводиться по графику предприятия, а в аварийных ситуациях — газоспасательной службой или протифонтанной военизированной частью с занесением результатов замеров в журнал.

5.7. Бурение и крепление скважин

5.7.1. Перед вскрытием (за 50—100 м до кровли) пластов с флюидами, содержащими сероводород, и на весь период их вскрытия необходимо:

установить станцию геолого-технического контроля при бурении на месторождениях с концентрацией сероводорода более 6%;

установить предупредительные знаки вокруг территории буровой (на путях, в местах возможного прохода на территорию буровой и др.);

проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность средств индивидуальной защиты (СИЗ);

обработать буровой раствор нейтрализатором;

провести проверку состояния противовыбросового оборудования, знаний рабочих и ИТР бригады по ПЛА;

иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины;

организовать при бурении на месторождениях с объемным содержанием сероводорода более 6% круглосуточное дежурство представителей противофонтанной военизированной части, а также транспорта для эвакуации;

обеспечить наличие цементировочного агрегата на буровой и постоянную его готовность к работе;

определить маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях.

5.7.2. Вскрытие сероводородсодержащих пластов должно производиться после проверки и установления готовности буровой и персонала к вскрытию пласта, проверки выполнения мероприятий по защите работающих и населения в зоне возможной загазованности в случае аварийного выброса нефти и газа (открытого фонтана) под руководством лица, ответственного за проведение работ.

Проверку должна осуществлять комиссия бурового предприятия с участием представителя противофонтанной службы под председательством руководителя предприятия. Результаты проверки должны оформляться актом.

5.7.3. При бурении пластов, содержащих сероводород, необходимо контролировать наличие сероводорода

и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором.

5.7.4. Бурение продуктивных горизонтов на месторождениях с концентрацией сероводорода более 6% следует вести с установкой над и под ведущей трубой шаровых кранов в коррозионно-стойком исполнении.

На мостках буровой необходимо иметь опрессованную специальную трубу, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующую верхней секции бурильной колонны. Труба должна быть окрашена в красный цвет и снабжена шаровым краном, находящимся в открытом положении.

5.7.5. С целью раннего обнаружения газопроявлений должен вестись контроль за изменением:

уровня промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;

механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии;

уровня раствора в приемных емкостях;

газосодержания в растворе, содержания сульфидов и плотности бурового раствора.

5.8. Промыслово-геофизические работы

5.8.1. Промыслово-геофизические работы (ПГР) в скважинах, где вскрыты пласты, содержащие сероводород, должны проводиться по плану работ, согласованному с противофонтанной службой и утвержденному руководителями геофизического предприятия и заказчика.

5.8.2. ПГР могут проводиться только после проверки состояния скважины, оборудования и средств связи предприятием-заказчиком при участии представителя противофонтанной службы с оформлением акта.

Перед проведением прострелочно-взрывных работ (ПВР) во время шаблонирования скважины необходимо определить гидростатическое давление в интервале прострела. Проведение ПВР разрешается только в случае, если замеренное гидростатическое давление превышает пластовое на установленную величину.

5.8.3. Работы по испытанию пластов, содержащих сероводород, трубными испытателями в процессе бурения скважин должны проводиться по планам, согласованным с противофонтанной службой.

5.8.4. Состояние окон салонов геофизических лабораторий и подъемника должно обеспечивать хороший обзор рабочей площадки и возможность быстрого проветривания.

Лебедочное отделение геофизического подъемника должно быть оборудовано устройством принудительной вентиляции для предотвращения возможного скопления в нем сероводорода при подъеме из скважины геофизического кабеля.

5.8.5. При работе в условиях, затрудняющих видимость и слышимость сигнализации о наличии сероводорода (ветер, снег, туман и т. п.), руководителем ПГР должен быть выделен работник для наблюдения за этими устройствами.

5.8.6. ПГР в осложненных условиях, а также ПВР по ликвидации аварий в скважинах должны выполняться под непосредственным руководством ответственного лица геофизического предприятия.

5.9. Освоение и гидродинамические исследования скважин

5.9.1. Перед проведением освоения и исследования нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин должен быть составлен план работы, утвержден главным инженером и главным геологом предприятия и согласован с противофонтанной службой.

5.9.2. В плане работ следует указать число работающих, мероприятия по обеспечению их безопасности, включая изолирующие дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

С планом должны быть ознакомлены все работники, связанные с освоением и исследованием скважин.

5.9.3. К плану работ должна прилагаться схема расположения оборудования, машин, механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварии и загазованности при любом направлении ветра, а также схема расположения объектов в санитарно-защитной зоне и близлежащих населенных пунктов.

5.9.4. Фонтанная арматура должна быть соединена с двумя продувочными отводами, направленными в про-

тивоположные направления. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием.

Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на полуторократное ожидаемое максимальное давление.

Отводы следует крепить к бетонным или металлическим забетонированным стойкам, при этом не должно быть поворотов и провисаний. Способ крепления отвода должен исключать возможность возникновения местных напряжений.

5.9.5. К фонтанной арматуре должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства.

Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами.

5.9.6. Сосуды (сепараторы) установок для исследования должны подвергаться техническому освидетельствованию до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации, после ремонта согласно Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

5.9.7. Предохранительный клапан установки (разрывная диафрагма) должен быть соединен индивидуальным трубопроводом с факельной установкой через узел улавливания нефти, конденсата и других жидкостей. При этом должен быть исключен обратный переток нефти, конденсата через узел улавливания при срабатывании одного из клапанов.

5.9.8. Перед освоением скважины необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, а также запас материалов и химических реагентов согласно плану работ на освоение скважины.

5.9.9. В случае отсутствия возможности утилизации продукта запрещается освоение и исследование эксплуатационных скважин. Освоение разведочных скважин в этих условиях допускается кратковременно при нейтрализации или сжигании сероводородсодержащего газа.

5.9.10. При сжигании газа с наличием сероводорода должны быть обеспечены условия, при которых концентрация отходов в приземном слое атмосферы населен-

ных пунктов или объектов народного хозяйства не превысит санитарных норм.

5.9.11. Вызов притока и исследования скважины должны проводиться только в светлое время и под руководством ответственного лица (руководителя работы).

5.9.12. На время вызова притока из пласта и глушения необходимо обеспечить:

постоянное круглосуточное дежурство ответственного лица и оперативной группы противофонтанной службы по графику, утвержденному главным инженером предприятия;

круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;

постоянную готовность к работе цементировочных агрегатов;

готовность населения и работающих к защите в случае аварийного выброса.

5.9.13. При отсутствии притока освоение скважины проводится нагнетанием:

природного или попутного нефтяного газа;

двух- и многофазных пен, инертных к сероводороду и к углекислому газу;

инертных газов;

жидкости меньшей плотности, инертной к сероводороду и углекислому газу.

Использование воздуха для этих целей запрещается.

5.9.14. Запрещается при исследовании и освоении скважины подходить к устью, трубопроводам, распределительным пультам, сепарационным установкам без изолирующего дыхательного аппарата.

5.9.15. Освоение скважины должно проводиться при направлении ветра от близлежащих населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов.

5.9.16. Освоение скважин, расположенных в пойменных зонах рек, следует проводить в беспаводковый период.

5.9.17. Проволока, применяемая для глубинных исследований, должна быть коррозионно-стойкой, цельной, без скруток. При спуске в скважину проволока должна проходить через ингибитор коррозии.

5.9.18. После извлечения проволоки из скважины или перед очередным ее спуском должно быть проведено испытание образца этой проволоки на перегиб. В случае уменьшения пластичности ниже допустимой ее дальней-

шее применение для спуска глубинного прибора в скважину запрещается.

5.9.19. Перед открытием задвижки на узле отвода, а также при спуске (подъеме) глубинного прибора в скважину работники, не связанные с этими операциями, должны быть удалены на безопасное расстояние в наветренную сторону.

5.9.20. Открывать задвижки на узле отвода и извлекать приборы из лубликатора, разбирать их следует в изолирующих дыхательных аппаратах.

5.9.21. По окончании освоения и исследования скважины приборы, аппаратура, спецодежда должны пройти специальную обработку по нейтрализации сероводорода.

5.9.22. По завершении работ необходимо провести контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверку герметичности устьевой арматуры.

5.10. Эксплуатация и ремонт скважин

5.10.1. Наземное оборудование должно иметь продувочную и аварийную (для глушения скважины) линии диаметром не менее 100 мм и длиной не менее 100 м, опрессованную с коэффициентом запаса, равного 1,5 от ожидаемого рабочего давления. Линии должны быть оборудованы обратными клапанами и иметь возможность подключения контрольно-регистрирующей аппаратуры.

5.10.2. Запрещается эксплуатация скважины фонтанным способом без забойного скважинного оборудования, включающего:

посадочный ниппель для приемного клапана и глухой пробки;

пакер для предохранения эксплуатационной колонны, клапан циркуляционный, клапан ингибиторный, приустьевой клапан-отсекатель.

После установки пакер подлежит испытанию на герметичность, а затрубное пространство скважины над пакером заполняется раствором ингибиторной жидкости.

В разведочных скважинах допускаются кратковременное освоение и исследование скважин без забойного скважинного оборудования при обязательном ингибировании эксплуатационной и лифтовой колонн.

5.10.3. Управление центральной задвижкой, первыми от устья боковыми задвижками, установленными на струнах фонтанной арматуры, приустьевым клапаном-отсекателем должно быть дистанционно-автоматическим.

5.10.4. Запрещается эксплуатация скважины по затрубному пространству.

5.10.5. В процессе эксплуатации должна периодически проводиться проверка клапана-отсекателя на срабатывание в соответствии с рекомендациями (инструкцией) поставщика или с утвержденным регламентом.

5.10.6. Скважины и шлейфы следует осматривать ежедневно при объезде мобильной бригадой в составе не менее двух операторов с наличием дыхательных аппаратов и средств связи. Результаты осмотров должны регистрироваться в специальном журнале.

5.10.7. При обнаружении утечки нефти, газа, содержащих сероводород, в устьевой арматуре или коммуникациях скважину необходимо немедленно закрыть с помощью соответствующей задвижки или приустьевого клапана-отсекателя с пульта управления и об этом сообщить руководителю объекта и работникам газоспасательных служб и противофонтанных военизированных частей.

5.10.8. Эксплуатация скважины при наличии межколонного проявления запрещается.

При обнаружении давления в межколонном пространстве должны быть проведены необходимые исследования и приняты оперативные меры по выявлению и устранению причины перетока. По результатам исследований решается вопрос о возможности эксплуатации скважины.

5.10.9. Перед началом ремонтных работ (смены устьевой арматуры, ремонта подземного оборудования и др.), связанных с разгерметизацией устья, в скважину должна быть закачана жидкость с плотностью согласно п. 2.10.2 настоящих Правил, обработанная нейтрализатором сероводорода. Любой ремонт на скважине следует проводить в соответствии с утвержденным планом.

5.10.10. На устье фонтанной скважины на период ремонта, связанного с разгерметизацией устья, необходимо установить противовыбросовое оборудование, в состав которого должен входить превентор со срезающими плашками.

Схема оборудования устья скважины согласовывается с противофонтанной службой и органами госгортехнадзора.

5.10.11. При появлении признаков нефтегазопроявления ремонтные работы на скважине должны быть немедленно прекращены, скважина повторно заполнена жидкостью, обработанной нейтрализатором, с плотностью, позволяющей приостановить проявления.

Возобновление работ разрешается руководителем предприятия после ликвидации нефтегазопроявления и принятия мер по предупреждению повторного нефтегазопроявления.

5.10.12. При перерывах в работе по переоборудованию устья скважины, смене крестовин, противовыбросового оборудования, фонтанной арматуры запрещается оставлять открытым устье скважины.

5.10.13. В ожидании освоения скважины и пуска ее в эксплуатацию задвижки на струнах фонтанной арматуры и рабочем отводе крестовины должны быть закрыты. Периодически необходимо следить за изменением давления в затрубном пространстве.

5.10.14. Система автоматизации добывающих скважин и прискважинного оборудования должна обеспечивать:

сигнализацию положения запорной арматуры, выведенную на щит дистанционного управления и пульт диспетчера;

подачу реагента в скважину и прекращение его подачи при возможных аварийных ситуациях, сигнализацию об аварийных отклонениях технологических параметров;

автоматическое отключение скважин при нарушении режима;

контроль за состоянием воздушной среды на объектах промысла, на трассах газонефтепроводов с автоматическим их отключением при утечках продукта.

5.11. Сбор и подготовка нефти, газа и газового конденсата

5.11.1. Скважины и промплощадки установок подготовки нефти и газа должны быть ограждены. На их территории должен быть организован контрольно-пропускной режим для людей, транспортных средств и другой техники.

На территории промплощадок запрещается подземная прокладка трубопроводов.

5.11.2. На предприятиях составляется и утверждается главным инженером график проверки герметичности фланцевых соединений, арматуры, люков и других источников возможных выделений сероводорода.

5.11.3. Дренирование жидкости из аппарата и емкостей должно быть автоматическим и проводиться в закрытую систему.

5.11.4. Для перекачки сероводородсодержащих сред должны использоваться бессальниковые герметичные насосы.

5.11.5. Насосы должны оборудоваться устройством для спуска остатка перекачиваемой жидкости, применяемой для промывки или дегазации внутренних полостей насосов.

5.11.6. Сточные воды установок подготовки нефти, газа и газового конденсата должны подвергаться нейтрализации и очистке.

5.11.7. До вскрытия и разгерметизации технологического оборудования необходимо осуществлять мероприятия по дезактивации пирофорных отложений.

5.11.8. Перед осмотром и ремонтом емкости и аппараты должны быть пропарены и промыты водой для предотвращения самовозгорания пирофорных отложений.

5.11.9. К работе внутри емкости и аппарата можно приступать, если содержание в них сероводорода, нефтяных газов и паров нефти не превышает ПДК и только в дыхательных аппаратах.

5.11.10. Во избежание самовозгорания пирофорных отложений при ремонтных работах все разбираемые узлы и детали технологического оборудования должны быть смочены техническими моющими составами (ТМС).

5.11.11. Расстояние от вертикальной трубы факела для сжигания сбрасываемого газа до производственных и вспомогательных зданий и сооружений и наружных установок предприятий должно определяться расчетом, но быть не менее 100 м.

Территория вокруг вертикальной трубы факела в радиусе не менее 50 м должна быть спланирована и ограждена.

5.11.12. Розжиг факела должен быть автоматическим, а также дистанционно управляемым.

5.11.13. Каждый факел должен иметь дежурную горелку, на которую подается очищенный газ.

5.11.14. Трассы газо-, нефте- и конденсатопроводов (по каждой нитке в отдельности) должны быть обозначены на местности указательными знаками.

5.11.15. В местах пересечения газо-, нефте- и конденсатопроводами дорог, водяных путей, оврагов, железнодорожных путей, на углах поворотов, пунктах возможного скопления людей, технологических узлах газо-, нефте- и конденсатопроводов выставляются соответствующие предупредительные знаки и надписи. Для перечисленных и подобных мест в проекте необходимо предусматривать дополнительные мероприятия, исключающие или уменьшающие опасность выбросов. Указанные мероприятия должны быть включены в ПЛА.

5.11.16. Система автоматизации сбора и транспорта должна предусматривать:

систему ингибирования трубопроводного транспорта;

автоматическое отключение отдельного оборудования, технологической линии, установки при аварийных отклонениях параметров с переводом технологических сред на факельную линию с последующей остановкой скважин;

дистанционную остановку технологической линии, установки с пульта дежурного оператора и перевод технологических сред на факельную линию;

дистанционный контроль величин технологических параметров и непрерывную автоматическую регистрацию основных параметров технологического процесса;

автоматическое регулирование давления среды в технологическом оборудовании при превышении допустимого давления;

автоматическую звуковую и световую сигнализацию при выходе технологических параметров (давление, температура и др.) за пределы допустимых с подачей предупредительных сигналов оповещения на место установок и пульт оператора;

контроль состояния воздушной среды на объектах, включая и трубопроводы.

5.11.17. При наличии на объектах добычи газо- и продуктопроводов с большим геометрическим объемом необходимо секционировать их путем установки автома-

тических рассечных задвижек, обеспечивающих наличие в каждой секции при нормальном рабочем режиме не более 2000—4000 нм³ сероводородсодержащего газа.

5.12. Средства защиты органов дыхания

5.12.1. Количество и типы средств индивидуальной защиты органов дыхания на каждом объекте должны определяться проектом с учетом специфики работ.

В пределах санитарно-защитной зоны должны применяться изолирующие дыхательные аппараты.

Средства коллективной и индивидуальной защиты населения, работников строительных и других организаций, находящихся в пределах защитных зон, и порядок обеспечения ими на случай аварийного выброса газа определяются проектом.

5.12.2. Изолирующие дыхательные аппараты должен применять обслуживающий персонал для выполнения операций, предусмотренных технологией производства работ в условиях возможного выделения сероводорода, принятия первоочередных мер при возникновении аварийной ситуации.

5.12.3. Дыхательные аппараты должны быть подобраны по размерам.

К каждому аппарату прикладывается паспорт и прикрепляется этикетка с надписью фамилии и инициалов работника. В паспорте должна быть запись об исправности дыхательного аппарата и сроках его следующего испытания.

5.12.4. Газозащитные средства следует проверять в соответствии с инструкцией по эксплуатации в лаборатории газоспасательной службы или противофонтанной военизированной части.

5.12.5. На рабочих местах должна быть инструкция по проверке, эксплуатации и хранению средств защиты.

5.12.6. На газоопасном объекте должен быть аварийный запас газозащитных средств, количество и типы которых определяются с учетом численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ и согласовываются со службой газовой безопасности, а для разведочных скважин — с противофонтанной военизированной частью и утверждаются руководителем предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВПД	— Аномально-высокие пластовые давления
АСП	— Автомат спуско-подъемных операций
ВВ	— Взрывчатые вещества
ВМ	— Взрывчатые материалы
ГИС	— Геофизические исследования скважин
ГТИ	— Геологические, геохимические и технологические исследования
ИПТ	— Испытатели пластов трубные
КВД	— Кривая восстановления давления
КИП	— Контрольно-измерительные приборы
КИП и А	— Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КНБК	— Компоновка низа бурильной колонны
ЛЭП	— Линии электропередач
ММП	— Многолетнемерзлые породы
НКТ	— Насосно-компрессорные трубы
ОЗЦ	— Ожидание затвердения цемента
ОПК	— Опробыватель пластов на кабеле
ПВА	— Прострелочно-взрывные аппараты
ПВО	— Противовыбросовое оборудование
ПВР	— Прострелочные и взрывные работы
ПГР	— Промыслово-геофизические работы
ПДК	— Предельно допустимая концентрация
ПЛА	— План ликвидации аварий
ПТБ потребителей	— Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей
ПУЭ	— Правила устройства электроустановок
ПЭЭ потребителей	— Правила эксплуатации электроустановок потребителей
РВ	— Радиоактивные вещества
СИЗ	— Средства индивидуальной защиты
СПО	— Спуско-подъемные операции
ТМС	— Технические моющие средства
УБТ	— Утяжеленные бурильные трубы

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3
1.1. Сфера действия и область распространения Правил . 3
1.2. Общие требования 4
1.3. Требования к персоналу 6
1.4. Требования к территории, помещениям, объектам, рабочим местам 7
1.5. Требования к оборудованию и инструменту . . . 11
1.6. Требования к электрооборудованию буровых и нефтепромысловых установок 16
1.7. Требования к стальным канатам 18
1.8. Ответственность за нарушение Правил 19
2. Строительство нефтяных и газовых скважин 20
2.1. Общие положения 20
2.2. Проектирование строительства скважин 20
2.3. Подготовительные и вышкомонтажные работы . . 23
2.4. Буровые установки 24
2.5. Взрывозащита бурового оборудования 29
2.6. Бурение 30
2.7. Конструкция и крепление скважин 31
2.8. Испытание колонн на герметичность 37
2.9. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования 38
2.10. Буровые растворы 43
2.11. Спуско-подъемные операции 48
2.12. Компоновка и эксплуатация бурильных колонн . . 50
2.13. Освоение и испытание скважин после бурения . . 51
2.14. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений 53
2.15. Особенности строительства и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород 56
3. Добыча нефти и газа 59
3.1. Общие положения 59
3.2. Проектирование обустройства нефтяных и газовых месторождений 60
3.3. Оборудование, аппаратура, технологические процессы 60
3.4. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин . . 62
3.5. Эксплуатация скважин штанговыми насосами . . 65
3.6. Эксплуатация скважин центробежными, диафрагменными, винтовыми погружными электронасосами . . 66
3.7. Эксплуатация скважин гидропоршневыми и струйными насосами 67
3.8. Исследование скважин 69
3.9. Эксплуатация нагнетательных скважин 70
3.10. Депарафинизация скважин, труб и оборудования . 70
3.11. Повышение нефтегазоотдачи пластов 71

3.12. Ремонт скважин 78
3.13. Сбор и подготовка нефти и газа 80
4. Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах 88
4.1. Общие положения 88
4.2. Требования к геофизической аппаратуре, кабелю и оборудованию 89
4.3. Геологические, геохимические и технологические исследования 90
4.4. Геофизические исследования в бурящихся скважинах 93
4.5. Исследования скважин трубными испытателями пластов 96
4.6. Геофизические работы после крепления ствола скважины 101
4.7. Геофизические работы при эксплуатации скважин . 105
4.8. Аварии при геофизических работах 107
5. Работы на месторождениях с высоким содержанием сероводорода (дополнительные требования) 108
5.1. Общие положения 108
5.2. Требования к персоналу 109
5.3. Требования к территории и производственным объектам 110
5.4. Требования к оборудованию и механизмам . . . 111
5.5. Требования к проектам на разведку, разработку и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, строительство скважин 113
5.6. Контроль воздушной среды 115
5.7. Бурение и крепление скважин 117
5.8. Промыслово-геофизические работы 118
5.9. Освоение и гидродинамические исследования скважин 119
5.10. Эксплуатация и ремонт скважин 122
5.11. Сбор и подготовка нефти, газа и газового конденсата 124
5.12. Средства защиты органов дыхания 127
Список использованных сокращений 128

Редактор *Л. П. Беляева*

Технический редактор *С. М. Сурикова*

Корректор *Ю. А. Карпуленко*

Сдано в набор 31.05.93 Подписано в печать 27.07.93 ЛР 040214 от 17.01.92
Формат бумаги 84×108$^{1}/_{32}$ Бум. тип. Литературная гарнитура
Высокая печать. Усл. печ. л. 7,14 Усл. кр.-отт. 7,20 Уч.-изд. л. 7,29
Тираж 20 000 экз. Заказ 2581 Цена договорная

Адрес редакции: 125083, Москва, ул. Юннатов, 18, НПО ОБТ

Производственно-издательский комбинат ВИНИТИ
140010, Люберцы, 10, Московской обл., Октябрьский просп., 403

gost.e-ecolog.ru