

МІНІСТЭРСТВА
ПА НАДЗВЫЧАЙНЫХ СІТУАЦЫЯХ
РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ

Проект
МИНИСТЕРСТВО
ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ПАСТАНОВА

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

№ _____

г. Мінск

г. Минск

Об утверждении Правил по
обеспечению промышленной
безопасности при добыче нефти и
газа

На основании части второй статьи 20 Закона Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности» и подпункта 7.4 пункта 7 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 29 декабря 2006 г. № 756, Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Правила по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа (прилагаются).
2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 ноября 2021 г.

Министр

УТВЕРЖДЕНО
Постановление Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
№

ПРАВИЛА
по обеспечению промышленной
безопасности при добыче нефти
и газа

РАЗДЕЛ I
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ

ГЛАВА 1
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Правила устанавливают требования по обеспечению промышленной безопасности при проектировании, строительстве, эксплуатации и обслуживании цехов, участков по добыче нефти, природного газа в состав которых входят разведочные и эксплуатационные буровые скважины (далее – объекты добычи нефти, природного газа).

2. Настоящие Правила не распространяются на ведение работ при ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.

3. Для целей настоящих Правил применяются термины и их определения в значениях, установленных Законом Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности», а также следующие термины и их определения:

аварийная готовность – комплекс организационных и технических мероприятий, обеспечивающий локализацию и ликвидацию аварии с минимальным риском, затратами времени и средств;

безопасность производства – оптимальный баланс состояния производственного процесса, оборудования, рабочих мест и поведения человека, ограничивающего воздействие на работающего вредных и (или) опасных производственных факторов;

выброс – аварийное состояние скважины, характеризующееся интенсивным движением промывочной жидкости из скважины в результате вытеснения последней флюидом, поступившим из пласта в ствол скважины;

грузоподъемность вышки (мачты) – величина параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» в сочетании с нагрузками на ходовом и неподвижном концах талевого каната;

допускаемая нагрузка на крюке – сумма статических и динамических нагрузок на крюке, которая может быть приложена к крюку буровой установки в процессе строительства скважины;

емкость – сосуд, в том числе мобильный сосуд, предназначенный для ведения технологических процессов, а также для хранения газообразных, жидких и других веществ, в том числе горюче-смазочных материалов;

нефтегазоводопроявление (флюидопроявление) – состояние скважины, характеризующееся поступлением пластового флюида в ствол скважины и сопровождающееся переливом промывочной жидкости через устье, увеличением уровня жидкости в приемных емкостях, а при загерметизированном устье повышением давления в затрубном, трубном или обоих пространствах;

нефтегазодобывающий объект (объект) – территория, обозначенная (огороженная) в пределах отведенного земельного участка с расположенными на ней промышленными зданиями, сооружениями, площадками, вспомогательными и бытовыми помещениями;

нормальное пластовое давление – пластовое давление равное гидростатическому давлению воды плотностью 1000 кг/м^3 от кровли пласта до поверхности по вертикали. Аномальные пластовые давления характеризуются любым отклонением от нормального;

открытый фонтан – аварийное состояние скважины, характеризующееся неконтролируемым истечением пластового флюида через трубное, затрубное или оба пространства, через негерметичности в обсадной колонне или противовыбросовом оборудовании, а также в результате грифообразования при отсутствии возможности установленным на скважине противовыбросовым оборудованием герметизировать устье;

осложнение в скважине – нарушение непрерывности технологического процесса бурения, испытания, капитального или текущего ремонта скважины, вызванное явлениями горно-геологического и технологического характера при соблюдении правил ведения работ, проекта на бурение скважины, плана на проведение технологической операции и требующее для его ликвидации проведения дополнительных работ;

повышенная производственная опасность – производственные условия, в которых помимо механического воздействия на работника техническими средствами может возникнуть опасность загорания, поражения электрическим током, отравления;

противофонтанная служба – специализированная служба по предупреждению и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, локализации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов;

требования противофонтанной безопасности – условия, ограничения, запреты и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящих Правилах, нормативных правовых актах, соблюдение которых обеспечивает недопущение возникновения несанкционированных нефтегазоводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования скважин.

4. Все работы по проектированию, строительству и эксплуатации объектов добычи нефти, природного газа должны осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

5. Подготовка и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности работников субъекта промышленной безопасности осуществляется в соответствии с Инструкцией о порядке подготовки и проверки знаний по вопросам промышленной безопасности, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 июля 2016 г. № 31.

6. Подготовка работников субъекта промышленной безопасности, являющихся в соответствии с требованиями настоящих Правил лицами, ответственными за организацию и обеспечение промышленной безопасности при эксплуатации объектов добычи нефти, природного газа (далее – лица, ответственные за безопасную эксплуатацию) осуществляется с периодичностью не реже, чем один раз в пять лет.

7. Аварии и инциденты, произошедшие на объектах добыча нефти, природного газа должны быть расследованы в соответствии с Инструкцией о порядке технического расследования причин аварий и инцидентов, а также их учета, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июля 2016 г. № 36.

8. В целях недопущения аварий, инцидентов связанных с нефтегазоводопроявлениями и успешного проведения работ по их ликвидации в организациях, деятельность которых связана с разведкой и разработкой месторождений нефти и газового конденсата, природного газа, подземным хранением газа в пористой среде должны проводиться профилактические работы по предупреждению таких аварий, инцидентов и аварийно-спасательные работы по их ликвидации специализированными службами по предупреждению и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов в соответствии с локальными правовыми актами организации (далее – ЛПА).

9. По степени опасности возникновения нефтегазоводопроявлений скважины подразделяются на категории.

Первая категория:

скважины с пластовым давлением больше давления статического столба скважинного флюида или равным ему;

газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;

скважины с отсутствием циркуляции;
разведочные и поисковые скважины.

Вторая категория:

скважины с пластовым давлением меньше давления статического столба скважинного флюида.

10. Персонал бригад бурения, освоения и ремонта скважин должен быть проинструктирован и практически обучен мерам, необходимым для предупреждения нефтегазоводопроявлений, выбросов и открытых фонтанов.

11. Машины и оборудование, эксплуатируемые на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных объектах, должны соответствовать требованиям промышленной безопасности, в том числе настоящих Правил, технических регламентов Таможенного союза (далее – ТР ТС), технических регламентов Евразийского экономического союза (далее – ТР ЕАЭС), действие которых на них распространяется.

Машины и оборудование, эксплуатируемые на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных объектах, в отношении которых вступили в силу ТР ТС, ТР ЕАЭС, выпускаются в обращение при условии, что они прошли необходимые процедуры оценки соответствия, установленные ТР ТС, ТР ЕАЭС.

К машинам и оборудованию, эксплуатируемым на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных объектах спроектированным и изготовленным до введения в действие технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», принятого Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 823 (далее – ТР ТС 010/2011), а также иных ТР ТС и ТР ЕАЭС, действие которых на них распространяется, в части их устройства применяются требования технических нормативных правовых актов, согласно которым они спроектированы и изготовлены, а также указанные в эксплуатационной документации изготовителя.

ГЛАВА 2

ТРЕБОВАНИЯ К ТЕРРИТОРИИ, ОБЪЕКТАМ, РАБОЧИМ МЕСТАМ

12. К строящимся, ремонтируемым и к действующим скважинам, насосным и компрессорным станциям и другим стационарным объектам нефтедобычи должны быть проложены дороги, которые должны иметь

информационные указатели, а также подготовлены площадки для разгрузки, размещения оборудования и материалов на отведенных участках земли.

Дороги должны содержаться в исправности.

13. В организациях, которые имеют подземные коммуникации (кабельные линии, нефтегазопроводы и т.д.) должны быть разработаны и утверждены руководством организации исполнительные схемы фактического расположения этих коммуникаций.

Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе, в местах поворотов, переходов через дороги и водные преграды.

14. Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении, соответствующему категории здания или помещения по взрывоопасности согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденных приказом Белорусского государственного энергетического концерна «Белэнерго» от 28 декабря 2005 г. № 380 (далее – ПУЭ).

15. Каждый производственный объект, где персонал находится постоянно, должен быть обеспечен телефонной или радиотелефонной связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

16. Производственные объекты должны быть обеспечены знаками безопасности, предупредительными и информационными надписями.

17. Запрещается загромождать материалами и другими предметами производственные помещения (рабочие места, проходы, проезды и др.). Производственная территория и рабочие места должны содержаться в чистоте.

18. В местах постоянного перехода людей над уложенными по поверхности земли трубопроводами, а также над канавами и траншеями должны устраиваться переходные мостики шириной не менее 0,6 м с перилами высотой не менее 1,0 м, бортовым ограждением высотой – 0,15 м.

19. Для пожаровзрывоопасных производств (установки подготовки нефти, резервуарные парки и т.п.) применение деревянных настилов для покрытия рабочих площадок запрещается.

20. Трубопроводы в местах пересечения автомобильных дорог и переходов должны быть подвешены на опорах на высоте не менее 5 м (4,5 м при соответствующем обосновании) над дорогами и переездами и не менее 2,2 м над переходами или уложены в землю.

21. Запрещается устанавливать агрегаты, машины, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны действующих

воздушных линий электропередачи, а также производство земляных работ в охранной зоне действующих подземных кабельных линий электропередачи.

22. Расстояние от основания вышки, мачты какой-либо установки до охранной зоны воздушной линии электропередачи должно быть не менее высоты вышки, мачты плюс 10 м. Настоящее требование не относится к участку воздушной линии электропередачи, по которой непосредственно осуществляется электроснабжение данной установки.

23. В помещениях, на объектах и рабочих местах, где возможно выделение в воздух вредных паров, газов и пыли, а также в случаях изменения технологических процессов должен осуществляться периодический контроль воздушной среды в соответствии с законодательством.

24. Для каждого технологического процесса должны быть предусмотрены:

меры по максимальному снижению уровня его взрывоопасности;

предотвращение взрывов внутри оборудования;

исключение взрывов и пожаров в помещениях и на открытых площадках;

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

25. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов по электробезопасности.

26. Территория организации, места движения людей и транспорта, рабочие места, объекты с наступлением темноты или при плохой видимости (туман, дождь) должны быть обеспечены искусственным освещением.

27. Светильники рабочего и аварийного освещения должны запитываться от разных источников электроснабжения.

ГЛАВА 3

ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ, ИНСТРУМЕНТАМ И ДРУГИМ ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ

28. Машины и оборудование, эксплуатируемые на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных объектах, должны соответствовать требованиям ТР ТС 010/2011.

29. Эксплуатация действующего оборудования, инструмента, средств измерения осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил, эксплуатационной и технической документацией организации-изготовителя, представленной на русском или белорусском

языках.

30. Перед вводом в эксплуатацию нового (модернизированного) или перемещенного с одного объекта работ на другой оборудования производится проверка его соответствия требованиям настоящих Правил комиссией организации, назначенной приказом руководителя организации. По результатам проверки составляется акт ввода оборудования в эксплуатацию.

31. Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется в соответствии с требованиями ЛПА, действующих в организации.

32. Оборудование должно быть установлено на прочных фундаментах (основаниях), выполненных в соответствии с проектом или требованиями инструкций по монтажу (эксплуатации) организации-изготовителя, обеспечивающих его нормальную работу, тщательно выверено и надежно закреплено.

33. Расстояние между отдельными механизмами и между механизмами и стенами здания должно быть не менее 1 м, а ширина рабочих проходов – 0,75 м. Для передвижных блочно-модульных установок и агрегатов ширина рабочих проходов допускается не менее 0,5 м.

34. Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, должны предусматриваться меры по ее снижению и исключению возможности аварийного перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем.

35. Изменения в конструкцию оборудования могут быть внесены только по согласованию с организацией-разработчиком этого оборудования.

36. Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для персонала, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета и обозначены знаком безопасности.

37. 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, паром, контроль за эффективностью продувки и т.д.), а также пробок в результате гидратообразования или замерзания жидкостей.

38. На корпусах электрооборудования и электрических машин, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

39. Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. должны быть ограждены или заключены в кожухи.

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

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

40. Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для персонала, должна исключать возможность ожогов и быть не более 45 °С внутри помещения и 60 °С на наружных установках.

41. Горячие поверхности аппаратов, трубопроводов и выхлопных труб двигателей внутреннего сгорания в местах возможного соприкосновения с ними во избежание ожогов людей должны быть ограждены или изолированы теплоизоляционными материалами.

42. Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, должна быть максимально приближена к насосу (компрессору) и находиться в удобной и безопасной для обслуживания зоне.

43. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положений «Открыто» и «Закрыто».

44. Порядок опрессовки временных (до 1 года) нагнетательных трубопроводов при строительстве, освоении, ремонте скважин установлен в соответствующих разделах настоящих Правил. Опрессовка технологических трубопроводов на буровых установках импортного производства производится согласно инструкции организации-изготовителя установки.

45. Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания буровых установок должны выводиться на расстояние не менее 15 м от устья скважины (для мобильных установок 10 м) и не менее 5 м от боковой обшивки блоков буровой установки (при горизонтальной прокладке выхлопного трубопровода) и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши (при вертикальной прокладке выхлопных труб). Если обшивка буровой установки выполнена из металла, допускается выполнять вывод выхлопных газов на расстояние не менее 1,5 м от обшивки.

46. Емкости для хранения топлива и масла должны располагаться на расстоянии не менее 40 м от устья скважины при ее бурении и 25 м от устья скважины при ремонте скважин. Топливопроводы должны оборудоваться запорными устройствами.

Допускается применение в качестве топливопроводов и переходов

резиновых шлангов, имеющих сертификат качества и входящих в комплект поставки организации-изготовителя бурового оборудования.

47. В крепежных узлах и деталях машин и оборудования должны быть предусмотрены приспособления (контргайки, шплинты, клинья и др.), предотвращающие во время работы самопроизвольное раскрепление и рассоединение. Необходимость применения и тип приспособлений определяется проектно-конструкторской документацией.

48. Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие, сигнальные приспособления и приборы), а также с превышением рабочих параметров выше паспортных запрещается.

49. Для применяемого в технологическом процессе основного оборудования организацией-изготовителем должен устанавливаться допустимый срок службы (ресурс). Срок службы (ресурс) исчисляется с момента ввода оборудования в эксплуатацию. Эксплуатация оборудования, отработавшего допустимый срок службы (ресурс), осуществляется в соответствии с процедурами, предусмотренными ЛПА эксплуатирующей организации.

50. При проведении ремонта оборудования снятие кожухов и ограждений должно проводиться только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и включения блокировочных устройств, не позволяющих случайно привести их в движение под действием силы тяжести или других факторов, как со стороны привода, так и со стороны рабочего механизма с обязательным вывешиванием на пусковых устройствах плаката «Не включать! Работают люди».

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

52. Сжатые и сжиженные газы должны расходоваться из баллонов только через специальные редукторы с манометрами.

53. Во время перевозки и переноски инструмента, имеющего острые кромки или лезвия, необходимо принять меры, исключающие возможность травмирования людей (применять чехлы, сумки, ящики и др.).

54. При работе на высоте инструменты следует переносить в специальных сумках или подсумках, закрепленных на предохранительном поясе.

55. Сбрасывать какие-либо предметы с высоты запрещается.

56. Конструкция органов управления установками для бурения, освоения, капитального и текущего ремонта скважин должна исключать

самопроизвольное включение узлов под действием вибрации или сотрясения.

57. Средства измерения, установленные на оборудовании, устьевой арматуре скважин, трубопроводах должны быть поверены, откалиброваны органами Государственной метрологической службы или аккредитованными лабораториями, или подвергнуты иным способам метрологического контроля, определенным эксплуатирующей организацией (для средств измерения, не входящих в сферу законодательной метрологии).

58. Манометры, индикаторы веса и другие средства измерения должны устанавливаться так, чтобы показания их были отчетливо видны персоналу. Манометр должен выбираться с такой шкалой, чтобы верхний предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

59. На шкале манометра владельцем должна быть нанесена красная черта, указывающая максимальное рабочее давление. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластину, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра. На манометрах, переведенных в разряд индикаторов, необходимо нанести указатель в виде буквы «И».

60. Системы контроля технологических процессов, автоматического, автоматизированного и дистанционного управления (системы управления), противоаварийная защита, а также связи и оповещения о внештатных ситуациях, в том числе поставленные комплектно с оборудованием, должны обеспечивать заданную точность поддержания технологических параметров, надежность и безопасность проведения технологических процессов.

61. Во время работы механизмов запрещается:
производить их ремонт или крепление каких-либо частей;
чистить и смазывать движущиеся части вручную или при помощи не предназначенных для этого приспособлений;
снимать ограждение или отдельные их части и проникать за ограждения;
тормозить движущиеся части механизмов подкладыванием труб, ваг и других предметов, а также непосредственно руками или ногами;
переходить через приводные ремни и цепи или под ними;
направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные и цепные передачи.

62. Механизмы должны пускаться в ход по сигналу и только после удаления людей от движущихся частей и установки ограждений.

63. Последние 100 м каната или кабеля с инструментом, прибором или аппаратом должны подниматься из скважины на пониженной скорости.

64. Конструкция талевых блоков, кронблоков, крюков и роликов должна исключать возможность самопроизвольного отвинчивания их деталей в процессе эксплуатации.

65. Талевые блоки и кронблоки должны иметь кожухи к шкивам или специальные приспособления, предусмотренные организацией-изготовителем буровой установки, предотвращающие соскакивание каната.

66. Неподвижные блоки для подъема и спуска тяжестей должны жестко крепиться хомутами или другими специальными устройствами и иметь приспособления, предотвращающие соскакивание каната.

Подвеска блоков на канатных петлях запрещается.

67. На подъемных крюках должна иметься предохранительная защелка или другое устройство, надежно запирающее зев крюка.

68. Техническое обслуживание и ремонт оборудования проводятся в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов, предусмотренной в организации.

ГЛАВА 4

ОГРАЖДЕНИЕ ДВИЖУЩИХСЯ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

69. Машины и механизмы должны иметь прочные металлические ограждения, надежно закрывающие доступ со всех сторон к движущимся частям и вращающимся элементам оборудования.

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.

Съемные ограждения должны быть удобными для их сборки и разборки.

70. Ограждения, устанавливаемые на расстоянии более 0,35 м от движущихся частей механизмов, могут выполняться в виде перил. Если ограждение установлено на расстоянии менее 0,35 м от движущихся частей механизмов, то оно должно быть сплошным или сетчатым в металлической оправе (каркасе). Высота перильного ограждения определяется размерами движущихся частей механизмов.

71. Высота бортового ограждения должна быть 0,15 м, расстояние между горизонтальными элементами должны составлять не более 0,4 м, а расстояние между осями смежных стоек – не более 2,5 м. Высота сетчатого ограждения должна быть не менее 1,8 м. Механизмы, имеющие высоту менее 1,8 м, должны ограждаться полностью. Размер ячеек сеток должен быть не более 30 x 30 мм. Сетчатое ограждение должно иметь металлическую оправу (каркас).

72. Перильные ограждения для приводных ремней должны быть высотой не менее 1,5 м. С внешней стороны обоих шкивов на случай разрыва ремня должны быть установлены металлические лобовые щиты.

73. Зубчатые и цепные передачи должны быть ограждены сплошными металлическими щитами (кожухами), имеющими съемные части и приспособления для удобной сборки и разборки.

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

Допускается применение открытых в нижней части кожухов, если кромка кожуха расположена ниже движущейся или вращающейся детали не менее чем на 100 мм и не выше 0,5 м от уровня пола.

ГЛАВА 5 ЛЕСТНИЦЫ И ПЛОЩАДКИ

75. Стационарные объекты, для обслуживания которых требуется подъем персонала на высоту до 0,75 м, должны быть оборудованы ступенями, а на высоту выше 0,75 м – лестницами и перилами.

76. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров – не более 50°), ширина лестниц (расстояние между тетивами в чистоте) должна быть не менее 0,65 м, у лестницы для переноса тяжестей – не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 0,25 м. Ширина ступени должна быть не менее 0,2 м и иметь уклон вовнутрь 2-5°.

С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовое ограждение высотой не менее 0,15 м, исключающие возможность проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

Стационарные лестницы высотой более 5 м, устанавливаемые под углом более 60° к горизонту, должны иметь, начиная с высоты 2 м от ее нижнего конца, дуговые ограждения или быть оборудованы устройством для закрепления карабина предохранительного пояса.

77. Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими, шириной не менее 0,60 м и иметь, начиная с высоты не более 2 м, предохранительные дуги радиусом 0,35-0,40 м, скрепленные между собой полосами. Дуги располагаются на расстоянии не более 0,80 м одна от другой или от переходной площадки. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 0,70-0,80 м.

Лестницы необходимо оборудовать промежуточными площадками, расположенными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой (кроме мобильных буровых установок).

Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянков должно быть не более 0,35 м.

Выполнение ступеней лестниц из прутковой стали не допускается.

78. Маршевые лестницы должны иметь двусторонние перила высотой 1 м, замеренной по вертикали от передней грани ступени, и со средней планкой. Расстояние между стойками должно быть не более 2 м. Перила с обоих концов должны соединяться со стойкой переходной площадки.

79. Между маршами лестниц должны быть устроены переходные площадки. Ширина площадок должна быть не менее ширины лестниц.

Настил переходных площадок должен быть металлическим, исключающим возможность скольжения, или из досок толщиной не менее 40 мм. В случае применения настилов с отверстиями – один из размеров отверстия не должен превышать 20 мм.

Площадка должна иметь перила высотой 1 м и борт высотой не менее 0,15 м.

Допускается выполнение перил переходных площадок высотой 1,25 метра.

80. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения ног (стальные просечно-вытяжные, рифленые листы), или досок толщиной 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,40 м друг от друга и бортовое ограждение высотой не менее 0,15 м, плотно прилегающее к настилу.

81. Площадки и лестницы необходимо регулярно очищать от снега, льда и грязи.

ГЛАВА 6

ТРЕБОВАНИЯ К СТАЛЬНЫМ КАНАТАМ

82. Стальные канаты (далее – канаты), применяемые в качестве грузовых, несущих, тяговых и стропов, для оснастки грузоподъемных механизмов, талевой системы буровых установок, агрегатов по ремонту скважин, должны иметь свидетельство по форме, утвержденной Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 9 апреля 2013 г. № 81 «Об утверждении формы свидетельства Евразийского экономического союза об испытании грузоподъемных цепей, стальных канатов, текстильных канатов и лент и правил его оформления». При отсутствии указанного документа применение канатов не допускается.

83. 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.

84. Соединение стальных канатов с механизмами и приспособлениями должно выполняться с помощью петли, выполненной на конце каната. Петля должна выполняться с применением коуша путем заплетки (обжимки) свободного конца каната или установки зажимов.

Шаг расположения зажимов и длина свободного конца каната за последним зажимом должна быть не менее шести диаметров каната. Зажимы устанавливаются таким образом, чтобы скоба зажима была со стороны свободного конца каната.

Количество зажимов в зависимости от диаметра стального каната следует принимать согласно приложению 15.

85. За состоянием каната должен быть установлен контроль. Частота осмотров каната устанавливается в зависимости от характера и условий работы. Выбраковка и замена канатов производится в соответствии с критериями, установленными инструкцией организации-изготовителя, а при отсутствии данной инструкции – критериями согласно приложению 1.

86. Применять сращенные канаты для оснастки талевого системы буровой установки, агрегатов для освоения и ремонта скважин, а также для подъема вышек и мачт, изготовления грузоподъемных стропов, растяжек, удерживающих рабочих, и страховых канатов не допускается.

87. Резка талевых канатов, а также канатов для подъема вышек и мачт, растяжек, страховочных канатов с использованием электросварки запрещается. Резку канатов следует производить с использованием специальных приспособлений для резки (канаторезов).

Для талевого системы буровых установок и установок для ремонта скважин должны применяться канаты талевые и грузовые, предусмотренные заводом-изготовителем буровых установок и установок для ремонта скважин.

РАЗДЕЛ II ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

ГЛАВА 7 ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ БУРОВЫХ УСТАНОВОК, УСТАНОВОК ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

88. Для непосредственного выполнения функций по организации эксплуатации электроустановок руководитель эксплуатирующей организации должен назначить своим приказом (распоряжением) лицо,

ответственное за электрохозяйство организации и структурных подразделений, а также лиц их замещающих. Границы обслуживания электрохозяйства организации электротехническим персоналом определяются актами разграничения эксплуатационной ответственности.

89. Прокладка контрольных, осветительных и силовых кабелей напряжением до 1,0 кВ с сечением жил до 70 мм² включительно на буровых установках (внутри помещений и снаружи) должна быть выполнена согласно требованиям главы 2.1 ПУЭ.

90. Проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтегазодобывающих производств должны производиться в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), утвержденного Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825.

91. Для каждой электроустановки должны быть составлены однолинейные схемы электрических соединений для всех напряжений переменного и постоянного тока для нормальных режимов, утвержденные ответственным за электрохозяйство организации.

92. На дверях трансформаторных пунктов и камер, распределительных щитах наносятся предупреждающие знаки установленного образца и формы. Двери запираются на замок.

93. Порядок хранения и выдачи ключей от помещений электроустановок определяется приказом или распоряжением руководителя организации.

94. На электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения механизма и двигателя.

95. На наружных дверях распределительных устройств указываются их наименования.

Все провода, шины, кабели, контактные зажимы маркируются по единой системе (изолированными бирками, надписью либо гравировкой на корпусе или на щитке над или под зажимами и предохранителями). На предохранителях и предохранительных щитках, кроме того, указывается номинальный ток плавкой вставки.

Панели распределительных устройств окрашиваются в светлые тона, на них выполняются четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей, проводов.

На всех ключах, кнопках и рукоятках управления должны быть надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены («Включить», «Отключить», «Убавить», «Прибавить» и др.).

96. Токоведущие части пускорегулирующих и защитных аппаратов должны быть защищены от случайных прикосновений. В специальных

токоведущих помещениях (электромашинных, щитовых, станциях управления и т.д.) допускается открытая (без защитных кожухов) установка аппаратов.

97. Во взрывоопасных зонах всех классов не допускается эксплуатация неисправного взрывозащищенного электрооборудования, а также электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушении схем управления и защиты.

98. При бурении скважин буровая установка с электроприводом должна обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников или иметь аварийный привод для подъема бурового инструмента.

99. Ячейки распределительных устройств буровых установок, рассчитанных на напряжение 6-10 кВ, должны быть оборудованы запорным устройством и блокировкой, исключающей возможность:

проведения операций с разъединителем при включенном масляном, вакуумном, электрогазовом выключателях или высоковольтном контакторе;

включения разъединителя при открытой задней двери ячейки;

открывания задней двери при включенном разъединителе.

100. Вывод в ремонт оборудования с приводом от электродвигателя производится на основании письменной заявки, после выполнения организационных и технических мероприятий по отключению электропривода и выдачи разрешения на ведение ремонтных работ электротехническим персоналом, в ведении которого находится электроустановка.

101. Расстояние от земли (от настила) до токоведущих частей воздушных линий электропередачи в подстанцию (распределустройство) буровой установки напряжением до 10 кВ должно быть не менее 4,5 м. При снижении расстояния от провода до земли до 3,5 м территория на соответствующем участке должна быть ограждена забором высотой 1,5 м; при этом расстояние от земли до провода в плоскости забора должно быть не менее 4,5 м.

102. Пересечение воздушных линий электропередачи с оттяжками вышек допускается только в исключительных случаях, при этом:

провода в пролете пересечения не должны иметь соединений;

провода должны проходить выше оттяжек и иметь двойное крепление на опорах;

расстояние между оттяжкой и ближайшим к ней проводом (при наибольшем его отклонении) должно быть не менее 3 м.

103. Вход на территорию открытой трансформаторной подстанции буровой установки должен быть со стороны наиболее удаленной от трансформаторов и вводов воздушных линий электропередачи.

104. На буровых установках с электроприводом у поста бурильщика

должны быть установлены кнопки «Стоп» для аварийной остановки буровой лебедки и буровых насосов.

105. В распределительном щите 380/220 В каждой буровой установки и установок по ремонту скважин должны быть установлены коммутационные аппараты, оборудованные защитой от токов короткого замыкания для подключения электросварочных установок и электроприемников геофизических партий, обеспечивающие оптимальное их расположение на территории, прилегающей к устью скважины.

106. При перемещении буровой установки на новую точку бурения необходимость испытания электрооборудования повышенным напряжением определяется лицом, ответственным за электрохозяйство организации.

107. Подача (снятие) напряжения на буровые установки, после окончания электромонтажных работ или находящихся в стадии пуска наладки, разрешается лицом, ответственным за электрохозяйство организации владельца установки, после письменного подтверждения в уведомлении на подачу напряжения от руководителей всех структурных подразделений, находящихся на объекте. Все члены бригады должны быть уведомлены о подаче напряжения или об их выводе с возможно опасных участков. Подача напряжения осуществляется только в светлое время суток.

108. Все буровые установки с дизельным или электрическим приводом должны иметь источник электрической энергии для аварийного освещения.

Для аварийного освещения разрешается использовать сеть рабочего освещения.

Буровые установки, не имеющие резервной дизельной электростанции или второго внешнего источника электрической энергии для аварийного освещения, должны иметь аккумуляторную батарею на 12 В и отдельную сеть аварийного освещения.

109. Каждая буровая установка должна быть обеспечена переносным светильником напряжением не выше 12 В.

110. Для подключения переносного светильника на всех буровых должны быть установлены розетки, запитанные от аккумуляторной батареи или от двухобмоточного понижающего трансформатора с вторичным напряжением 12 В.

111. Электроустановки буровых должны быть укомплектованы защитными средствами.

112. При ручной дуговой сварке переменным током в особо опасных условиях работы (внутри металлических емкостей, на открытом воздухе, а также в помещениях с повышенной опасностью) для обеспечения безопасности при смене электродов должны применяться ограничители

напряжения холостого хода. Если ограничение напряжения холостого хода предусмотрено схемой самого источника сварочного тока, то применять ограничитель не требуется.

Ограничитель, выполненный в виде приставки, должен быть заземлен отдельным проводником.

ГЛАВА 8

ПОГРУЖНЫЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЕ И ВИНТОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

113. Дверца силовой части станции управления должна иметь замок, ключ от которого должен находиться у лица из числа электротехнического персонала, обслуживающего установку.

114. Бронированный кабель, идущий к устью скважины, должен быть уложен в траншею на глубину не менее 0,7 м или проложен по специальным опорам, исключающими возможность механических повреждений. Через каждые 50 м трассы должны быть установлены предупредительные знаки.

Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки подъемника, не допускается.

115. Во время спускоподъемных операций производить какие-либо работы на кабеле не допускается.

ГЛАВА 9

ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ УСТАНОВОК РЕМОНТА СКВАЖИН И ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

116. В зависимости от объема и сложности работ по эксплуатации электроустановок создается энергетическая служба, укомплектованная соответствующим по квалификации электротехническим персоналом. Допускается проводить эксплуатацию электроустановок по договору со сторонней организацией, специализирующейся на оказании услуг по осуществлению указанного вида работ.

При эксплуатации электроустановок по договору со сторонней организацией, взаимоотношения между энергетическими службами и различными цехами и отделами организаций устанавливаются договором.

117. Руководители, имеющие в непосредственном подчинении электротехнологический персонал со II и III группой по электробезопасности должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

118. Подключение электрооборудования к сети электроснабжения и заземления должно производиться лицом, из числа электротехнического

персонала, имеющим группу по электробезопасности не ниже III.

119. При ремонте скважин и зарезке боковых стволов монтаж установки на устье скважины, расстановка и обвязка оборудования должны производиться в соответствии с требованиями ЛПА.

Разводка электросетей для подключения технологического оборудования и вагонов к силовой сети напряжением до 1000 В должна быть выполнена изолированными проводами или кабелями на опорах, подставках или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность при прокладке по ним проводов и кабелей, на высоте над уровнем земли, настила не менее:

- 0,5 м – по территории скважины;
- 2,5 м – над проходами людей;
- 4,0 м – над проездами транспорта.

По всей длине кабельной линии вывешиваются предупредительные плакаты «Стоять! Напряжение!» на расстоянии не более 30 м друг от друга.

120. Все установленное оборудование должно быть заземлено и присоединяться к общей заземляющей магистрали при помощи заземляющего провода.

Заземляющая магистраль прокладывается на опорах или подставках при совместной прокладке с кабельными линиями или по земле согласно схеме, утвержденной лицом, ответственным за электрохозяйство организации. Схема прокладки заземляющей магистрали должна обеспечивать подключение оборудования не менее чем в двух точках. В качестве проводника заземляющей магистрали следует применять медный проводник сечением не менее 16 мм² или геофизический кабель диаметром не менее 10 мм.

В качестве контура заземления используется естественный заземлитель (колонна скважины) или искусственные заземлители с величиной сопротивления контура не более 4 Ом. Заземляющая магистраль присоединяется к контуру заземления не менее чем в двух точках. Присоединение в одну точку более двух заземляющих проводников запрещено.

121. Для защиты оборудования от грозовых перенапряжений должна заземляться мачта, находящаяся в вертикальном положении, отдельным заземляющим проводником или иметь надежные металлические связи с естественным заземлителем (колонной скважины).

122. Для борьбы с проявлениями статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны иметь надежные металлические связи с действующими устройствами электроустановок.

Заправочные пистолеты блоков горюче-смазочных материалов должны оборудоваться специальными шлангами с внутренним слоем для

снятия статического напряжения. Линии и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, имеющие фланцевые соединения, должны иметь соединительный проводник между фланцами. Сечение соединительного медного гибкого проводника – не менее 4 мм², присоединение выполняется болтовыми соединениями.

123. Электрооборудование установок по ремонту скважин должно выбираться в соответствии с классификацией взрывоопасной зоны, в которой оно располагается. Степень защиты от механических частиц и влаги должна быть не менее IP54.

124. Установка для ремонта скважин грузоподъемностью до 100 тонн должна обеспечиваться электроэнергией от одного источника электроэнергии, а установки 100 тонн и более от двух независимых источников. Все установки независимо от грузоподъемности должны иметь аварийный привод для подъема бурового инструмента.

125. Все установки для ремонта скважин должны иметь аварийное освещение от силового агрегата напряжением не более 24 В. Каждая бригада по ремонту скважин должна быть обеспечена автономным переносным фонарем напряжением не выше 12 В.

126. Электроизмерения и испытания электрооборудования установок по ремонту скважин проводятся в объеме и в сроки, установленные для передвижных электроприемников. Дополнительно требуется проведение измерения сопротивления изоляции кабельных линий и наличия цепей заземления после каждого перепоключения оборудования с записью результатов измерения в бланке разрешения о подаче напряжения.

127. Подача напряжения на электрооборудование установок для ремонта скважин грузоподъемностью до 80 тонн производится в порядке текущей эксплуатации электротехническим персоналом в любое время суток по согласованию с диспетчером энергетической службы, обслуживающей организации в установленном порядке. Все члены бригады должны быть уведомлены о подаче напряжения.

128. Подача (снятие) напряжения на электрооборудование установок грузоподъемностью более 100 тонн, после окончания электромонтажных работ или находящихся в стадии монтажа или пуско-наладки, разрешается лицом из числа электротехнического персонала организации, ответственным за производство работ. Подача напряжения осуществляется только в светлое время суток после выполнения электрофизических измерений, оформления приемо-сдаточного акта и результатов измерений, уведомления всех членов бригады о подаче напряжения или об их выводе с возможно опасных участков.

129. Размещение жилых городков ремонтных бригад в охранной зоне воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ допускается только в исключительных случаях, при этом:

работы следует производить под непосредственным руководством руководителя (специалиста), ответственного за безопасное производство работ, при наличии письменного разрешения организации-владельца линии электрических передач и наряда-допуска на выполнение работ с повышенной опасностью (далее – наряд-допуск). Наряд-допуск должен быть выдан руководителем организации или уполномоченным им лицом;

расстояние от оборудования до вертикальной плоскости, образуемой проекцией на землю ближайшего провода, находящейся под напряжением воздушной линии электропередачи, должно быть не менее, указанного в наряде-допуске.

130. Ножное управление электроприводом штанговых ключей не допускается.

131. Присоединение сети кабеля, питающего привод механизма, должно производиться после полной сборки механизма, его привода и коммутационных устройств.

132. Перед подачей напряжения на станцию управления механизма необходимо убедиться в том, что реверсивный переключатель отключен.

133. Реверсивный переключатель следует устанавливать и снимать только после снятия напряжения с кабеля, питающего механизм.

ГЛАВА 10

УСТРОЙСТВА ТЕЛЕМЕХАНИКИ И АВТОМАТИКИ

134. Устройства автоматики и телемеханики должны выполняться по проекту и в соответствии с требованиями ПУЭ, ЛПА.

135. Ремонтные работы в телеячейке разрешается проводить только при полном снятии напряжения с нее.

136. Для проверки выходного напряжения при регулировке датчиков, ячейка телемеханики должна иметь с внешней стороны штепсельную розетку (с гнездами по числу датчиков) или клеммник, к токоведущим частям которого исключено случайное прикосновение.

139. Снятие предохранителей в устройствах телемеханики и автоматики должно производиться при отключенном напряжении.

140. При невозможности снятия напряжения необходимо пользоваться при работе защитными средствами (клещи, перчатки).

141. Регулировка датчиков телемеханики, установленных на движущихся механизмах, должна производиться после остановки последних и обеспечения предотвращения самопроизвольного включения и движения их.

ГЛАВА 11 ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

142. Ремонт и обслуживание электрической части электродегидраторов должны производиться электротехническим персоналом, имеющим право проведения работ в электроустановках напряжением выше 1000 В.

142. Верхняя площадка, на которой расположены трансформаторы и реактивные катушки, должна иметь сетчатое или решетчатое ограждение с вывешенным на нем плакатом «Стоять! Напряжение!».

144. Дверца ограждения площадки (или лестницы) должна иметь блокировку, отключающую главную цепь питания электродегидратора при открывании ее.

145. Не допускается входить за ограждение во время работы электродегидратора.

146. Электродегидратор должен иметь устройство, отключающее напряжение при понижении уровня нефти в аппарате ниже допустимого. Проверку всех блокировок электродегидратора необходимо производить по графику планово-предупредительных ремонтов, но не реже одного раза в год.

147. После ремонта или длительной остановки напряжение на установку должно подаваться электротехническим персоналом по заявке начальника установки с записью в оперативном журнале электротехнического персонала.

148. На корпусе каждого электродегидратора должен быть обозначен его номер, который указывается также на соответствующей панели щита управления электродегидратором.

149. На электродегидраторах должны предусматриваться специальные зажимы или полосы для наложения переносных заземлений.

150. Эти зажимы должны располагаться в наиболее удобных местах и иметь надпись «Земля» (или условный знак «Земли»).

151. При каждом отключении электродегидратора от сети (максимальной токовой защитой) производятся внеочередные осмотры его при снятом напряжении. Повторное включение электродегидратора, отключившегося от защиты без выявления и устранения причин отключений, не допускается.

152. Периодичность осмотров и ремонтов электродегидраторов устанавливается инструкцией по эксплуатации организации-изготовителя и ЛПА эксплуатирующей организации.

ГЛАВА 12

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

153. Устройства электрохимической защиты от коррозии должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

154. Нетоковедущие части устройств электрохимической защиты должны быть заземлены.

155. Не допускается выполнение каких-либо работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины.

Это требование не относится к устройствам протекторной защиты.

156. На подводе к катодной станции должен быть установлен коммутационный аппарат (рубильник, пакетный выключатель, автомат).

157. Катодные станции должны иметь предупредительные надписи и плакаты и закрываться на замок.

158. Лица электротехнического персонала, единолично обслуживающие устройства электрохимической защиты, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III при напряжении питания сети до 1000 В и не ниже IV при напряжении сети выше 1000 В.

159. Не допускается проводить работы в устройствах электрохимической защиты при приближении грозы.

160. Не допускается устанавливать изолирующие фланцы во взрывоопасных помещениях, а также в колодцах.

ГЛАВА 13

ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА И БОРЬБА С ПРОЯВЛЕНИЕМ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

161. Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены.

162. Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями строительных норм СН 4.04.03-2020 «Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 13 ноября 2020 г. № 80.

163. Для определения технического состояния заземляющего устройства с составлением протокола замера и акта проверки 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 проверки и протокола замера);

проверка цепи «фаза-ноль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали (с составлением протокола испытаний);

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

164. Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Не допускается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

165. Для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться отдельным заземляющим устройством или иметь надежные металлические связи действующими устройствами электроустановок.

166. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, не должно превышать 100 Ом.

РАЗДЕЛ IV ТРЕБОВАНИЯ К СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ РАБОТАМ И ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 14 СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

167. Строительно-монтажные работы должны выполняться в соответствии с требованиями строительных норм СН 1.03.04-2020 «Организация строительного производства», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 12 ноября 2020 г. № 73.

168. Монтаж, демонтаж, а также передвижение буровых установок, вышек и блоков бурового оборудования должны производиться под руководством производителя работ.

169. Площадка, предназначенная для монтажа буровой установки или строительства других объектов нефтедобычи, должна быть свободна от наземных и подземных трубопроводов, кабельных, воздушных линий электропередачи и связи, не относящихся к объектам буровой установки.

До начала производства работ очищена от древесно-кустарниковой растительности и спланирована. Плодородный слой снят и складирован в соответствии с проектом на строительство скважины.

Ограждение территории строящихся, реконструируемых и ремонтируемых скважин рекомендуется выполнять в виде обвалования. Допускается не ограждать площадки передвижных санитарно-бытовых вагон-домов и временного размещения демонтируемого оборудования.

170. Перед проведением земляных работ по обустройству скважины заказчик обязан выдать подрядчику исполнительную съемку подземных коммуникаций. Требования данного пункта распространяются также и на промысловые нефтегазопроводы выведенные из эксплуатации.

171. Не допускаются работы на высоте по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт, а также передвижение вышек и оборудования в темное время суток, при ветре свыше 10 м/сек и более, 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.

172. После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок. Перед испытанием трубопровод должен быть продут воздухом или промыт водой.

РАЗДЕЛ V НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЕ СЕТИ, КОЛЛЕКТОРЫ И КОНДЕНСАТОПРОВОДЫ

ГЛАВА 15 ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ

173. Прокладка технологических трубопроводов нефтегазодобывающих организаций и организаций, осуществляющих эксплуатацию подземных хранилищ газа, через населенные пункты не допускается.

174. Прокладка промысловых нефтегазоконденсатопроводов в одной траншее с кабельными линиями исключается.

175. При прокладке кабельных линий параллельно с нефтегазоконденсатопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и нефтегазоконденсатопроводом должно быть не менее 1 м.

Кабели, находящиеся от нефтегазоконденсатопровода на меньшем расстоянии, но не менее 0,25 м, на всем протяжении сближения должны быть проложены в трубах.

Параллельная прокладка кабелей над и под

нефтегазоконденсатопроводами в вертикальной плоскости не допускается.

176. Трубы нефтегазоконденсатопроводов должны соединяться сваркой, фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, компенсаторов, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также средств измерения.

177. При пересечении трубопроводами автомобильных дорог I, II, III, IV категорий, а также железных дорог должны соблюдаться требования строительных норм СН 3.03.04-2019 «Автомобильные дороги», утвержденных приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 26 декабря 2019 г. № 74.

178. Задвижки (краны) газопроводов должны устанавливаться в колодцах с крышками, открывающимися по всему периметру колодца. При наземной установке задвижек (кранов) последние должны быть ограждены.

179. Наземные и подземные трубопроводы должны быть проложены по самокомпенсирующему профилю или оборудованы компенсаторами, количество которых определяется расчетом.

ГЛАВА 16

ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЯ ВНОВЬ СООРУЖАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

180. Перед началом продувки и испытания трубопровода газом или воздухом при гидравлических испытаниях трубопроводов должны быть установлены и обозначены знаками опасные зоны, согласно приложениям 16 и 17.

181. Испытания трубопроводов на прочность и их продувка в ночное время не допускается.

182. При продувке трубопровода минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружений, железных и шоссейных дорог, линий электропередачи, населенных пунктов следует принимать согласно приложению 16.

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

вести наблюдения за закрепленными за ними участками трубопровода;

не допускать нахождения людей, животных и движения транспортных средств в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения;

немедленно оповещать руководителя работ, назначенного в установленном порядке, обо всех обстоятельствах, препятствующих

проведению продувки и испытанию или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

184. Перед вводом трубопровода в эксплуатацию с природным газом должно быть произведено вытеснение из трубопровода воздуха газом давлением не более 0,1 МПа в месте его подачи. Вытеснение воздуха можно признать законченным, если содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2 % по показаниям газоанализатора.

ГЛАВА 17

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

185. На территории охранной зоны нефтегазопроводов не допускается устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных строительным проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ, утвержденному руководителем (уполномоченным лицом) эксплуатирующей организации.

186. При осмотрах нефтегазопроводов спускаться в колодцы и другие углубления на территории охранной зоны не допускается.

187. Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов и арматуры устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов, с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями.

График ревизии должен быть утвержден в порядке, установленном в организации.

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

189. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода. При отсутствии проектных данных вид испытания выбирает техническое руководство организации (владелец трубопровода), а давления при испытаниях на прочность и плотность принимается согласно приложению 18.

190. Периодичность испытаний трубопроводов устанавливается руководством организации с учетом свойств транспортируемых

продуктов, условий их транспортировки.

191. Основные результаты ревизии трубопроводов должны быть отражены в техническом паспорте.

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

193. Эксплуатация подземных трубопроводов должна производиться при параметрах, предусмотренных проектной документацией.

РАЗДЕЛ VI ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ГЛАВА 18 СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

194. Скважина любой категории должна закладываться за пределами третьих поясов зон санитарной охраны водозаборных скважин, охранных зон линий электропередачи, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных и других промышленных и гражданских объектов.

195. Основным документом на строительство скважины является проектная документация.

196. Строительство скважин может быть начато только при наличии утвержденной проектной документации на строительство скважины и полного соответствия смонтированного оборудования требованиям настоящих Правил.

Допускается до разработки и утверждения проекта на строительство скважины, строительство скважин производить по действующей проектной документации на строительство скважины на разбуриваемой площади (месторождении) или на идентичных по геолого-техническим условиям площадях и месторождениях при разнице проектных глубин не более 500 м, соблюдении требований настоящих Правил и наличии положительного заключения государственной экспертизы проекта на бурение скважины.

197. Пуск в работу буровой установки может быть произведен после полного завершения и проверки качества строительно-монтажных работ, обкатки оборудования, при наличии укомплектованной буровой бригады, на основании акта о приемке буровой установки в эксплуатацию.

Акт о приемке буровой установки в эксплуатацию подписывается комиссией, состав которой определяется приказом руководителя буровой организации.

В случае невозможности участия представителя Госпромнадзора в приемке буровой установки в эксплуатацию, комиссия правомочна разрешить бурение скважины, оформив акт о приемке в эксплуатацию буровой установки без подписи представителя Госпромнадзора.

198. До ввода буровой установки в эксплуатацию все оборудование должно быть опробовано, без нагрузки, под руководством механика и электромеханика. Результаты опробования оформляются соответствующими актами по формам согласно приложениям 3 и 4.

199. При выполнении специальных работ силами буровой бригады (передвижки буровой установки, монтаж мобильных буровых установок, ремонтные работы) рабочие бригады должны пройти обучение и получить допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям рабочего.

200. На всех этапах строительства скважины (в т.ч. выполняемых подрядчиками) должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями проекта на строительство скважины.

201. Контроль за ходом строительства нефтяных и газовых скважин, ходом производства буровых работ, качеством выполнения этих работ, технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств должен осуществляться недропользователем (заказчиком), организацией, осуществляющей производство буровых работ, и другими субъектами хозяйственной деятельности, уполномоченными недропользователем.

202. Строительство скважин в специфических условиях должно проводиться с применением дополнительных мер безопасности, установленных соответствующими разделами настоящих Правил.

ГЛАВА 19

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

203. Проект на строительство нефтяных и газовых скважин может разрабатываться на бурение:

отдельной скважины – индивидуальный проект на строительство скважин;

группы скважин, расположенных на одной кустовой площадке или одной площади – групповой проект на строительство скважин.

204. Разработка групповых проектов на строительство скважин может осуществляться при общности следующих факторов:

назначение скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные, специальные);

проектных глубин по стволу скважины. Допускается включение скважин, имеющих отклонение от средней глубины по строительному проекту в пределах ± 400 м (но не более 15%), для наклонно-направленного бурения и горизонтальных скважин – ± 500 м (но не более 25%), при длине горизонтального участка не более 300 м;

конструкции скважин – одинаковые диаметры обсадных колонн и их количество (без учета направлений). Отклонение длины обсадной колонны от предусмотренной в строительном) проекте не должно превышать ± 400 м (но не более 15%) средней глубины, а для наклонно-направленного бурения и горизонтальных скважин – ± 500 м (но не более 25%);

плотность бурового раствора отличается от предусмотренного в строительном проекте в пределах ± 20 кг/м³;

горно-геологических условий проводки;

условий природопользования.

205. В необходимых случаях должны составляться соответствующие варианты проектных решений.

Строительство каждой последующей скважины по групповому проекту на строительство скважин должно осуществляться с учетом опыта проводки предыдущих скважин.

206. Допускается применение индивидуальных, групповых проектов на строительство скважин на идентичных по геолого-техническим условиям площадях и месторождениях для строительства последующих скважин при условии соблюдения требований пункта 199 настоящих Правил. Порядок повторного использования проектов на строительство скважин устанавливается заказчиком. При этом для каждого нового местоположения скважины осуществляется привязка проекта на строительство скважин с учетом геолого-технических и природоохранных условий.

207. Проект на строительство скважины должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, обеспечивать надежность скважины, устойчивость ее крепи и устьевой обвязки при возникновении нефтегазоводопроявлений, охрану недр и окружающей среды.

В проекте на строительство скважин, где по геологическим условиям в процессе ее проводки возможно выделение вредных и (или) взрывоопасных газов, должна быть предусмотрена установка газоанализаторов.

208. Проект на строительство скважины должен содержать следующие данные и проектные решения:

географическую и климатическую характеристику района работ;

горно-геологические условия бурения;

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

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

исходные данные для расчета обсадных колонн и колонн, технологических насосно-компрессорных труб, коэффициенты запаса прочности при расчетах, итоговые таблицы компоновок обсадных колонн, типы резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб, регламентируемые параметры спуска обсадных колонн (скорости спуска, усилия свинчивания и т.п.);

режимно-гидравлическую программу бурения скважины исходя из горно-геологических условий и технических характеристик бурового оборудования;

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

способ бурения, компоновку колонны бурильных труб с указанием типоразмеров труб, их группы прочности, толщины стенок, коэффициента запаса прочности и типа замковых соединений, скорости спускоподъемных операций;

тип тампонажного материала, свойства его камня и раствора, способ и гидравлическую программу цементирования исходя из горно-геологических условий;

перечень работ по контролю за процессом цементирования и изучения состояния крепи после твердения тампонажного раствора;

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

технологии вторичного вскрытия пластов (перфорации) и типы используемых для этого аппаратов и оборудования;

способы освоения скважины, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и программу геолого-геофизических исследований;

схемы обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием при строительстве и исследовании, давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами;

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, проект рекультивации нарушенных земель;

геолого-технический наряд на строительство скважины;

тип и размеры фундаментов под буровую установку;

средства защиты персонала и состав средств измерения, в т.ч. для контроля состояния воздушной среды при вскрытии продуктивных горизонтов с агрессивными флюидами;

объем запаса бурового раствора;

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;

укомплектованность средствами малой механизации, средствами противопожарной защиты и пожаротушения.

209. Изменение проекта на строительство скважины, дополнений к нему допускается по согласованию между заказчиком проекта на строительство скважины, буровым подрядчиком и проектировщиком в порядке, установленном законодательством.

210. При возникновении осложнений (поглощение, обвалы, прихваты вследствие нарушения устойчивости стенок скважины, дифференциальные прихваты) оперативные решения по отклонению от проекта на строительство скважины (ввод наполнителя, изменение физико-химических, реологических и структурно-механических свойств бурового раствора и т.д.) принимаются буровым подрядчиком по согласованию с заказчиком. При возникновении внешних (нестандартных) ситуаций (нефтегазоводопроявление, недоспуск обсадной колонны и др.) решение об изменении проекта на строительство скважины принимает руководитель буровой организации с последующим уведомлением заказчика и проектной организации. Принимаемые решения в любом случае не должны снижать надежность и эффективность последующей эксплуатации скважины, и безопасность работ.

211. В процессе строительства скважин организация, разработавшая проектную документацию, осуществляет в установленном порядке авторский надзор.

ГЛАВА 20

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

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

максимальное использование пластовой энергии продуктивных

горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи 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 кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и бурового оборудования.

213. Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола. Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести и поглощению бурового раствора, следует 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 или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.

214. Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения и обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и диаметров скважин выбирается согласно приложению 19.

215. Расчет обсадных колонн на прочность проводится с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью, снижении уровня в процессе освоения или механизированной добыче, нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления скважин, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях

строительства и эксплуатации.

Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования должна обеспечить:

герметизацию устья скважины в случаях нефтегазоводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования;

устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления столба бурового раствора максимальной плотности, используемого при строительстве скважины;

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

216. Конструкции устья скважин, колонных головок, герметизирующих устройств должны обеспечивать:

подвеску на них 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 глушения скважины;

герметичность межколонных пространств при строительстве и эксплуатации скважин;

испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

Конструкция скважины должна предусматривать возможность капитального ремонта скважины методом бурения бокового ствола скважины.

217. Конструкция скважин может предусматривать спуск обсадных колонн, состоящих из двух и более секций (в зависимости от веса колонны и грузоподъемности вышки), а цементирование в зависимости от условий – в одну, две и более ступеней.

218. Расчеты обсадных и бурильных колонн на прочность должны производиться в соответствии с действующими инструкциями и учитывать геолого-технические условия, способ и вид бурения скважины (наклонные, вертикальные), назначение скважины (добывающая, нагнетательная, разведочная, поисковая, опорная и др.), вид извлекаемого и нагнетаемого продукта (нефть, газ, конденсат, пар, вода и т.п.) и их агрессивность.

ГЛАВА 21

ТРЕБОВАНИЯ К ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫМ И ВЫШКОМОНТАЖНЫМ РАБОТАМ

219. Площадки для монтажа буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод к системам их сбора и очистки.

220. Вышккомонтажные работы могут быть начаты после выдачи бригаде, выполняющей вышккомонтажные работы, рабочей документации, а именно: проекта на бурение скважины (раздела связанного со строительными-монтажными работами), документации организации-изготовителя буровой установки (в части ее монтажа), ЛПА на монтаж буровой установки, проекта производства работ.

Для организаций, осуществляющих эксплуатацию подземных хранилищ газа, рабочая документация выдается буровой бригаде.

221. Монтаж, демонтаж, а также передвижение буровых установок, вышек и блоков бурового оборудования должны производиться под руководством производителя работ, назначенного организацией в установленном порядке.

Примечание. Для организаций, осуществляющих эксплуатацию подземных хранилищ газа – под руководством механика (мастера буровой).

222. Буровые установки должны монтироваться (демонтироваться) в соответствии с технической документацией организаций-изготовителей буровых установок, ЛПА и проектом производства работ.

223. Производить демонтажные работы буровой установки при наличии давления на устье скважины не допускается. Стаскивание вышки и крупных блоков бурового оборудования при наличии давления на устье скважины разрешается при установке над устьем специального предохранительного устройства.

224. Демонтаж буровых установок может производиться только после получения письменного подтверждения об отключении электрооборудования от действующей электросети от лица, ответственного за эксплуатацию электрооборудования буровой организации, кроме буровых установок, оснащенных частотно-регулируемым электроприводом для подъема и опускания вышки.

225. При монтаже и демонтаже вышек должны применяться подъемники и лебедки с номинальной грузоподъемностью по паспорту не менее максимальной нагрузки, ожидаемой в процессе монтажа и демонтажа.

226. Детали вышек и все виды материалов должны подниматься и спускаться при помощи лебедки, оборудованной тормозными

устройствами.

227. На кронблочную площадку вышки тяжелые детали и материалы должны подниматься при помощи лебедки и подъемного ролика.

228. Не допускается демонтаж кронблока вышки над устьем находящейся под давлением скважины.

229. Работы по монтажу (демонтажу) вышек с помощью подъемника вышечного лебедочного необходимо выполнять согласно требованиям инструкции по эксплуатации организации-изготовителя подъемника.

230. При подъеме (опускании) вышки весь персонал, не занятый в этой операции, должен быть удален от ее основания на расстояние, превышающее высоту монтируемой (демонтируемой) части вышки не менее чем на 10 м.

231. Центрирование вышки производится устройствами и приспособлениями, входящими в комплект установки, или домкратами соответствующей грузоподъемности.

232. Вышка, собранная на земле, должна подниматься при помощи приспособлений, предусмотренных инструкцией по эксплуатации организации-изготовителя вышки по монтажу вышек данным способом.

233. Вышки, находящиеся в аварийном состоянии, должны быть свалены. Перед сваливанием вышки все люди должны быть удалены на безопасное расстояние, превышающее высоту вышки не менее чем на 10 м.

234. Работы по передвижению вышек и крупных блоков бурового оборудования должны производиться с соблюдением требований ЛПА при передвижении вышек и крупных блоков бурового оборудования.

235. До начала работы по передвижению буровой вышки и крупных блоков бурового оборудования организацией, выполняющей данный вид работы, должен составляться оперативный проект на данный вид работ. Оперативный проект утверждается руководителем (или уполномоченным им лицом) организации, выполняющей передвижение буровой вышки после согласования трассы передвижения с заинтересованными организациями.

236. В оперативном проекте должны быть определены следующие технические решения:

определена трасса передвижения вышки и крупных блоков и пути движения поддерживающих тракторов;

предусмотрены сооружения для преодоления рвов и оврагов, а также вырубка леса, кустарника, выкорчевывание пней, срезка и подсыпка грунта, снятие снежного покрова, временное снятие участков линий электропередач и т.д.;

указано, каким способом (на салазках, лафетах, тяжеловозах) предусматривается передвижение вышки и блоков;

определено количество и указаны марки тракторов, бульдозеров, применяемых в процессе передвижения;

определены количество и расстановка членов бригады при передвижении вышки и блоков.

237. Трасса передвижения вышки прокладывается в стороне от наземных сооружений (зданий, железной дороги и пр.), а также от охранной зоны воздушной линии электропередачи на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м.

238. Трасса отмечается рядом вешек, устанавливаемых с левой по ходу стороны. Вешки располагаются на расстоянии не более 100 м друг от друга, а на поворотах трассы и закрытой местности – с учетом обеспечения их видимости.

239. На участках с хорошо видимыми ориентирами установка вышек не обязательна.

240. До начала передвижения вышки и крупных блоков бурового оборудования руководитель работ должен проверить готовность трассы.

241. При передвижении вышек и крупных блоков бурового оборудования должна применяться знаковая сигнализация в соответствии с ЛПА.

242. На скважинах, оборудованных устьевой арматурой, стаскивание вышки с фундамента производится в присутствии представителя заказчика.

243. До начала передвижения следует осмотреть вышку, проверить и закрепить все резьбовые соединения, убрать посторонние предметы и инструмент. Осмотр оформляется актом о проверке вышки буровой установки перед передвижением согласно приложению 5.

244. При передвижении вышки и выщечных блоков буровых установок с поднятыми вышками крюкоблок должен быть уложен на полу выщечного основания.

245. Для поддержания вышки во время перетаскивания используются ее постоянные оттяжки с применением приспособлений для свободного перепуска оттяжек на фаркопе трактора. Разрешается удлинение оттяжек при условии надежного соединения.

Оттяжки должны крепиться за низ верхней секции вышки.

246. При поломке во время движения какой-либо детали вышки, блока или транспортного средства передвижение должно быть приостановлено до устранения неисправности.

247. Во время передвижения вышки персонал, не связанный с этой работой, должен находиться на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м.

248. Расстояние от перемещаемой вышки, а также от крупных блоков до тяговых тракторов определяется оперативным проектом с

учетом местных условий передвижения.

Расстояние от вышки до тракторов, к которым прикреплены поддерживающие оттяжки, должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м.

249. Поддерживающие тракторы при передвижении вышки на подъемах должны следовать впереди, а при спуске под уклон – сзади вышки.

250. Двери кабин тяговых тракторов во время передвижения вышки и крупных блоков бурового оборудования должны быть открыты и зафиксированы. Заднее окно кабины трактора должно быть защищено металлической решеткой.

251. Допускается для второй ветровой зоны (скоростной напор ветра не более 35 кг/м^2) при перерыве в работе оставлять вышку незакрепленной оттяжками, с условием установки ее на поверхность с уклоном не более 5° в двух плоскостях (продольного и поперечного крена). Оттяжки укладываются к основанию вышки.

252. Разрешается подталкивать бульдозером крупногабаритные блоки оборудования, имеющие решетчатую конструкцию.

253. В исключительных случаях (крутые повороты трассы), когда оттяжка не выполняет возложенной на нее задачи, допускается кратковременное полное ослабление или демонтаж одной из поддерживающих оттяжек с последующим восстановлением их.

ГЛАВА 22

ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ УСТАНОВКАМ И ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ

254. Буровое оборудование должно отвечать требованиям настоящих Правил, ТР ТС 010/2011.

255. Технические характеристики оборудования, входящего в состав буровой установки, должны соответствовать классу этих установок и условиям их эксплуатации.

256. Выбор буровой установки на строительство скважины производится по ее грузоподъемности. При этом сумма статических и динамических нагрузок на крюке не должна превышать:

0,6 величины параметра «допустимая нагрузка на крюке» при спуске (подъеме) наиболее тяжелой буровой колонны;

0,9 от расчетной массы обсадной колонны;

1,0 от нагрузок при ликвидации прихватов.

Нагрузка на крюке не должна превышать величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке», предусмотренную заводом-изготовителем.

257. Светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

роторного стола – 100 лк;

пути движения талевого блока – 30 лк;

помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;

превенторной установки – 75 лк;

лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

258. 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 необходимости должен быть установлен дублирующий пульт управления.

259. Буровая установка должна быть укомплектована:

блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при поднятых клиньях и лебедки при снятых задних ограждениях;

ограничителем высоты подъема талевого блока или системой противосоударения талевого блока о кронблок. Трос ограничителя высоты подъема талевого блока под кронблок должен устанавливаться так, чтобы после его срабатывания талевый блок останавливался от кронблока на расстоянии не менее 2 м. Исправность ограничителя высоты подъема талевого блока проверяется ежесменно, а также перед проведением спускоподъемных операций, путем внешнего осмотра и на его срабатывание. Производство каких-либо работ, связанных с перемещением талевой системы без ограничителя высоты подъема талевого блока не допускается;

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 приборами контроля за уровнем жидкости;

механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;

устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

успокоителем ходового конца талевого каната;

приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

отключателем привода лебедки при перегрузке талевой системы;

блокирующими устройствами по отключению привода буровых

насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки.

260. Конструкция основания буровой вышки должна предусматривать возможность:

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

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

подсвечника с возможностью стока с него раствора;

механизма крепления неподвижной ветви талевого системы;

механизма по изменению положения машинных ключей по высоте;

шурфа для установки ведущей трубы – на установках без верхнего привода и шурфа для наращивания бурильных труб – на установках с верхним приводом.

261. Работы по установке ведущей трубы в шурф производить с помощью желоба. При повороте направляющего желоба не допускается подъем или опускание ведущей трубы в шурф. Направляющий желоб должен быть зафиксирован в крайних положениях.

262. Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения.

263. Вышки (кроме, мобильных буровых установок) должны быть оборудованы площадками для обслуживания кронблока и замены бурового шланга.

264. Вышки (башенного типа) должны оснащаться лестницами тоннельного типа с переходными площадками для отдыха не реже чем через каждые 10 м по высоте или маршевыми лестницами с переходными площадками от пола рабочей площадки до кронблочной площадки.

265. Буровые насосы должны надежно крепиться к фундаментам или к основанию насосного блока, а нагнетательный трубопровод – к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно изогнутыми или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения эрозионного износа. Допускается нагнетательную линию от насоса до манифольда выполнять из специального рукава, внутренний диаметр которого – не менее диаметра нагнетательной линии насоса и выдерживающего давление насоса.

266. На буровых установках импортного производства вспомогательный трубопровод циркуляционной системы опрессовывается в соответствии с паспортом организации-изготовителя, с составлением

акта об испытании нагнетательных линий буровых насосов согласно приложению 3.

267. В системе управления автоматическим ключом должна предусматриваться возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента.

268. Верхний силовой привод должен быть совместим со средствами механизации спускоподъемных операций. Управление исполнительными механизмами и приводом силового блока должно осуществляться с пульта управления, расположенного компактно с пультами управления, другим оборудованием буровой установки (лебедкой, автоматическим ключом и др.). Элементы верхнего привода (направляющие балки, модуль исполнительных механизмов и т.д.) не должны создавать помех для ведения других технологических операций. Грузоподъемность верхнего привода должна соответствовать грузоподъемности буровой установки. Конструкция верхнего привода должна предусматривать наличие системы (пульта) управления устьевым герметизирующим оборудованием, датчиков положения исполнительных механизмов, скорости вращения стволовой части и момента вращения.

269. Система противofонтанной арматуры стволовой части верхнего силового привода должна включать не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек должна быть оснащена дистанционным управлением с пульта. Рабочее давление шаровых задвижек должно быть не менее предельно допустимого давления других элементов нагнетательного трубопровода буровой установки, а их проходное сечение должно соответствовать проходному сечению стволовой части привода. В процессе работы должны контролироваться:

- скорость вращения бурильной колонны;
- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
- положение элементов трубного манипулятора;
- положение системы противofонтанной арматуры.

270. Монтаж и установка элементов верхнего привода должны осуществляться специализированным персоналом в соответствии с инструкцией организации-изготовителя.

Буровая установка при этом должна иметь блокировку:

- запрещение пуска бурового насоса при закрытой шаровой задвижке на верхнем силовом приводе;
- запрещение подъема-опускания верхнего силового привода при отклоненных сверх нормы штропах.

ГЛАВА 23

ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, МЕХАНИЗМОВ И ИНСТРУМЕНТОВ

271. Инструменты, специальные приспособления и устройства, применяемые в процессе строительства скважин, должны соответствовать техническим условиям по их изготовлению, утвержденными в установленном порядке.

272. Порядок организации проведения планового ремонта и обслуживания бурового и энергетического оборудования устанавливается ЛПА буровой организацией с учетом инструкций по эксплуатации, представляемых организацией-изготовителем.

Пневматическая система буровой установки после монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ должна быть испытана давлением в 1,25 раза превышающим рабочее давление. Результаты испытания оформляются актом опрессовки пневматической системы буровой установки по форме, согласно приложению 6.

На буровых установках импортного производства пневматическая система испытывается согласно инструкции организации-изготовителя.

273. При проведении ремонтных работ должны использоваться приспособления и устройства, обеспечивающие безопасность персонала, выполняющего ремонтные работы.

274. Буровые насосы должны быть оборудованы предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств должна обеспечивать их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании должны исключать возможность загрязнения оборудования и помещения насосной.

Буровой насос должен иметь предохранительное устройство, срабатывающее при давлении, превышающем на 10% рабочее давление насоса при соответствующем диаметре цилиндрических втулок. При невозможности обслуживания предохранительных устройств с пола насосного блока должны быть установлены площадки (подставки) для подъема и безопасного обслуживания предохранительных устройств.

275. На нагнетательном трубопроводе бурового насоса должен быть манометр, смонтированный на устройстве, гасящем колебания стрелки прибора и исключающем засорение его буровым раствором.

Если два и более насоса работают в один нагнетательный трубопровод, разрешается иметь для них в насосном помещении один общий манометр.

276. На буровых насосах должны устанавливаться компенсаторы давления, ограничивающие колебания давления в нагнетательном трубопроводе не более 12%. Рабочее давление компенсатора (по паспорту на компенсатор) должно быть не менее максимального рабочего давления, создаваемого насосом.

277. Не допускается эксплуатация буровых насосов, оборудованных пневмокомпенсаторами с предварительным сжатием, при давлении в компенсаторах ниже установленного паспортом на компенсатор.

278. При наполнении пневматических компенсаторов нейтральным газом или воздухом должны быть приняты меры, исключая возможность попадания в полость компенсаторов масел и других горючих веществ.

Перед разборкой компенсаторов из них должен быть выпущен газ и давление снижено до атмосферного.

279. Пневматические компенсаторы должны иметь: приспособления для проверки давления сжатия; над вентилем для закачки и выпуска газа должен быть предохранительный колпак.

280. Обязанность буровых и центробежных насосов низкого давления должна обеспечивать:

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

полный слив жидкости и продувку нагнетательного трубопровода сжатым воздухом.

Если горизонты с возможным нефтегазоводопроявлением вскрываются при работе двух насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обязанности между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства. Горизонтальная часть нагнетательного трубопровода должна иметь уклон 3° в сторону насосного блока.

281. На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается пусковая задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с выводом их на рабочий режим.

Выкид от пусковой задвижки должен быть прямолинейным и надежно закреплен с уклоном в сторону слива. На буровых установках с регулируемым приводом насоса установка пусковых задвижек не обязательна, но должна быть установлена задвижка для сброса давления в нагнетательном трубопроводе. Пуск в ход насосов при закрытых пусковых задвижках запрещается.

Нагнетательные трубопроводы буровых насосов должны подвергаться гидравлическому испытанию на полтора кратное максимальное рабочее давление, предусмотренное геолого-техническим

нарядом скважины. Испытания проводятся перед пуском в эксплуатацию насосов, а также после каждого ремонта обвязки, но не реже одного раза в год. Результаты испытания оформляются актом об испытании нагнетательных линий буровых насосов по форме согласно приложению 3.

Нагнетательные трубопроводы буровых насосов должны подвергаться не разрушающему контролю толщины стенок особо нагруженных участков. Периодичность проверки устанавливает эксплуатирующая организация, согласно технической документации и условий эксплуатации, но не реже одного раза в год. Эксплуатация нагнетательных трубопроводов с толщиной стенки ниже минимально допустимой, не разрешается. Акт контроля толщины нагнетательных трубопроводов храниться в паспорте. Нагнетательный рукав должен быть застрахован стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм по всей длине с петлями через 1-1,5 м. Концы каната должны крепиться к ответным фланцам шланга.

В случае если это предусмотрено заводом-изготовителем, на буровых установках допускается буровые рукава страховать хомутом с канатом или цепью, второй конец которого должен надежно крепиться к конструкции буровой.

282. Ходовая и неподвижная ветви талевого каната под нагрузкой не должны касаться элементов вышки.

283. Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,5 мм и оборудуются контргрузами для легкости регулирования высоты. Механизмы уравнивания машинных ключей должны быть ограждены.

284. Машинный ключ должен оснащаться рабочим и страховым канатом диаметром не менее 18 мм. Страховой канат одним концом крепится к корпусу ключа, а другим – к основанию вышечного блока или ноге вышки. Страховой канат должен быть длиннее рабочего на 0,15-0,20 м.

285. Оснастка талевой системы должна соответствовать требованиям проекта на бурение скважины для данного интервала проходки ствола и техническим условиям эксплуатации буровой установки.

286. Каждая вышка должна быть снабжена металлической табличкой, прикрепленной на видном месте. На этой табличке должны быть указаны:

дата изготовления вышки;

заводской номер вышки (буровой установки).

287. Металлический пол люльки верхового рабочего стационарных буровых установок должен быть рассчитан на нагрузку не менее 1275 Н. Люлька верхового рабочего должна иметь перильное ограждение со

сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Люлька должна быть застрахована от падения.

При работе в стационарной и передвижной люльке, а также на площадке верхового рабочего следует применять предохранительный пояс.

При подъеме по лестнице тоннельного типа на площадку верхового рабочего, а также при работе на площадке верхового рабочего необходимо использовать страховочное устройство инерционного типа.

288. В процессе эксплуатации проверку технического состояния и техническую диагностику вышек следует осуществлять в соответствии с ЛПА, требованиями инструкции организации-изготовителя.

289. В процессе эксплуатации буровую вышку, кронблоки, подкронблочные балки вышек и мачт, основания вышечного блока должны осматривать не реже одного раза в 2 месяца механик и буровой мастер.

Кроме того, состояние вышки и основания должно проверяться в следующих случаях:

- перед спуском обсадной колонны;

- перед началом и после окончания ловильных работ, требующих расхаживания прихваченной колонны труб;

- после сильного ветра со скоростями:

 - для открытой местности – 15 м/сек;

 - для лесной местности или когда вышка сооружена в котловане – 21 м/сек;

- после открытых фонтанов и выбросов;

- до начала и после окончания передвижения вышки.

Результаты проверки технического состояния вышки оформляются актом о проверке буровой вышки по форме согласно приложению 7.

Поврежденные детали вышки и основания должны быть восстановлены или заменены до возобновления работ. Основные ремонтные работы должны фиксироваться в техническом паспорте оборудования.

290. По истечении нормативного срока эксплуатации буровая вышка должна подвергаться неразрушающему контролю и техническому диагностированию на предмет продления срока ее эксплуатации.

291. При механизированном осуществлении спускоподъемных операций без участия бурового рабочего на вышке должна быть установлена площадка для обслуживания механизмов автомата спускоподъемных операций.

292. Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя высоты подъема талевого блока должна проверяться перед началом работы каждой вахты (смены).

293. Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных ограждениях запрещается.

294. Расчет бурильной колонны на прочность на все виды деформации производится в зависимости от способа бурения в соответствии с ЛПА.

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

296. Бурильные трубы (комплекты), ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники и опорно-центрирующие элементы бурильной колонны должны эксплуатироваться при наличии паспортов, которые заполняются в течение всего срока эксплуатации до их списания.

297. Необходимость установки протекторов на бурильные и ведущие трубы определяется проектом на бурение скважины.

298. Свинчивание замковой резьбы бурильных, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников, других элементов компоновки низа бурильной колонны проводится в соответствии с величинами моментов, рекомендуемыми организациями-изготовителями.

299. Организации, выполняющие бурение, должны иметь в пределах региона деятельности специальные средства для «левого» разворота бурильных труб в скважине при ликвидации технологических нарушений.

300. При перерывах в работе тормозной рычаг лебедки должен быть зафиксирован стопорным тормозом лебедки или при помощи груза, подвешенного на тросу и предусмотренного в руководстве по эксплуатации.

301. При полном торможении лебедки рукоятка тормозного рычага должна находиться от пола площадки бурильщика на расстоянии 0,80-0,90 м.

302. Для свинчивания труб и выполнения вспомогательных работ буровая установка должна иметь вспомогательную лебедку или фрикционную катушку. В последнем случае на буровой лебедке должен иметься ролик для направления каната на катушку.

303. При работе на вспомогательных лебедках и катушках буровых лебедок должны соблюдаться следующие требования:

вес поднимаемого груза не должен превышать допускаемой нагрузки на канат и паспортной грузоподъемности на лебедку или катушку;

поднимаемый (перемещаемый) груз должен быть виден работающему на лебедке (катушке) или работа должна производиться по сигналу второго рабочего (сигнальщика);

освобождать вытягиванием лебедкой или катушкой защемленные грузом съемные грузозахватные приспособления запрещается;

при подаче сигнала «стоп» любым лицом следует остановить

лебедку (катушку) и после прекращения движения груза выяснить причину подачи сигнала;

высота подъема груза не должна превышать высоты стояка.

304. При работе на вспомогательной лебедке противовес якорного каната должен перемещаться в направляющей трубе или на натянутом вертикальном канате в безопасном для работы буровой бригады месте.

Передвижение противовеса по направляющей трубе или канату должно быть свободным.

Тормозные ленты должны быть отрегулированы так, чтобы исключить возможность самовключения катушки и самопроизвольного опускания поднятого груза.

305. Буровая установка должна иметь щит с приборами контроля за работой механизмов и ведением технологических процессов. Приборы, установленные на щите, должны быть хорошо видны с поста бурильщика и защищены от вибрации.

306. Работы на приемном мосту буровой, по затаскиванию и выбросу труб, а также по ремонту буровых насосов должны быть механизированы. Для захвата подтаскиваемых в буровую бурильных и обсадных труб, а также других тяжестей должны применяться двурогие крюки или крюки с предохранительной защелкой.

307. Задвижки с невыдвижными шпинделями на нагнетательном трубопроводе должны иметь указатели «Закрыто», «Открыто».

308. Пневматическая система должна иметь обратные клапаны, реле (регулятор) давления, фильтры для очистки, масловлагоотделители и воздухоотборники.

Воздухоотборники должны быть оборудованы манометром и спускным краном и иметь предохранительный клапан. Давление настройки предохранительных клапанов должно быть равно рабочему давлению в сосуде или превышать его, но не более чем на 15%.

Если рабочее давление воздухоотборника равно или больше давления питающего источника и в сосуде исключена возможность повышенного давления, то установка на нем предохранительного клапана и манометра не обязательна.

309. Воздухоотборник должен монтироваться в отдельном блоке привышечного помещения или блок-контейнере. Конструкция блока должна предусматривать защиту воздухоотборника от атмосферных осадков и обеспечивать возможность осмотра, ремонта и очистки его с внутренней и наружной сторон.

Перемещение воздухоотборника совместно с блоком на другой объект демонтажем воздухоотборника не является и внеочередное освидетельствование в этом случае не проводится.

310. Котлы могут монтироваться отдельным блоком или в блок-

контейнерах.

Перемещение котлов совместно с блоком (блок-контейнером) на другой объект демонтажем не является и внеочередное освидетельствование в этом случае не проводится.

311. Применение резиноканевых шлангов на участке от компрессора до воздухоборника пневматической системы не допускается, если это не предусмотрено организацией-изготовителем.

312. Воздухопроводы пневматической системы должны прокладываться таким образом, чтобы не мешать персоналу и исключать возможность их повреждения. Провисание воздухопроводов не допускается.

313. Площадка для установки свечей бурильных труб (подсвечник), при ручной установке их, должна быть расположена на высоте не более 0,50 м от уровня пола.

Конструкция подсвечника должна обеспечивать свободное стекание бурового раствора из установленных на нем свечей бурильных труб.

314. Разница в длинах свечей бурильных труб допускается не более 0,75 м, причем свечи минимальной длины должны выступать над перилами стационарной люльки не менее чем на 0,50 м, а максимальной – не более чем на 1,25 м.

В случае невозможности выполнения этого требования вышка должна оборудоваться передвижной люлькой верхового рабочего. Перед пуском вновь смонтированной люльки необходимо провести эксплуатационные испытания.

315. На вышке в удобном месте должны быть устройства для надежного прикрепления подвесных буровых ключей. Подвески ключей не должны касаться элементов вышки и талевого системы. Буровые штропа после подвески на крюкоблок должны быть надежно застрахованы тросовой подвеской.

316. Ротор должен быть зафиксирован от продольного перемещения. Не допускается вращать ротор при поднятых клиньях.

317. Оборудование для приготовления, утяжеления раствора и обработки его химическими реагентами должно быть обеспечено механизмами для подачи глины, утяжелителя и реагентов к месту загрузки.

318. Загрузочный люк оборудования, применяемого для приготовления, утяжеления и обработки раствора должен быть закрыт металлической решеткой с отверстиями не более 0,15 x 0,15 м.

Во время работы глиномешалки не допускается при помощи ломов и других предметов проталкивать глину, утяжелители и другие материалы в загрузочный люк.

319. При остановке глиномешалки для ремонта привод ее должен

быть отключен, ремни передачи сняты со шкива, а на пусковом устройстве глиномешалки вывешен плакат «Не включать! Работают люди».

Гидромониторы гидромешалки должны иметь безопасное соотношение плеч водила, и сопла и иметь стопорное устройство для нерабочего состояния. Шарниры гидромонитора не должны иметь реактивного момента.

Циркуляционная система может оборудоваться гидромониторами с ограничителями для движения, обеспечивающими вытекание струи жидкости на отметку не выше 0,60 м от верхней кромки резервуаров.

320. Подачу жидкости во вспомогательный напорный трубопровод циркуляционной системы следует производить при открытых задвижках гидромониторов.

После монтажа вспомогательного напорного трубопровода циркуляционной системы он должен быть опрессован давлением в 1,5 раза превышающим рабочее давление. Результаты опрессовки оформляются актом об испытании нагнетательных линий буровых насосов согласно приложению 3.

321. Напорный трубопровод циркуляционной системы должен быть снабжен предохранительным устройством, срабатывающим при превышении номинального давления не менее чем на 10%.

322. Нагнетательный трубопровод буровых насосов и вспомогательный напорный трубопровод циркуляционной системы должны иметь устройство для продувки их сжатым воздухом во избежание образования ледяных пробок.

ГЛАВА 24 ПРОХОДКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

323. В процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:

вес на крюке с регистрацией на диаграмме;

плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале регистрации параметров бурового раствора, установленного ЛПА буровой организации. Периодичность замеров свойств рабочего и запасного раствора и их регистрацию в журнале регистрации параметров бурового раствора устанавливается буровой организацией;

расход бурового раствора на входе в скважину;

давление в манифольде буровых насосов с регистрацией на диаграмме или в вахтовом журнале, форма которого определяется ЛПА буровой организации;

уровень раствора в приемных емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций;

крутящий момент на роторе с регистрацией на диаграмме при роторном способе бурения.

Показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величины крутящего момента на роторе, расхода бурового раствора на входе в скважину должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами.

324. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин должны контролироваться:

азимут и зенитный угол ствола скважины;

пространственное расположение ствола скважины;

взаимное расположение стволов бурящейся и ранее пробуренных соседних скважин.

Периодичность контроля устанавливается проектом на бурение скважины.

325. Проведение работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт, в т.ч. с несбалансированным пластовым давлением, с использованием газообразных агентов, азрированных промывочных жидкостей должно осуществляться в соответствии с проектом на бурение скважины или дополнением к проекту на бурение скважины, согласованному и утвержденному в установленном законодательством порядке с соблюдением условий, предусмотренных пунктом 364 настоящих Правил. При этом должны быть обеспечены меры противofонтанной безопасности, предусматривающие, при необходимости, применение специальных герметизирующих устройств (дивертеров, вращающихся превенторов и др.) и исключающих выброс пластовых флюидов в окружающую среду, открытое фонтанирование, загазованность рабочей зоны и территории.

326. При длительных остановках или простоях скважин, во вскрытых разрезах которых имеются интервалы, сложенные склонными к текучести породами (соли, пластичные глины и т.п.) или интервалы с возможными нефтегазоводопроявлениями бурильный инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны или в безопасную зону, превенторы закрыты, скважина заполнена соответствующим раствором и находиться под постоянным наблюдением. Периодичность промывок и проработок должна быть определена специально разработанным планом, утвержденным должностным лицом, уполномоченным руководителем буровой организации.

327. При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пласта давлением газа, нефти (после вызова их притока) или столба бурового

раствора, а также проницаемых горизонтов.

Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента, обсадных колонн с применением взрывчатых материалов (детонирующих шнуров, торпед и т.п.) должны проводиться по техническому проекту на производство прострелочно-взрывных работ в скважине, разработанному и утвержденному руководителем (уполномоченным лицом) организации-производителя работ и согласованному с заказчиком в соответствии с требованиями Единых правил безопасности при взрывных работах, утвержденных Комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике при Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 29 мая 1992 г. (далее – Единые правила безопасности при взрывных работах).

328. Перед спуском в скважину нестандартного инструмента должен быть подготовлен эскиз этого инструмента с указанием размеров и зафиксировано его местоположение в компоновке бурильной колонны.

329. Мастер буровой должен представлять руководству буровой организации суточный рапорт о проведенных работах, составленный на основании записей в вахтовом журнале. Форма суточного рапорта и вахтового журнала устанавливаются ЛПА буровой организации.

ГЛАВА 25

СПУСКОПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

330. Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания-развинчивания труб и специальных приспособлений.

Между бурильщиком и верховым рабочим должна быть обеспечена надежная знаковая или радиосвязь.

331. При подъеме бурильного инструмента следует контролировать показания индикатора веса. Не допускается расхаживание инструмента при нагрузках, превышающих максимально допустимую нагрузку на вышку и талевую систему.

332. При спускоподъемных операциях бурильной колонны вспомогательный тормоз лебедки (гидродинамический или другого типа) должен включаться в работу по достижении веса колонны, на крюке 10 тонн и более. Работа без вспомогательного тормоза при этом не допускается. Включение и выключение кулачковой муфты вспомогательного тормоза буровой лебедки на ходу не допускается.

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

334. Поверхность ротора и пол буровой вышки при

спускоподъемных операциях необходимо систематически очищать от бурового раствора.

335. Для раскрепления резьбовых соединений труб на буровой установке должен устанавливаться пневмораскрепитель (гидрораскрепитель).

Работа пневмораскрепителя без поворотного направляющего ролика не допускается.

Тяговый канат должен крепиться к штоку пневмораскрепителя канатной втулкой, заплеткой или зажимами в соответствии с требованиями пункта 84 настоящих Правил. Крепление узлом не допускается.

336. Замковые соединения бурильных свечей должны раскрепляться механизированными буровыми ключами или машинными ключами с применением пневмораскрепителя (гидрораскрепителя).

337. Для навинчивания и отвинчивания долот должны применяться специальные приспособления, изготовленные в виде вкладыша в ротор. Навинченное долото должно крепиться машинным ключом при застопоренном роторе.

Крепить и раскреплять долото вращением ротора не допускается. При перемещении долот следует применять специальные приспособления (колпачки).

338. Не допускается работать неисправными машинными ключами, а также ключами, размер которых не соответствует диаметру бурильных или обсадных труб.

339. При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.

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

341. При перемещении подвешенного бурового ключа к центру скважины его следует придерживать руками.

342. Не допускается свинчивать и развинчивать бурильные (обсадные) трубы пеньковым или стальным канатом при помощи катушки буровой лебедки без применения кругового ключа или канатодержателя.

343. Расположение автоматического бурового ключа на рабочей площадке должно обеспечивать возможность проведения спускоподъемных операций с помощью машинных ключей.

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

345. Взаимное расположение автоматического ключа и пульта управления на рабочей площадке буровой должно обеспечивать удобство наблюдения за работой ключа.

346. При спускоподъемных операциях не допускается:
находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховых канатов;
открывать и закрывать элеватор до полной остановки талевого блока;

пользоваться элеватором, закрепленным на трубе створкой вниз (к полу) при перемещении бурильных или обсадных труб в зоне рабочей площадки буровой и приемного моста (кроме специальных);

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

находиться на столе ротора при работе талевой системы.

347. Находящиеся на полатах крючки и другие приспособления для завода и установки свечей за палец должны привязываться пеньковым или оцинкованным канатом к элементам вышки.

Не допускается оставлять на полатах предметы не привязанными.

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

349. По окончании спускоподъемных операций и при вынужденных остановках необходимо закрыть входной кран пневмолинии пульта автоматического ключа бурового (отключить гидравлическую станцию ключа), выпустить оставшийся сжатый воздух в пневмолинии за пультом и в пневмооборудовании ключа, а ручки управления ключом зафиксировать в нейтральном положении.

При длительных перерывах в работе с ключом производится дополнительное перекрытие подачи сжатого воздуха к пневмосистеме пульта (отключение гидравлической станции ключа) путем перекрытия второго крана, расположенного на пневмолинии, с вывешиванием соответствующего предупредительного плаката, а ручку на входном кране пульта управления снять.

350. Если автоматический буровой ключ не отведен в нейтральное положение, подъем или спуск очередной бурильной свечи не допускается.

351. Сборка утяжеленных бурильных труб и винтовых забойных двигателей должна проводиться с помощью хомутов и патрубков или специальных элеваторов. Применение хомутов при сборке утяжеленных бурильных труб и винтовых забойных двигателей на высоте более 1 м от стола ротора не допускается.

352. Элеватор должен иметь замок, исключающий самопроизвольное открывание его створок. Конструкция элеватора должна исключить возможность выпадения штропов из проушин или предусматривать применение для этой цели приспособления (шпильки и др.).

Шпильки должны иметь длину, равную высоте элеватора, головки обтекаемой формы и привязываться к штрапам.

353. Ведущая бурильная труба (квадрат), отсоединенная от колонны бурильных труб, должна устанавливаться в шурф.

Верхняя часть шурфовой трубы должна возвышаться над уровнем пола на 50-80 см. Устанавливать ведущую трубу в шурф следует только с помощью специальных приспособлений (автозатаскиватель, желоб и др.).

Запрещается устанавливать ведущую трубу в шурф при нахождении на ней разъемных роторных вкладышей.

354. Скорости спускоподъемных операций с учетом допустимого колебания гидродинамического давления и продолжительность промежуточных промывок регламентируются проектом на бурение скважины. При отклонении реологических свойств бурового раствора и компоновок бурильной колонны от установленных проектом на бурение скважины необходимо внести коррективы в ЛПА буровой организации (регламент по скорости спускоподъемных операций) с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

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

356. На устье необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб и при спускоподъемных операциях.

357. Свечи бурильных и утяжеленных бурильных труб, устанавливаемые в вышке, должны страховаться от выпадения из-за пальца.

358. Не допускается проводить спускоподъемных операций при:
отсутствии или неисправности ограничителя высоты подъема талевого блока под кронблок, ограничителя нагрузки на вышку или талевую систему;

неисправности оборудования, инструмента и средств измерений, применяемых при спуско-подъемных операциях;

скорости ветра более 20 м/с;

потери видимости более 20 м при тумане и снегопаде;

неполном составе вахты для работ на конкретной установке.

Состав вахты при спускоподъемных операциях определяется исходя из типа буровой установки, способа проведения технологической операции.

Допускается проведение спускоподъемных операций при работе двигателей внутреннего сгорания, обеспечивающих привод буровой лебедки, при неполном составе вахты в случае отсутствия в вахте одного из машинистов буровых установок на нефть и газ и (или) слесаря по

обслуживанию буровых.

359. Буровая бригада ежемесячно, а также перед спускоподъемными операциями должна проводить профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедки, талевого блока, крюка, крюкоблока, вертлюга, штропов, талевого каната и устройств для его крепления, элеваторов, спайдеров, предохранительных устройств, блокировок и др.) с записью в вахтовом журнале.

360. В процессе бурения и после его окончания ведущую трубу следует поднимать из скважины на пониженной скорости буровой лебедки.

361. Не допускается поднимать или опускать талевый блок при отклоненных штропах выше допустимого предела на буровых установках оборудованных системой верхнего привода.

ГЛАВА 26 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

362. Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать проекту на бурение скважины и в комплексе с технологическими мероприятиями, регламентирующими процесс проходки ствола, обеспечивать условия бурения без осложнений.

363. Плотность бурового раствора при вскрытии нефтегазоводосодержащих отложений должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.

364. Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

10-15% до глубины 1200 м;

5-10% до глубины 2500 м;

4-7% при глубине ниже 2500 м.

В интервалах, где снижение гидростатического давления, создаваемого буровым раствором, не может привести к выбросу или потери устойчивости стенок скважин, бурение можно вести при отрицательных дифференциальных давлениях предусмотренных проектом на бурение скважины. Депрессия на стенки и скважину допускается в пределах 10-15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением).

365. Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

366. Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции от установленной строительным проектом более чем на 20 кг/м^3 – не утяжеленного и более чем на 30 кг/м^3 – утяжеленного бурового раствора, за исключением следующих случаев:

при ликвидации нефтегазоводопроявлений;

по совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика по согласованию с противофонтанной службой при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции). Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению нефтегазоводопроявлений;

по совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика по согласованию с противофонтанной службой при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

367. В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, параметры бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины.

368. Обработка бурового раствора химическими реагентами и утяжелителем и их расход должны производиться в соответствии с подобранной рецептурой и регистрироваться в журнале регистрации параметров бурового раствора по каждой смене отдельно.

369. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора не допускается (кроме случаев ликвидации нефтегазоводопроявлений, цементирование колонн и установки цементных мостов). Утяжеление бурового раствора должно производиться при его циркуляции.

370. При применении ингибированных буровых растворов на углеводородной основе не менее одного раза в смену следует осуществлять контроль за электростабильностью раствора. Должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Места, определенные рабочим проектом, где при производстве работ возможно выделение в рабочую зону опасных и вредных газов, должны оборудоваться автоматическими газоанализаторами, при появлении загазованности необходимо выяснить причины и принять меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше $0,0003 \text{ кг/м}^3$ (300 мг/м^3) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

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

372. Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на бурение скважины.

ГЛАВА 27

КРЕПЛЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

373. Тампонажные материалы, используемые при строительстве скважин, должны иметь сертификаты качества. Порядок хранения и сроки использования тампонажных материалов устанавливаются организацией-изготовителем.

374. Планирование процесса крепления ствола скважины должно проводиться на основании информации, полученной по результатам геофизических исследований в процессе бурения и (или) каротажных работ.

375. Перед спуском колонны обсадных труб в скважину комиссией организации проводится проверка всего наземного оборудования.

376. Спуск обсадных колонн разрешается при наличии у мастера буровой плана работ по спуску колонны, разработанному исполнителем работ, согласованному заказчиком и утвержденному в установленном порядке.

377. Подача обсадных труб со стеллажей на мостки буровой установки должна производиться с помощью грузоподъемных механизмов. Допускается в исключительных случаях скатывание труб со стеллажей.

378. Не допускается персоналу буровой находиться у нижнего конца обсадной трубы или сбоку на козырьке приемного моста и в радиусе длины трубы на стеллажах при затаскивании трубы в буровую, а также на пути движения трубы при скатывании последней со стеллажей.

379. Во избежание удара обсадной трубы о ротор при ее подъеме с мостков необходимо использовать в качестве амортизатора канат в «воротах» буровой.

380. Свинчивание обсадных труб производить механическими ключами. Допускается свинчивание стальным канатом диаметром не менее 12 мм через катушку-лебедку, при этом должны быть приняты меры, предотвращающие попадание рук между обсадной трубой и канатом.

381. В случае невыхода шаблона из обсадной трубы не допускается заглядывать в нижний торец последней.

382. До начала работ по цементированию скважины около буровой должна быть подготовлена площадка для насосных установок (цементировочных агрегатов), цементосмесительных машин и другого необходимого оборудования.

383. Предохранительное устройство на насосной установке (цементировочном агрегате) при цементировании подбирается в зависимости от рабочего режима технологического процесса.

При участии буровых насосов с частично-регулируемым приводом в продавке цементного раствора при цементировании обсадных колонн, давление срабатывания предохранительного устройства подбирается в зависимости от рабочего режима технологического процесса.

384. Для проведения операции по цементированию необходимо применять насосные установки и другие специальные агрегаты, предназначенные для этих целей и обеспечивающие безопасное проведение работ на требуемых режимах, согласно планам на проведение операций по цементированию.

385. В темное время суток площадка для насосных установок (цементировочных агрегатов) должна иметь освещенность не менее 25 лк. Каждая насосная установка (цементировочный агрегат) должен иметь индивидуальное освещение.

386. Во время цементирования скважины запрещается ремонтировать насосные установки (агрегаты), цементировочную головку и трубопроводы, находящиеся под давлением.

387. Ремонт шнеков и других вращающихся элементов цементосмесительных агрегатов, а также очистка их смесительных устройств должны производиться при остановленном двигателе. Нахождение людей в это время в кабине не допускается.

388. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

389. Для сохранения естественной проницаемости пористых и пористо-трещиноватых коллекторов продуктивных отложений тампонажные растворы должны иметь минимально возможную фильтрацию. Общая минерализация тампонажных растворов должна быть близка к минерализации буровых растворов, применяющихся при вскрытии продуктивных горизонтов.

390. Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75 % времени начала загустевания тампонажного раствора.

391. 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, ожидаемому в цементируемом интервале скважины;

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

Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионноустойчивым к воздействию этих сред.

392. Обсадные колонны в пределах интервала цементирования должны оснащаться элементами технологической оснастки, номенклатура и количество которых определяются проектом на бурение скважины, а места установки уточняются в плане на спуск колонны.

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

394. Направления и кондукторы цементируются до устья. В необсаженном предыдущей колонной стволе скважины цементированию подлежат:

продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым стволом;

продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;

истощенные горизонты;

водоносные проницаемые горизонты;

горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;

интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;

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

395. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны, в нефтяных и газовых

скважинах должна составлять соответственно не менее 70 м и 500 м.

396. Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;

исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;

возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени обсадных колонн, а также потайные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

397. При перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ожидания затвердевания цемента) проведением встречного цементирования через межколонное пространство. Не допускается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора, флюидопроявлениями, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны (в том числе в любом одновременном сочетании данных осложнений), до момента ликвидации осложнений.

398. Цементировочная головка до ввода ее в эксплуатацию и далее с периодичностью, установленной документацией организации-изготовителя должна быть опрессована давлением в 1,5 раза превышающим максимальное расчетное рабочее давление при цементировании скважины.

399. Нагнетательные трубопроводы для цементирования до начала процесса должны быть опрессованы на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. Давление опрессовки выдерживается в течение трех минут.

Порядок работ по цементированию устанавливается документацией, разработанной организацией-исполнителем работ и согласованной с заказчиком.

400. В целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом должны соблюдаться следующие расстояния:

от устья скважин до блок-манифольдов, агрегатов – не менее 10 м;

от блок-манифольдов до агрегатов – не менее 5 м;

между насосными установками (цементировочными агрегатами) и

цементосмесительными машинами – не менее 1,5 м.

Кабины передвижных агрегатов (за исключением блок-манифольдов и станции контроля цементажа) должны быть расположены в противоположную от цементируемой скважины сторону.

Нагнетательная линия должна быть опрессована с составлением акта об опрессовке нагнетательной линии при креплении скважин по форме согласно приложению 8.

Результаты спуска обсадной колонны и ее цементирование оформляются документально по установленной в организации форме и хранятся в деле скважины на протяжении всего периода ее эксплуатации, наряду с заключениями организаций, осуществляющих геофизические работы, о фактическом состоянии цементного камня за обсадными колоннами.

401. Все кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны, несущие на себе противовыбросовое оборудование, после окончания ожидания затвердевания цемента должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования.

402. 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.

Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность гидравлической опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную). Способ, объем, параметры и технология дополнительных испытаний на герметичность эксплуатационных колонн устанавливается проектом на бурение скважины.

403. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % возможное давление, возникающее в случае полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом при загерметизированном устье, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность способом опрессовки в том случае, если после замены раствора опрессовочной жидкостью отсутствует ее перелив из колонны, а также, если нет снижения давления в течение 30 минут или давление снижается за это время не более чем:

на 0,3 МПа при давлении испытания до 7 МПа;

на 0,5 МПа при давлении испытания от 7 до 40 МПа;

на 1 МПа при давлении испытания от 40 до 50 МПа;

на 1,5 МПа при давлении испытания от 50 МПа и более.

Для колонн в скважинах глубиной более 3000 м, проводимых в

сложных горно-геологических условиях с аномально высоким пластовым давлением при опрессовочных давлениях на устье от 40 МПа и выше, разрешается принимать следующие критерии герметичности – колонна считается герметичной, если:

при опрессовке давлением на устье до 50 МПа давление за 30 минут снизится не более чем на 1,5 МПа при отсутствии его дальнейшего падения;

при опрессовке давлением на устье на 50 МПа и более давление за 30 минут снизится не более чем на 2,5 МПа при отсутствии дальнейшего его падения.

Наблюдение за изменением давления начинается через 5 минут после создания требуемого давления.

Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.

404. Кондуктор или техническая колонна вместе с установленным на них противовыбросовым оборудованием после разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3 м повторно опрессовывается с закачкой на забой воды в объеме, обеспечивающим подъем ее на 10-20 м выше башмака.

Давление опрессовки определяется проектом на бурение скважины с учетом необходимости обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования.

Результаты опрессовки оформляются актом, форма которого определяется ЛПА.

405. В газоконденсатных и газовых скважинах приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой дополнительно опрессовывается инертным газом (азотом) давлением в соответствии с проектом на бурение скважины.

406. Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливается проектом на бурение скважины. Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой (незамерзающей жидкостью). Величина давления опрессовки устанавливается проектом на бурение скважины.

407. Во всех случаях плотность опрессовочной жидкости должна быть достаточной для компенсации избыточных наружных давлений до уровня предотвращающего возможность смятия обсадных колонн внешним давлением.

ГЛАВА 28

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

408. Проекты на бурение горизонтальных скважин должны содержать следующие положения и решения:

обоснование профиля и интенсивности искривления (радиуса искривления) ствола скважины, исходя из заданной протяженности горизонтального положения в продуктивном пласте;

коэффициенты запаса прочности для расчета обсадных колонн и условия обеспечения герметичности их резьбовых соединений;

технические условия по обеспечению проходимости внутри колонн труб инструмента и приспособлений для проведения технологических операций, приборов ловильного инструмента и внутрискважинного оборудования;

меры по минимизации износа обсадных колонн при спускоподъемных и других операциях, предотвращению желобообразований в интервалах искривления и горизонтальном участке;

гидравлическую программу, обеспечивающую транспорт шлама из горизонтального участка ствола скважины и вымыв газовых шапок, формирующихся в верхней части горизонтального проложения;

допустимые нагрузки на стенки скважины от силы прижатия колонны бурильных труб в местах интенсивного набора кривизны.

409. Для удаления газовых скоплений в верхней части горизонтального участка (в местах расширения ствола, перегибах и т.п.) интенсивность промывки в начале каждого долбления должна обеспечивать образование турбулентного потока в кольцевом пространстве горизонтальной части ствола. Выход разгазированной пачки раствора на поверхность должен фиксироваться и при необходимости регулироваться.

410. Расчет обсадных колонн должен производиться с учетом следующих условий:

коэффициенты запаса прочности на наружное избыточное давление для участков колонн, находящихся в пределах горизонтального участка, составляют 1,3-1,5, для участков колонн, находящихся в интервалах искривления от 3° до 5° на 10 м – 1,05, для секций в интервалах искривления свыше 5° на 10 м – 1,10;

коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление – 1,15;

расчет обсадных колонн на растяжение должен производиться в установленном порядке.

При проведении расчетов для горизонтального участка следует

выбирать трубы наиболее низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (трубы исполнения А), а для интервалов интенсивного искривления - трубы высоких групп прочности.

411. Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен производиться на основании расчетов.

412. Компоновка бурильных труб, расчеты их на прочность должны исходить из следующих положений:

в горизонтальном участке ствола должны находиться бурильные трубы максимально возможного диаметра с минимальной толщиной стенки скважины;

в интервале искривления и выше устанавливаются толстостенные бурильные трубы;

утяжеленные бурильные трубы располагаются выше интервала интенсивного искривления ствола скважины.

413. Выбор наружного диаметра замковых соединений бурильной колонны, их конструкция производится с учетом проектной интенсивности искривления ствола с целью минимизации нагрузок на стенку скважины для предупреждения желобообразования и снижения износа обсадных колонн. Возникновение нагрузок на стенки скважины выше предельных значений, установленных строительным проектом на бурение скважин, недопустимо.

ГЛАВА 29

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ КУСТОВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

414. Настоящие требования распространяются на кустовое строительство скважин на месторождениях нефти и газа. При газовом факторе более 200 м³/т проектная документация должна содержать дополнительные меры безопасности в соответствии с настоящими Правилами.

415. Разработка проектной документации на подготовку и обустройство кустовых площадок, порядок ведения работ, эксплуатацию скважин должна соответствовать требованиям настоящих Правил с учетом обеспечения промышленной безопасности при высокой концентрации опасных производственных объектов на ограниченной территории и совмещении во времени работ по бурению, освоению, эксплуатации и ремонту скважин.

416. Генеральный план размещения производственных, вспомогательных и бытовых объектов на кустовой площадке должен соответствовать требованиям настоящих Правил с учетом специфики

производства, санитарных норм и правил. Общее количество скважин на кустовой площадке ограничивается величиной суммарного свободного дебита всех скважин куста, которая не должна превышать 1500 т/сутки (по нефти).

417. В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) заказчик или его представитель, наделенный полномочиями в установленном порядке, разрабатывает и утверждает документацию по организации безопасного производства работ на кустовой площадке. Эти мероприятия обязательны для всех участников производственного процесса.

418. Заказчиком в порядке, предусмотренном законодательством, назначается руководитель работ на кустовой площадке, наделенный необходимыми полномочиями.

419. Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке должно предусматривать:

последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;

оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственного процесса;

систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, уровнем их безопасного ведения;

порядок и условия взаимодействия организаций между собой и руководителем работ на кустовой площадке.

Порядок эвакуации людей, транспорта, спецтехники с кустовой площадки при возникновении аварийных ситуаций должен быть предусмотрен в плане локализации и ликвидации инцидентов и аварий.

420. При перемещении бурового оборудования на новую точку (позицию), а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине должны быть прекращены все работы на соседних объектах. Люди из опасной зоны (высота вышки плюс 10 м) должны быть удалены (кроме персонала, занятого непосредственно производством работ).

421. Производство работ повышенной опасности на кустовой площадке должно проводиться в соответствии с требованиями настоящих Правил по нарядам-допускам, выдаваемым руководителем работ на кусте.

422. Освоение законченных бурением скважин производится в порядке, предусмотренном настоящими Правилами.

423. Одновременно с бурением очередной скважины, на ранее пробуренных допускается проведение работ по дополнительному вскрытию продуктивных мощностей, в том числе, путем проводки

горизонтальных ответвлений из основного ствола скважины.

424. Демонтаж буровой установки или снятие вышечно-лебедочного и других блоков с последней пробуренной на кусте скважины, их транспортировка с кустовой площадки должны производиться после остановки работы всех эксплуатационных скважин, находящихся в опасной зоне.

425. Ввод скважины в эксплуатацию производится заказчиком в установленном порядке.

ГЛАВА 30

ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ЗАКОНЧЕННЫХ БУРЕНИЕМ СКВАЖИН

426. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение. План согласовывается с заказчиком, противопожарной службой и утверждается руководителем (или уполномоченным им лицом) организации выполняющей работы по освоению.

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

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

эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой);

устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой обвязки устья скважины;

отсутствует межколонное давление.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от проекта на бурение скважины, работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.

428. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием в соответствии со схемой обвязки устья скважины, а скважина заполнена буровым раствором (жидкостью) плотностью, соответствующей условиям безопасного вскрытия продуктивного горизонта, указанным в проекте на бурение скважин.

В случае вскрытия перфорацией газовых и нефтяных, с газовым фактором более 200 м³ на тонну нефти, горизонтов с аномально высоким

давлением с градиентом давления более 0,014 МПа/м, а также горизонтов, содержащих агрессивные среды, противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой. Во всех случаях схема противовыбросового оборудования должна быть согласована с противofонтанной службой.

Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора и перфорация осуществляются в соответствии с требованиями настоящих Правил.

429. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости скважины. Его снижение не допускается.

430. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на давление, равное рабочему, указанному в техническом паспорте, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом выполненных работ.

431. 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 или газа из газовой «шапки»;

- термогазодинамические 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.

432. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного кольца обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается буровой организацией по согласованию с заказчиком с учетом проектных решений и фактического состояния крепи.

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 500-600 кг/м³; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;

- использования пенных систем;

использования специальных технических средств и технологий; снижением уровня в эксплуатационной колонне, свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или газа от соседней скважины в соответствии с планом работ по освоению скважин.

434. Исследования скважин в процессе их бурения с помощью испытателей пластов выполняются в соответствии с требованиями главы 74 настоящих Правил.

РАЗДЕЛ VII

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПРИ ДОБЫЧЕ, СБОРЕ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

ГЛАВА 31

ТРЕБОВАНИЯ К ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПРИ ДОБЫЧЕ, СБОРЕ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

435. Технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти и газа, их техническое оснащение, выбор систем управления и регулирования, места размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны учитываться в проектах обустройства месторождений нефти и газового конденсата и обеспечивать безопасность персонала и населения.

436. Закрытые помещения объектов, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата должны иметь систему контроля состояния воздушной среды, заблокированную с системой звуковой и световой аварийной сигнализации. Действия персонала при возникновении аварийных сигналов должны быть представлены в плане локализации и ликвидации инцидентов и аварий.

Все помещения (насосных станций, компрессорных, групповых замерных установок и др.) должны иметь исправную систему приточно-вытяжной вентиляции.

Основные технологические параметры указанных объектов должны быть выведены на пункт управления (диспетчерский пункт).

437. Системы управления должны иметь сигнальные устройства предупреждения отключения объектов и двустороннюю связь с диспетчерским пунктом.

438. Каждый управляемый с диспетчерского пункта объект должен иметь также ручное управление непосредственно на объекте.

439. Система сбора нефти и газа должна быть закрытой, а устья

нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин герметичными.

440. На объектах сбора и подготовки нефти и газа (нефтеборных пунктах, газозамерных установках) насосных и компрессорных станциях (дожимных насосных станциях, компрессорных станциях) должна быть технологическая схема, утвержденная должностным лицом, уполномоченным руководителем нефтегазодобывающей организации, с указанием номеров задвижек, аппаратов, направлений потоков, полностью соответствующих их нумерации в проектной технологической схеме. Технологическая схема является частью плана локализации и ликвидации инцидентов и аварий.

441. Изменения в технологический процесс, схему, регламент, аппаратное оформление и систему противопожарной защиты могут вноситься только при наличии проектной документации, согласованной с организацией-разработчиком технологического процесса и проектной организацией-разработчиком проекта.

442. Оборудование, контактировавшее с сернистой нефтью и не используемое в действующей технологической схеме, должно быть отключено, освобождено от продукта, промыто (пропарено), заполнено инертной средой и изолировано от действующей схемы установкой заглушек. Установка заглушек фиксируется в журнале установки и снятия заглушек по форме согласно приложению 9.

443. В случае обнаружения загазованности воздуха рабочей зоны необходимо незамедлительно предупредить персонал близлежащих установок о возможной опасности, оградить загазованный участок и принять меры по устранению источника загазованности.

444. В случае неисправности системы пожаротушения и приборов определения дозврывоопасных концентраций должны быть приняты немедленные меры к восстановлению их работоспособности, а на время проведения ремонтных работ по восстановлению их работоспособности должны быть проведены мероприятия, обеспечивающие безопасную работу установки.

445. Эксплуатация установки с неисправными приборами технических средств противопожарной защиты и пожаротушения запрещается.

446. Запрещается эксплуатация аппаратов, емкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности средств измерений и автоматики.

447. Не разрешается производить какие-либо работы, связанные с ударами, подтяжкой, креплением болтов и шпилек на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением, а также производить набивку и подтяжку сальников на работающих насосах.

448. Перед входом в технологические помещения, не оборудованные автоматической системой контроля воздуха рабочей среды (газомерная установка, дозаторный блок и др.), где возможно выделение вредных веществ, необходимо включить принудительную вентиляцию не менее чем за 10 минут.

В период нахождения в помещении технологического персонала принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

Перед входом в технологические помещения при отсутствии электроэнергии необходимо открыть двери с противоположных сторон помещения не менее чем за 10 минут до входа.

При отсутствии электроэнергии вентиляция технологического помещения в период пребывания в нем технологического персонала должна обеспечиваться открытием дверей с противоположных сторон.

449. Дренирование воды из аппаратов и емкостей должно производиться по закрытой системе сбора.

450. Запрещается эксплуатация компрессоров и насосов при отсутствии или неисправном состоянии средств автоматизации, контроля и системы блокировок, указанных в паспорте организации-изготовителя и инструкции по эксплуатации.

451. На трубопроводах в компрессорной и насосной станциях должны быть стрелки, указывающие направление движения по ним газа, воздуха и других продуктов.

ГЛАВА 32

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

452. Проектная документация должна предусматривать:

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

систему неразрушающего и дистанционного контроля несущих конструкций и антикоррозийной защиты оборудования, трубопроводов;

герметизированную систему сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизацию из мест аварийных утечек;

расположение объектов обустройства нефтяных месторождений;

порядок рекультивации нарушенных и загрязненных земель;

создание и обеспечение необходимыми техническими средствами, автономной системой аварийной связи и оповещения, обеспечивающей

оперативное информирование работающих и населения о возможной опасности;

создание и обеспечение необходимыми техническими средствами автоматизированной системы контроля воздушной среды в целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных выбросов;

проектирование и строительство резервуаров для нефти, нефтепродуктов и конденсата должно проводиться в соответствии с требованиями СН 3.02.04-2019 «Склады нефти и нефтепродуктов», СТБ 2557-2019 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», утвержденных постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 8 июля 2019 г. № 42, с выполнением расчетов на теплоизлучение в случае их загорания;

выкидные линии скважин, нефтегазосборные коллекторы, предназначенные для транспортирования нефти, газа, конденсата до дожимных насосных установок, установки подготовки нефти, компрессорных станций, проектируются и сооружаются в соответствии с требованиями СН 3.02.04-2019 «Склады нефти и нефтепродуктов», СТБ 2557-2019 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», утвержденных постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 8 июля 2019 г. № 42, с учетом перспективного развития месторождения.

453. По каждому из основных организационно-технических решений, направленных на обеспечение безопасности работающих на период возможных аварийных ситуаций, в проектной документации должны быть обоснованы и определены конкретные типы и количество необходимых приборов, материалов и оборудования, а также места, а при необходимости и специальные сооружения для их размещения, эксплуатации и обслуживания.

454. Сварные соединения оборудования и трубопроводов, сварка которых осуществляется по месту работ, должны быть подвергнуты специальной термической или иной обработке для снятия остаточных напряжений в соответствии конструкторской документацией.

455. При проектировании технологического оборудования и трубопроводов необходимо предусматривать наличие герметичных систем ввода ингибиторов коррозии и других устройств для обеспечения возможности реализации антикоррозионных мероприятий.

456. Проектные решения должны обеспечить отсутствие в полостях оборудования и трубопроводов тупиковых и застойных зон коррозионно-агрессивных технологических сред и зон взаимного контакта разнородных

металлов и сплавов.

457. При проектировании технологического оборудования и трубопроводов должны быть предусмотрены герметичная, закрытая дренажная система для полного слива токсичных жидкостей (при необходимости включающая емкости для их нейтрализации) и обвязка для подачи в оборудование азота, пара или жидкости для вытеснения остатка среды в дренажную систему или факельную линию для сжигания.

458. В строительном проекте необходимо предусматривать хранение токсичных жидкостей преимущественно в герметичных подземных емкостях с газодинамическим режимом эксплуатации. Допускается хранение указанных жидкостей в наземных резервуарах с «азотным» дыханием, при этом резервуары должны быть оборудованы сигнализатором предельного верхнего уровня заполнения, заблокированным с насосным оборудованием, и системой аварийного слива избытка жидкости в дренажную систему.

Хранение токсичных жидкостей в резервуарах с «атмосферным» дыханием не допускается.

459. Не допускается подземная прокладка трубопроводов с токсичными веществами, за исключением участков от входных и выходных манифольдов до ограждения.

460. Размещение инженерных сетей с токсичными жидкостями и газами не допускается размещать в открытых лотках и траншеях на отметках ниже планировочных отметок площадок, в каналах и тоннелях полузаглубленного типа.

461. Не допускается размещение подземных сетей транзитных внутриплощадочных трубопроводов с токсичными жидкостями по стенам и кровлям независимо от степени их огнестойкости.

462. Пересечение трубопроводов с токсичными жидкостями и газами с железнодорожными подъездными путями не допускается, за исключением продуктопроводов к двусторонним сливноналивным железнодорожным эстакадам.

463. Все производственные объекты должны быть обеспечены водоснабжением и канализацией в соответствии с требованиями строительных норм СН 4.01.01-2019 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31 октября 2019 г. № 59, строительных норм СН 4.01.02-2019 «Канализация. Наружные сети и сооружения», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31 октября 2019 г. № 59.

Не допускается подключать хозяйственно-питьевой водопровод к производственному трубопроводу.

464. Производственные здания и территории установок должны быть

оборудованы закрытой промышленной канализацией для отвода промышленных стоков, грунтовых и ливневых вод.

465. Во избежание загазованности территории установки и распространения огня по сети промышленной канализации во время пожара, на ней должны быть установлены гидравлические затворы, расположенные в колодцах. Слой воды, образующий затвор, должен быть высотой не менее 0,25 м.

466. Системы противоаварийной защиты взрывоопасных технологических процессов должны обеспечить предупреждение образования взрывоопасной среды в технологическом оборудовании при всех возможных режимах его работы, а также безопасную остановку производства при возможных аварийных ситуациях.

467. Для каждого взрывопожароопасного производства, установки строительным проектом должны быть определены взрывоопасные зоны и их классы, категории и группы взрывоопасных смесей, которые могут образовываться при всех возможных аварийных ситуациях.

468. Оборудование, средства измерений и автоматики, устройства освещения, сигнализации и связи, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны предусматриваться во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей.

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств производится в соответствии с требованиями ПУЭ.

469. Проектные решения, включающие применение инертных газов для вытеснения горючих паров и газов, должны регламентировать способы и определять средства контроля за содержанием кислорода и предотвращения образования его опасных концентраций в технологических средах.

470. Не разрешается использование производственных трубопроводов для снижения общего сопротивления заземлителей.

471. Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, газопроводы, продуктопроводы, сливноналивные устройства, вентиляционные системы, расположенные как внутри помещений, так и вне их, должны быть подсоединены к заземляющему контуру.

472. Отдельно установленные аппараты и резервуары должны иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общему заземляющему контуру. Исключается последовательное соединение заземляющим проводником несколько аппаратов или резервуаров.

473. Эстакады для трубопроводов через 200-300 м, а также в начале и в конце, должны быть электрически соединены с проходящими по ним

трубопроводами и заземлены.

РАЗДЕЛ VIII ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

ГЛАВА 33 ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

474. Обсадные колонны нефтяных и газовых скважин должны быть обвязаны между собой колонной головкой, которая испытывается после монтажа на давление, не превышающее давление опрессовки колонны, принимаемое по установленной норме. Опрессовка колонной головки на пробное давление должна производиться до установки на устье. Результаты испытаний оформляются актами выполненных работ.

475. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована в собранном виде на давление, предусмотренное паспортом. Результаты опрессовки оформляются актом выполненных работ.

476. Фонтанная арматура после установки на устье скважины должна быть опрессована на давление, допускаемое для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом выполненных работ.

477. Эксплуатация фонтанной скважины должна осуществляться только после установки фонтанной арматуры, рабочее давление которой должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье при работе скважин.

478. Фонтанная арматура и колонная головка, независимо от ожидаемого рабочего давления, должны монтироваться с колонным комплектом крепежных и уплотнительных элементов, предусмотренных техническими условиями организаций-изготовителей.

479. Для контроля за буферным давлением и давлением в затрубном пространстве на арматуре фонтанных скважин должны устанавливаться трехходовые краны или устройства их заменяющие для монтажа переносных и стационарных манометров.

480. Выкидные нефтепроводы от фонтанных скважин должны прокладываться из бесшовных стальных труб, соединенных сваркой согласно строительного проекта на монтаж нефтепроводов.

Фланцевые и муфтовые соединения допускаются только в местах установки задвижек, вентилей, обратных клапанов и другой арматуры.

481. Под надземными выкидными нефтепроводами от фонтанных скважин, расположенными на высоте, должны быть установлены надежные опоры, предотвращающие падение линий при их отсоединении

во время ремонта, а также от вибрации при ударе струи.

482. Замерзшие обвязки фонтанных арматур, аппаратов, а также выкидных нефтелиний, находящихся под давлением, должны отогреваться паром или горячей водой.

483. В случае производства технологических операций, требующих давлений превышающих допустимые, необходимо устанавливать на устье специальные головки, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера.

484. Устье фонтанных скважин должно быть оборудовано приспособлением, позволяющим вести контроль за межколонным давлением.

485. Устранение неисправностей и смена деталей фонтанной арматуры под давлением запрещается.

ГЛАВА 34

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

486. Станок-качалка должен быть установлен на скважине в соответствии с проектом обустройства скважины.

487. Для обслуживания станка-качалки устанавливается площадка с ограждением.

488. Устье скважины должно быть оборудовано устьевой арматурой, позволяющей отбирать продукцию скважины, производить контроль за давлением в трубном и затрубном пространствах, а также приспособлениями, обеспечивающими проведение технологических обработок насосного оборудования.

489. При набивке уплотнения сальника крышка его должна удерживаться на полированном штоке зажимом. На скважинах необходимо устанавливать малогабаритный превентор.

490. При крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески полированного штока или штангодержателем и устьевым сальником должно быть не менее 0,20 м.

491. Балансирные противовесы станков-качалок должны быть надежно закреплены.

492. Соединение подвески с полированным штоком должно осуществляться с помощью верхней и нижней траверс.

493. Запрещается проворачивать шкив редуктора вручную и тормозить его путем подкладывания трубы, лома или других предметов в спицы шкива.

494. При перестановке или смене пальцев кривошипно-шатунного механизма на полированный шток устанавливается зажим, а шатун надежно крепится к стойке или раме станка-качалки.

495. Перед пуском в работу станка-качалки необходимо убедиться в том, что редуктор не заторможен, ограждение установлено, снят зажим с полированного штока, а в опасной зоне отсутствуют люди.

496. До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском привод должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешивается плакат «Не включать! Работают люди».

497. На скважинах с автоматическим и дистанционным пуском станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте должны быть укреплены плакаты с надписью «Внимание! Пуск автоматический».

Такая же надпись должна быть на пусковом устройстве.

ГЛАВА 35

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ, ВИНТОВЫМИ ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

498. Монтаж и демонтаж наземного оборудования погружных центробежных и винтовых электронасосов, осмотр и наладку его должен производить электротехнический персонал с группой по электробезопасности не ниже IV. Неэлектротехническому (электротехнологическому) персоналу (операторам, мастерам) разрешается только пуск и остановка погружных центробежных и винтовых насосов, а также съем и корректирование технологических параметров на станции управления.

499. При длительных перерывах в работе (более 30 суток) напряжение должно быть снято со всей установки погружного центробежного или винтового насоса.

500. Устье скважины должно быть оборудовано арматурой и обеспечивать пропуск газа из затрубного пространства в выкидную линию через обратный клапан, глушение скважины и проведение исследовательских работ.

501. Проходное отверстие для силового кабеля в фонтанной арматуре должно иметь герметичное уплотнение.

502. Силовой кабель должен иметь соответствующую изоляцию, обеспечивающую защиту от поражения электрическим током и заземление.

503. Система контроля дебита скважины, сигнализации о ее пуске и остановке должна иметь выход на диспетчерский пункт нефтепромысла.

504. Станции управления работой погружных центробежных и винтовых насосов должны комплектоваться приборами контроля за нагрузкой электродвигателя, а также непрерывным контролем изоляции системы «двигатель-силовой кабель».

505. Ствол скважины, в которую электропогружной центробежный насос спускается впервые, или при смене типоразмера насоса, должен быть проверен шаблоном в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации организации-изготовителя и регламента по эксплуатации установок электроприводных центробежных насосов.

ГЛАВА 36

ИСПЫТАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

506. Нефтяные и нефтегазоконденсатные скважины должны испытываться по плану, утвержденному руководителем (или уполномоченным им лицом) и главным геологом организации, производившей данный вид работ и согласованному с организацией, владельцем скважины.

В плане должен быть указан допустимый предел снижения давления, гарантирующий от смятия эксплуатационную колонну.

507. Испытание скважины должно проводиться под руководством специалиста, указанного в плане на испытания и с соблюдением действующих ЛПА.

508. Перед началом работ по испытанию скважины должно быть проверено наличие акта об опрессовке на прочность и герметичность фонтанной арматуры. Если фонтанная арматура крестового типа, необходимо проверить наличие акта на испытание пружерной и продувочной линий.

509. Все задвижки должны иметь маховики и указатели «Открыто», «Закрыто».

На центральной задвижке фонтанной арматуры газоконденсатной скважины должен быть установлен штурвал со штоком длиной не менее 10 м, направленный в сторону, противоположную направлению струи. Штурвал должен быть защищен навесом с указанием на нем направления вращения штурвала «Открыто», «Закрыто» и количества оборотов штурвала для полного открытия или закрытия. Подход к штурвалу должен быть свободным.

510. Для испытания скважины, оборудованной фонтанной арматурой тройникового типа, должна прокладываться от нижней струны арматуры линия, предназначенная для установки диафрагменного измерителя критического течения (прувера), а от верхней струны – продувочная линия.

Если фонтанная арматура крестового типа, то от одной струны должна быть проложена пружерная линия, а от другой – продувочная. Пружерная и продувочная линии должны быть опрессованы на полуторакратное максимальное давление, ожидаемое при испытании

скважин.

Результаты опрессовки оформляются актом.

511. Пруверная линия должна быть укреплена не менее чем на двух опорах, одна из которых устанавливается на конце линии у прuverа.

512. Пруверная линия должна состоять из одной насосно-компрессорной трубы длиной 6-8 м и диаметром не менее диаметра арматуры. Труба должна быть прямолинейной и установлена строго горизонтально.

513. Манометры для измерения давлений в прuverе и затрубном пространстве должны быть регистрирующими, установлены на общем щите, вынесенном в безопасное и удобное для наблюдения место.

514. Продувочная линия должна монтироваться из труб проходным диаметром не менее проходного диаметра фонтанной арматуры и иметь длину не менее 100 м. На конце трубопровода должен быть установлен тройник со штуцером. Продувочные линии должны быть надежно укреплены хомутами к якорям.

515. На время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или идущих к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) должны быть установлены предупредительные знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

516. Задвижки на прuverной и продувочной линиях следует открывать плавно и медленно.

517. Перед открытием задвижки на одной из струн все работающие, кроме находящихся у задвижек, должны быть удалены за обвалование скважины.

518. Снимать показания термометра разрешается только после полного открытия задвижки на прuverной линии.

519. Перед началом исследования следует открыть все задвижки на арматуре выше трубной головки, за исключением крайних задвижек на струнах.

520. Для замеров и продувки следует использовать только крайними задвижками на струнах, открывая или закрывая их полностью.

При смене диафрагм следует открывать задвижку на продувочной линии и одновременно закрывать задвижку на прuverной линии.

Работа через не полностью открытую задвижку запрещается.

521. Не разрешается подходить к прuverу со стороны диафрагмы во время истечения струи газа, а также при внезапном ее прекращении.

522. Манометры должны устанавливаться на стальных трехходовых кранах или игольчатых вентилях.

523. Замер уровней в скважинах проводится с помощью электронных и механических уровнемеров.

524. При подключении уровнемера к устьевой арматуре запрещается производить монтаж в случае, если:

неисправно, либо загрязнено твердыми нефтяными отложениями место подключения уровнемера;

не полностью закрыто, либо неисправно (пропускает газ) крановое (вентильное) устройство, разъединяющее затрубное пространство скважины с атмосферой;

повреждены или не полностью закручены резьбовые соединения волномера.

525. Необходимо периодически проверять состояние резьбовых соединений уровнемера. При износе и повреждении резьбовых соединений его эксплуатация исключена.

526. При исследовании фонтанных, насосных и компрессорных скважин передвижную лебедку скважинную следует устанавливать на выезде из территории скважины на расстоянии не менее 25 м от устья скважины так, чтобы оператор, управляющий лебедкой, видел устьевой фланец скважины с роликом или лубрикатор.

527. Спускать глубинные приборы при неисправном счетчике на лебедке скважинной не допускается.

528. В случае выхода из строя счетчика на лебедке во время подъема глубинного прибора дальнейший подъем должен осуществляться ручным приводом.

529. Глубинные измерения в работающих фонтанных скважинах с применением подъемной установки, допускаются только с применением лубрикатора, оборудованного самоуплотняющимся сальником, отводом с вентилем игольчатым, манометром, натяжным и направляющим роликами.

Применение лубрикатора на скважинах I категории без натяжного ролика не допускается.

Применяемый лубрикатор должен быть опрессован на полуторакратное рабочее давление и, по результатам опрессовки, составлен акт выполненных работ.

530. Фонтанные, насосные и компрессорные скважины должны быть оборудованы исследовательскими площадками.

531. В процессе монтажа и демонтажа лубрикатора глубинный прибор должен устанавливаться на полностью закрытую буферную задвижку. Перед извлечением глубинного прибора из лубрикатора давление в нем должно быть снижено до атмосферного через запорное устройство, установленное на отводе.

532. При подъеме глубинного прибора из скважины лебедкой с ручным приводом следует включить храповое устройство.

533. При спуске и подъеме глубинного прибора не разрешается

подходить к кабелю или проволоке-канату и браться за него руками.

ГЛАВА 37 ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

534. Устье нагнетательной скважины должно оборудоваться устьевым и противовыбросовым оборудованием в соответствии со схемой обвязки устья скважины. При разработке схемы должны быть учтены состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальное ожидаемое давление нагнетания.

535. Арматура устья нагнетательных скважин должна выбираться в зависимости от максимального ожидаемого давления нагнетания.

536. Все нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной насосно-компрессорных труб и при необходимости, пакером, обеспечивающим защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на него закачиваемого агента.

537. Арматура до установки на устье нагнетательной скважины должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом, а после установки на устье опрессовочным давлением, допустимым для опрессовки эксплуатационной колонны.

Результаты опрессовки оформляются актом.

538. Устьевая арматура нагнетательных скважин должна позволять производить их глушение и исследование, а также вести контроль за давлениями: буферным, в затрубном и в межколонном пространстве.

539. С целью исключения замерзания воды в арматуре нагнетательных скважин и системе нагнетания необходимо предусмотреть при длительных простоях полную замену рабочего агента на незамерзающую жидкость.

РАЗДЕЛ IX ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

ГЛАВА 38 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОБРАБОТКАМ СКВАЖИН

540. Работы по нагнетанию в скважину кислот, химреагентов, газа, пара и других агентов с целью воздействия на призабойную зону и увеличения нефтеотдачи пласта проводятся в соответствии с ЛПА по плану, утвержденному подрядчиком или уполномоченным им лицом и согласованному с заказчиком.

В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, технология ведения процесса, мероприятия, обеспечивающие безопасность ведения работ, ответственные за выполнение пунктов плана работ.

541. Технологические обработки скважин (закачка химреагентов, поверхностно-активных веществ, пара, горячей нефти и нефтепродуктов, воды и др.) в целях предотвращения отложения солей и парафина в оборудовании скважин проводятся в соответствии с ЛПА на эти работы.

542. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление, но не превышающее рабочее давление фонтанной арматуры. Результаты опрессовки оформляются актом об испытаниях (опрессовках) нагнетательных линий по форме согласно приложению 10.

543. При гидравлических испытаниях нагнетательных систем персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением исключается.

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

Отогревать трубопроводы открытым огнем не допускается.

545. Ведение работ по обработке призабойной зоны и интенсификации притока в скважинах с негерметичными колонными и заколонными перетоками выполняется по отдельному плану.

546. На период тепловой обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона, ограниченная обвалованием скважины.

547. Передвижные насосные установки (агрегаты) необходимо устанавливать на расстоянии не менее чем на 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1,5 м. При использовании для выполнения технологических операций других агрегатов (компрессор, промысловая паровая передвижная установка, азотная установка и др.) расстояние от устья скважины до места присоединения трубопровода к агрегату должно составлять не менее 25 м.

Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

548. Технология проведения работ и исполнение агрегатов должны предусматривать меры по исключению возможности образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов.

549. Устья нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин должны быть герметизированы, должна обеспечиваться закрытая система сбора нефти и газа и отвод отсепарированного газа.

550. Выкидная линия от предохранительного устройства насоса

должна быть надежно закреплена и выведена под площадку насосного агрегата.

551. Мобильные насосные установки, предназначенные для ведения работ на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса.

552. Выхлопные трубы агрегатов должны быть снабжены искрогасителями.

553. На расстоянии 20 м от контура компрессорной станции должна быть выделена зона с уровнем звука выше 80 дБА и обозначена предписывающими знаками «Работать в защитных наушниках».

ГЛАВА 39 ЗАКАЧКА ХИМРЕАГЕНТОВ

554. На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной кислоты и т.д.) должен быть: запас чистой пресной воды в количестве 100-200 литров; нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

555. Во время закачки и продавки реагентов весь персонал должен находиться в безопасной зоне – перед кабиной насосной установки (агрегата).

556. Остатки химреагентов должны собираться и доставляться в специально отведенное место, оборудованное для утилизации и уничтожения.

557. После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательная система агрегата должна прокачиваться объемом инертной жидкости, достаточным для промывки нагнетательной системы.

Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

558. Емкость для хранения кислоты на базовых складах должна быть снабжена поплавковыми уровнемерами и переливными трубками для отвода избытка кислоты.

559. Емкости базовых складов должны быть оборудованы перекачивающими средствами для слива кислоты из цистерн и налива ее в передвижные емкости (автоцистерны).

560. На базовых складах кислота должна храниться в стандартных емкостях с антикоррозийным покрытием.

561. Сальники насосов для перекачки кислоты должны быть закрыты защитными кожухами, которые можно снимать только во время ремонта.

562. Слив кислоты с емкостей (автоцистерн) должен быть механизирован.

563. Емкости для хранения и транспортирования кислот и замерные устройства к ним должны быть кислотостойкими и герметичными.

564. На крыше стационарной мерной емкости, используемой для приготовления раствора кислоты, должно быть не менее двух отверстий: одно для залива кислоты, другое для отвода ее паров. У отверстий должны быть козырьки или защитные решетки.

565. При отсутствии насосов для закачки кислоты в мерную емкость разрешается подавать кислоту в бутылках. Для налива кислоты из бутылей в мерник должна быть оборудована площадка, позволяющая работать на ней двум рабочим. Переносить бутылки необходимо по трапам с перилами в корзинах или специальных деревянных ящиках.

566. Не допускается ремонтировать коммуникации во время закачки раствора кислоты в скважину.

При необходимости ремонта коммуникаций следует прекратить закачку кислоты, снизить давление до атмосферного, а коммуникации промыть водой.

567. Не разрешается производить закачку кислоты при силе ветра более 12 м/сек, при тумане и в темное время суток, при освещенности ниже установленной нормами, правилами и гигиеническими нормативами.

568. Приготовление раствора кислоты и других химреагентов в мерной емкости насосной установки (агрегата) не допускается.

ГЛАВА 40

ОБРАБОТКА ПЛАСТА ГАЗИРОВАННЫМИ АЗОТОМ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ

569. Расстановка техники и приготовление рабочих жидкостей для обработки пластов газированными азотом кислотными составами должны выполняться в соответствии с требованиями глав 38, 39 настоящих Правил.

570. Подача азота в рабочую жидкость должно выполняться с использованием специального смесителя – «аэратора» или «инжектора».

571. Допускается использовать смесители других видов, позволяющие производить насыщение рабочего состава азотом.

572. На нагнетательной линии азотной установки должен устанавливаться обратный клапан для предотвращения попадания рабочего раствора.

573. Опрессовка нагнетательных линий должна осуществляться поочередно: сначала азотной установкой на максимальное рабочее давление установки, а затем насосным агрегатом на полуторакратное ожидаемое рабочее давление с использованием жидкости глушения

скважины.

574. Величина создаваемой репрессии на пласт не должна превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчетом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением.

575. При необходимости ремонта нагнетательных линий сначала необходимо прекратить подачу азота в рабочую жидкость, а затем остановить насосный агрегат и выполнить требования пункта 566 настоящих Правил.

ГЛАВА 41 ОБРАБОТКА ГОРЯЧЕЙ НЕФТЬЮ, НЕФТЕПРОДУКТАМИ И ПАРОМ

576. Выхлопные трубы агрегатов и других машин, участвующих в технологических обработках скважин, должны быть оборудованы искрогасителями.

577. Агрегаты должны соединяться с устьевой арматурой специальными трубами высокого давления, не имеющими сварных швов и элементов, не предусмотренных технической документацией организации-изготовителя.

578. Трубы высокого давления должны быть испытаны, иметь бирки о прохождении испытания и акт испытания.

579. На нагнетательных линиях агрегатов для технологических обработок скважин должны быть установлены манометры и предохранительные клапаны, а на устьевой арматуре – обратный клапан.

580. Нагнетательный трубопровод должен быть уложен на деревянных прокладках.

Перед началом работ нагнетательные линии агрегатов должны быть опрессованы давлением, равным полутора кратному от максимального ожидаемого рабочего в процессе обработки, но не превышающего допустимое, указанное в паспорте организации-изготовителя на агрегат, с составлением акта об испытаниях (опрессовках) нагнетательных линий по форме согласно приложению 10.

581. Во время опрессовки коммуникаций и при закачке горячих агентов не допускается нахождение персонала, участвующего в операции, в опасной зоне. Персонал должен находиться у переднего бампера автомобиля.

582. Розжиг топки парового котла, а также подогревателя для нагрева нефти должен производиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации организации-изготовителя.

583. Во время проведения процессов технологических обработок

скважин необходимо постоянно вести контроль за давлением, температурой и расходом технологического агента, а также состоянием напорных трубопроводов и коммуникаций.

584. При отклонении от номинальных параметров или выявлении неисправностей необходимо остановить работы, снизить давление в напорном трубопроводе до атмосферного, выяснить причины осложнений, неисправностей и после их устранения возобновить работы после повторной опрессовки с составлением акта об испытаниях (опрессовках) нагнетательных линий по форме согласно приложению 10.

ГЛАВА 42

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА И ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

585. Гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) производится под руководством ответственного специалиста по плану, утвержденному подрядчиком или уполномоченным им лицом и согласованному с заказчиком.

586. Применение пакерующих устройств при гидроразрыве пласта обязательно.

587. Места установки агрегатов для гидроразрыва пластов должны быть соответствующим образом подготовлены и освобождены от посторонних предметов, препятствующих установке агрегатов и прокладке коммуникаций.

588. Перед проведением гидроразрыва пласта в глубиннонасосных скважинах необходимо отключить привод станка-качалки, затормозить редуктор, а на пусковом устройстве двигателя вывесить плакат «Не включать! Работают люди». Балансир станка-качалки следует демонтировать или установить в положение, при котором можно беспрепятственно произвести обвязку устья скважины.

589. Перед проведением гидравлического разрыва пласта талевый блок должен быть спущен, отведен в сторону и прикреплен к ноге спускоподъемного сооружения.

В случаях, когда затруднен монтаж оборудования для проведения гидроразрыва пласта наличием оборудования для ремонта скважин, подъемник, выполнявший ремонт, должен быть демонтирован.

При использовании в процессе проведения гидроразрыва пласта легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, подъемник, выполнявший ремонт, и оборудование, применяемое при ремонте, должно быть демонтировано и удалено за обвалование скважины.

590. Насосная установка (агрегат) должна (должен) соединяться с устьевой арматурой специальными трубами высокого давления.

591. Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы – обратными клапанами.

592. После окончания обвязки устья скважины следует опрессовать нагнетательные трубопроводы на полторакратное давление от ожидаемого максимального при гидравлическом разрыве пласта, но не выше значения указанного в паспорте установки с оформлением акта по форме согласно приложению 11.

593. Во время проведения гидроразрыва пласта, гидравлических испытаний, находиться людям возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов не разрешается.

594. Во время работы насосных установок (агрегатов) не допускается ремонтировать их или крепить обвязку устья скважины и трубопроводов.

595. Перед отсоединением трубопроводов от устьевого арматуры следует закрыть задвижку на ней и снизить давление в трубопроводах до атмосферного.

596. Остатки жидкости от гидроразрыва и нефти должны сливаться из емкостей агрегатов и автоцистерн в специальную емкость.

597. В зимнее время после временной остановки работ следует пробной прокачкой жидкости убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах.

При необходимости допускается подогревать систему нагнетательных линий горячей водой или паром. Применять для подогрева открытый огонь запрещается.

598. При гидравлическом разрыве пластов с применением кислоты и щелочных растворов надлежит руководствоваться требованиями, изложенными в главах 38, 39 настоящих Правил.

599. Установки (агрегаты) для гидравлического разрыва пласта и гидropескоструйной перфорации должны быть установлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и расставлены так, чтобы расстояние между ними было не менее 1,5 м, а кабины обращены в сторону, противоположную скважине.

600. При проведении гидropескоструйной перфорации в темное время суток на всей территории проведения работ должно быть обеспечено освещение не менее 25 лк.

601. В зимнее время, для предотвращения образования в коммуникациях ледяных пробок при перерывах в работе, целесообразно использовать в качестве рабочих жидкостей техническую воду или солевой раствор с плотностью 1070 кг/м³ и выше.

Обвязка устья скважины при производстве ГРП производится

согласно схеме, утвержденной главным инженером заказчика по согласованию с подрядчиком и противодонной службой.

Оборудование, находящееся на территории скважины должно быть заземлено.

602. Расстановка техники по ГРП и оборудования на территории скважины должно учитывать требования типовой схемы расстановки при ГРП.

При производстве ГРП допускается создавать избыточное давление в затрубном пространстве скважины не более давления опрессовки эксплуатационной колонны.

В нагнетательной линии затрубного пространства скважины должно быть установлено предохранительное устройство диафрагменного типа, позволяющее производить сброс давления в затрубном пространстве по специальной линии в специальную емкость.

При производстве ГРП избыточное давление в скважине не должно превышать прочностных характеристик спущенного в скважину оборудования.

603. В случае не герметичности нагнетательной линии и устья скважины при производстве ГРП закачка должна быть остановлена. Устье закрыто.

Все элементы линий высокого давления и обвязки устья скважины, перед монтажом на скважине должны пройти техническое диагностирование и гидравлические испытания (не реже 1 раза в год).

ГЛАВА 43 РАБОТЫ ПО ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН, ТРУБ И ОБОРУДОВАНИЯ

604. Нагнетательные трубопроводы передвигных теплогенерирующих установок должны быть:

оборудованы предохранительными клапанами;
опрессованы перед проведением работ в скважине на полуторакратное давление от ожидаемого максимального давления, но не выше давления, указанного в паспорте установки, с составлением акта об испытаниях (опрессовках) нагнетательных линий от насосной установки (агрегата) по форме согласно приложению 10.

605. При тепловой обработке выкидных нефтелиний от скважин не допускается применение резиновых рукавов для подачи теплоносителя.

606. При пропаривании выкидного трубопровода не допускается нахождение людей ближе 10 м от устья скважины и трубопровода.

607. Шланг для подачи пара при депарафинизации насосно-компрессорных труб, уложенных в стеллаж, должен быть оборудован

специальным наконечником.

608. Не допускается во время работы парогенераторной установки поручать персоналу выполнение работ, не относящихся к обслуживанию установки.

609. Депарафинизация подземного оборудования с помощью скребков должна осуществляться с применением лубрикаторов, установленных на фонтанной арматуре.

610. Спуск скребка необходимо осуществлять лебедкой с ручным или механизированным приводом.

611. Проволока, на которой производится спуск скребка, должна пропускаться через ролик, укрепленный на лубрикаторе.

612. При работе с лубрикатором должны выполняться требования раздела XIV настоящих Правил.

613. Не разрешается ремонтировать коммуникации во время закачки растворителей в скважину. При необходимости ремонта коммуникаций следует прекратить закачку растворителей парафина, снизить давление до атмосферного, а коммуникации промыть водой.

ГЛАВА 44

КОЛТЮБИНГОВЫЕ УСТАНОВКИ

614. Колтюбинговые установки предназначены для проведения работ по ремонту нефтяных и газовых скважин без глушения при наличии избыточного давления на устье.

615. Подготовка площадки, монтаж и эксплуатация колтюбинговых установок должны производиться в соответствии с ЛПА на обустройство рабочей зоны, монтаж, демонтаж и транспортировку установки и инструкцией по эксплуатации организации-изготовителя.

616. Перед началом работ установка должна быть укомплектована необходимой документацией, штатным комплектом технологического оборудования и инструмента. Также должна быть выполнена проверка состояния контрольно-измерительных приборов и приборов регистрации основных параметров технологического процесса, работоспособности системы контрольно-регистрирующей, состояния механизмов колтюбинговой установки; произведена опрессовка трубных плашек блока превенторов герметизатора, нагнетательной линии, включая вертлюг, безмуфтовой длинномерной трубы (далее – БДТ), соединений между герметизатором, блоком превенторов и фонтанной арматурой на полуторакратное давление от ожидаемого рабочего при закрытых центральной и манифольдной задвижках.

617. Работы с применением колтюбинговых установок должны выполняться персоналом бригады по ремонту скважин, прошедшим

дополнительное обучение в соответствии со специальной программой по эксплуатации указанного оборудования.

618. Требования к колтюбинговой установке:

перед началом работы на скважинах первой категории безмуфтовая длинномерная труба должна быть оснащена обратным клапаном;

с целью определения износа безмуфтовой длинномерной трубы в процессе эксплуатации необходимо вести учет ее наработки а также проводить оценку ее технического состояния (выявление и оценка дефектов и измерение геометрических параметров) с применением дефектоскопа безмуфтовой длинномерной трубы;

до начала выполнения работ по ремонту скважины должны быть выполнены работы по техническому обслуживанию установки в соответствии с руководством по ее эксплуатации;

при температуре окружающей среды ниже 0 °С с учетом физических свойств рабочего агента после окончания работ должны быть проведены мероприятия по предупреждению «замораживания» безмуфтовой длинномерной трубы (продувка воздуха или замена рабочего агента незамерзающим);

после выполнения работ на скважине с использованием раствора соляной кислоты – производить промывку БДТ водой и раствором кальцинированной соды;

при хранении БДТ с целью уменьшения (замедления) коррозии тела трубы необходимо использовать растворы ингибиторов коррозии.

РАЗДЕЛ X

ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СБОРА, ПОДГОТОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

ГЛАВА 45

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СБОРА, ПОДГОТОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

619. Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», принятого Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825, монтироваться в соответствии со строительными проектами и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

620. Оборудование должно оснащаться приборами контроля (с выводом показаний на пункт управления), регулирующими и

предохранительными устройствами.

621. Аппараты, работающие под давлением, должны оснащаться манометрами, указателями уровня, запорной и предохранительной аппаратурой, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для опорожнения.

622. Электрические 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.

623. Помещения насосных и компрессорных станций должны быть выполнены в соответствии с требованиями строительных норм СН 3.02.10-2020 «Производственные здания и сооружения», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 13 ноября 2020 г. № 83.

624. Резервные насосы должны находиться в постоянной готовности к пуску. Насосы, перекачивающие сернистую нефть, должны быть заполнены перекачиваемой жидкостью во избежание образования пирофорных отложений.

625. Разъемные соединения компрессоров и их газопроводы необходимо систематически проверять на герметичность в соответствии со сроками, установленными инструкцией по эксплуатации организации-изготовителя.

626. Не разрешается эксплуатация аппаратов, емкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах и отключающих устройствах, при отсутствии или неисправности средств измерения и автоматики.

627. Не разрешается производить какие-либо работы, связанные с ударами, подтяжкой, креплением болтов и шпилек на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением, а также производить набивку и подтяжку сальников на работающих насосах.

628. В случае прекращения подачи газа, сырья, пара, воды, электроэнергии, воздуха, разрыва коммуникаций и аппаратуры, прогара труб змеевика печи и других нарушениях необходимо действовать согласно ПЛА.

ГЛАВА 46

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

629. Для ведения производственного процесса на объектах подготовки нефти, природного газа (установке подготовки нефти,

нефтеборном пункте, центральной площадке промысловых сооружений) должен быть разработан технологический регламент. Эксплуатация объектов подготовки нефти должна также осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации оборудования, сооружений и другими ЛПА, утвержденными должностным лицом, уполномоченным руководителем нефтегазодобывающей организации.

630. Все оборудование, аппаратура и основные запорные устройства должны иметь четко обозначенные номера, соответствующие технологической схеме. На схеме должны быть нанесены подземные и надземные трубопроводы и отражены все проведенные изменения.

631. Схемы должны находиться в центральном пункте управления и других технологических помещениях и установках, где находится персонал. Реконструкция, замена технологической схемы без наличия проекта не допускается.

632. Нефтенасосные и технологические площадки объектов должны иметь систему контроля состояния воздушной среды, заблокированную с системой приточной вентиляции, включая аварийную. Основные технологические параметры объектов и данные о состоянии воздушной среды должны быть выведены на центральный пункт управления.

633. Объекты управления должны иметь сигнальные устройства, предупреждения отключения объектов и обратную связь с центральным пунктом управления блокировки и ручное управление непосредственно на объекте.

634. Персонал, обслуживающий установку, обязан знать схему и назначение всех аппаратов, трубопроводов, арматуры, средств измерения и автоматики.

635. Во время работы установки необходимо обеспечить контроль за всеми параметрами технологического процесса (давлением, температурой, уровнем продукта и т.д.).

636. Аварийные трубопроводы, идущие от установок к аварийной емкости, должны иметь постоянный уклон в сторону этой емкости, по возможности прямолинейный, с минимальным количеством отводов и поворотов.

637. Отбор проб нефти должен производиться с помощью пробоотборников, рассчитанных на максимальное давление газа в аппарате. Не допускается пользоваться пробоотборниками с неисправными вентилями.

638. При включении теплообменников в работу следует сначала подавать менее нагретый продукт, затем постепенно подавать более нагретый продукт.

639. При выводе из работы оборудования на длительное время должны быть приняты меры защиты аппаратов и трубопроводов от

коррозии, размораживания в зимний период времени и от образования в них взрыво- и пожароопасных смесей.

640. Газ и пары нефтепродуктов из аппаратов, емкостей и трубопроводов при их освобождении должны сбрасываться в факельную систему.

ГЛАВА 47

ПЕЧИ ПОДОГРЕВА НЕФТИ С БЕСПЛАМЕННЫМИ ПАНЕЛЬНЫМИ ГОРЕЛКАМИ

641. Трубчатые печи должны быть снабжены сигнализацией, срабатывающей при прекращении подачи топлива к горелкам или снижения давления его ниже установленных пределов, а также при остановке сырьевого насоса, повышении-понижении температуры нефти выше заданных пределов.

642. Во время работы печи должен быть обеспечен контроль за ее работой в установленном технологическом режиме.

643. Не допускается держать открытыми дверцы камер ретурбентов во время работы печи.

644. Давление газа в топливных трубопроводах должно регулироваться автоматически. На топливной линии подачи газа к печам должны быть установлены регулирующий и отсекающие клапаны.

645. На проводящем трубопроводе, служащем для продувки змеевиков печей при остановках или аварии, должны быть установлены обратные клапаны и запорная арматура.

647. Трубопроводы подачи газа ко всем неработающим горелкам должны быть отглушены.

648. Не допускаются к эксплуатации трубчатых печей на газовом топливе лица, не достигшие 18 лет, лица, имеющие медицинские противопоказания.

649. Пуск и остановка печи производится по письменному распоряжению руководителя объекта или лица его замещающего, назначенного приказом руководителя нефтегазодобывающей организации.

650. Перед розжигом панельных горелок топка печи должна быть провентилирована. Давление газа в коллекторах должно отвечать заданным параметрам.

651. Розжиг блока панельных горелок должны производить не менее двух работников.

ГЛАВА 48

ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАЮЩИЕ УСТАНОВКИ

652. После заполнения электродегидратора продуктом, перед подачей напряжения необходимо сбросить скопившиеся в нем пары и газы через газоздушную трубку в факельную систему.

653. При возникновении пожара на электродегидраторе напряжение немедленно должно быть снято.

654. Дренажное устройство для воды из электродегидраторов и отстойников должно быть автоматизированным и осуществляется закрытым способом.

ГЛАВА 49

СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

655. Сепарационные установки должны обеспечивать исключение попадания газа в сырьевые резервуары.

656. Сепараторы должны быть оборудованы указателями уровня, предохранительными клапанами, манометрами, запорной и запорно-регулирующей арматурой.

ГЛАВА 50

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

657. Не допускается прокладка транзитных технологических трубопроводов под и над зданиями, сооружениями и установками. Это требование не распространяется на уравнильные и дыхательные трубопроводы, проходящие над резервуарами.

658. Сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляров или гильз не допускаются.

659. На трубопроводах по возможности не должно быть тупиковых участков.

660. При прокладке трубопроводов, в которых возможно выделение воды, следует избегать пониженных точек («мешков»). В местах, где неизбежно выделение воды, следует предусматривать возможность ее дренирования.

661. Газопроводы для подачи топливного газа по территории установки должны прокладываться в соответствии с требованиями Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь, утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 2 февраля 2009 г. № 6.

662. Трубопроводы при необходимости должны быть защищены тепловой изоляцией и оборудованы обогревающими устройствами.

663. При обнаружении участков изоляции, пропитанной нефтью и нефтепродуктом, необходимо принимать меры к предотвращению ее самовоспламенения (снять пропитанную теплоизоляцию).

664. Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах для продуктов, а также для газов и легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки ниже 45 °С и вредных веществ независимо от температуры и давления среды, должна быть стальной.

665. Расположение запорной арматуры должно обеспечивать удобное и безопасное обслуживание, а также визуальный контроль за ее состоянием.

666. Выключенные из технологической схемы трубопроводы должны быть опорожнены и отглушены.

667. Запорная арматура на технологических трубопроводах должна систематически смазываться и легко открываться.

668. Запрещается применять для открытия и закрытия запорной арматуры ломы, трубы и т.д. Для этих целей допускается использование специальных ключей.

669. Запорную арматуру на трубопроводах следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлического удара.

670. На всей запорной арматуре трубопроводов, имеющей редуктор или запорный орган со скрытым движением штока, газопроводов с горючими газами должны быть указатели, показывающие направления их вращения: «Открыто», «Закрыто». Вся запорная арматура должна быть пронумерована.

671. Запорная арматура должна обеспечивать возможность надежного и быстрого прекращения доступа продукта в отдельные участки трубопроводов. Всякие неисправности в запорной арматуре и на трубопроводах должны устраняться.

672. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов весом более 50 кг, требующих периодической разборки, и невозможности подхода передвижных грузоподъемных механизмов, должны быть предусмотрены стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа арматуры.

673. Запрещается эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво-, пожароопасных и агрессивных газов и продуктов при наличии «хомутов» и других устройств, применяемых для герметизации трубопроводов. Допускается временная установка хомутов на трубопроводах для предотвращения растекания жидкости до начала ремонта.

674. Трубопроводы с горючими газами и нефтепродуктами не должны иметь непосредственного соединения с водяными и другими

трубопроводами за исключением случаев, предусмотренных технологическими процессами.

675. Наземные трубопроводы должны быть уложены на опоры из негорючего материала.

676. Не допускается в качестве опорных конструкций использовать действующие трубопроводы.

677. Если трубопроводы укладываются на опорах, конструкция опор и компенсаторов не должна препятствовать перемещению трубопроводов при изменении их температуры.

678. После каждой перекачки горячего высоковязкого продукта при наличии возможности застывания его, все трубопроводы, в том числе и аварийные, должны быть промыты маловязким не застывающим продуктом.

679. Все трубопроводы должны быть прочно укреплены во избежание вибрации их во время работы.

680. За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть обеспечен технический надзор во избежание опасного провисания и деформации, которые могут вызвать аварию и пропуск продуктов. Всякие неисправности в состоянии подвесок и опор трубопроводов должны немедленно устраняться.

681. Защитная окраска и изоляция оборудования и трубопроводов должна производиться только после его технического освидетельствования.

682. Давление на насосе, подающем деэмульгатор для трубной деэмульсации, должно быть выше давления жидкости в трубопроводе.

683. На линии подачи деэмульгатора при врезке ее в трубопровод с жидкостью должно устанавливаться запорное устройство.

684. Для сбора воды, отделившейся в процессе трубной деэмульсации, должны быть предусмотрены очистные сооружения или объекты утилизации сточных вод.

685. Канализация должна позволять осуществлять сброс необходимого количества жидкости.

686. Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и от коррозии блуждающих токов.

ГЛАВА 51 РЕЗЕРВУАРЫ

687. Персонал, обслуживающий объекты, должен знать схему расположения трубопроводов и назначение всех задвижек, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

688. Выбор типа резервуара, его внутренней оснащённости, способа монтажа обосновываются строительным проектом в зависимости от назначения, климатических условий, характеристики сред, а также с учетом максимального снижения потерь.

689. Каждый резервуар для нефти должен быть оснащён: дыхательными клапанами с огнепреградителями, уровнемерами, средствами противопожарной защиты и пожаротушения, приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой, люками, лестницами и площадками, контрольными или сифонными кранами, заземлением в соответствии со строительным проектом.

690. Для контроля уровня жидкости в резервуаре должны быть установлены замерные люки и уровнемеры с выводом показаний на дисплей компьютера в центральном пункте управления объекта подготовки нефти.

691. Дыхательная арматура, установленная на крыше резервуара, должна соответствовать проектному избыточному давлению и вакууму.

692. Вертикальные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками; швы приварки отдельных элементов оборудования должны располагаться не ближе 0,5 м один от другого и от вертикальных соединений стенки, не ближе 0,2 м от горизонтальных соединений.

693. Территория резервуарного парка и отдельно стоящих резервуаров в ночное время должна освещаться светильниками, установленными за пределами обвалований.

694. На территории резервуарного парка в темное время суток разрешается пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками (аккумуляторными и батарейными).

Включение и выключение светильников следует производить вне обвалования резервуарного парка.

695. При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением должна быть предусмотрена сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижки.

696. Внешний осмотр заземляющих устройств должен проводиться вместе с осмотром оборудования резервуаров.

697. Не допускается эксплуатировать резервуары с неисправными лестницами и площадками обслуживания.

698. Лестницы, переходы на территории резервуарных парков должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

699. Объемная скорость наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать пропускной способности дыхательных и предохранительных клапанов, указанных в паспорте на резервуар.

700. При расположении внутри резервуара парового змеевика

должно быть предусмотрено устройство для спуска из него конденсата. Паровые змеевики должны быть укреплены на опорах. Соединение труб змеевиков следует производить только сваркой.

701. Замеры уровня нефти и нефтепродукта и отбор проб в резервуарах могут производиться вручную через открытый замерный люк.

702. При ручном отборе проб необходимо пользоваться пробоотборниками, не дающими искр. Замерный люк должен быть расположен на расстоянии не более 0,5 м от края площадки.

703. Замерный люк на резервуарах должен быть снабжен герметичной крышкой с педалью для открывания ногами. Крышки должны иметь прокладки из материалов, не дающих искр (медь, свинец, резина и др.).

704. При открывании замерного люка, замере уровня, отборе проб, а также при дренировании резервуаров следует становиться с наветренной стороны. Во избежание искрообразования при замерах стальной лентой отверстие замерного люка по внутреннему периметру должно иметь кольцо из материала, не дающего искру при движении замерной ленты.

705. После окончания замера уровня или отбора проб крышку замерного люка следует закрывать осторожно, не допуская падения крышки и удара ее о горловину люка.

706. Маршевые лестницы резервуаров должны иметь уклон не более 50° , ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 0,25 м. Ступени должны иметь уклон внутрь $2-5^\circ$.

С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой не менее 0,15 м, исключая возможность проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой не менее 1 м. Верхняя площадка лестницы должна находиться на одном уровне с верхним уголком или швеллером резервуара.

707. Основание резервуара должно защищаться от размыва поверхностными водами, для чего должен быть обеспечен постоянный отвод вод по канализации к очистным устройствам.

708. На каждый эксплуатирующийся резервуар в цехах, резервуарных парках, производствах ведется техническая документация.

709. В отношении, находящихся в эксплуатации резервуаров, необходимо осуществлять контроль их технического состояния с целью определения необходимости и вида ремонта, зачистки, а также остаточного срока службы резервуара.

ГЛАВА 52 НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

710. Помещение нефтенасосной должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. Электродвигатели вентиляторов и вентиляторы должны быть во взрывобезопасном исполнении или вынесены в отдельную венткамеру.

711. Помещение нефтенасосной станции должно быть оборудовано газоанализаторами, сблокированными с вентиляционной системой, системой передачи технологических данных и данных состояния воздушной среды на диспетчерский пункт. Пуск аварийной вентиляции производится автоматически после срабатывания газоанализатора.

712. Помещение нефтенасосной станции должно иметь не менее двух выходов. Устройство порогов в дверных проемах не допускается.

713. Освещение насосных должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении. Выключатели должны быть взрывобезопасного исполнения или устанавливаются вне помещения с взрывоопасной средой.

714. Места прохода труб через внутренние стены должны быть тщательно заделаны.

715. Вне здания насосной на всасывающем и нагнетательном трубопроводах должны быть установлены запорные устройства.

716. Для насосов (группы насосов), перекачивающих горючие продукты, должны предусматриваться их дистанционное отключение и установка на линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих устройств, как правило, с дистанционным управлением.

717. Насосы, применяемые для нагнетания сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, должны быть оснащены:

блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу насоса при отсутствии перемещаемой жидкости в его корпусе или отклонениях ее уровней в расходных емкостях от предельно допустимых значений;

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

Для нагнетания легковоспламеняющихся жидкостей следует, как правило, применять центробежные бессальниковые с двойным торцевым, а в обоснованных случаях – с одинарным торцевым дополнительным уплотнением насосы.

718. Электроприводы насосов, перекачивающих нефтепродукты, нагретые до температуры самовоспламенения, должны иметь дистанционное аварийное отключение.

719. Арматуру на насосах необходимо выбирать по условному давлению в соответствии с паспортом насоса и трубопровода. На выкидном (напорном) трубопроводе каждого центробежного насоса должен быть установлен обратный клапан.

720. Расположение трубопроводов и насосов должно обеспечивать удобство их обслуживания.

721. На трубопроводах, расположенных в насосных, надлежит указывать их назначение и направление движения продуктов, на насосах – индексы согласно технологической схеме, а на двигателях – направление вращения ротора.

722. Все насосы должны быть снабжены дренажными устройствами для сброса продукта в закрытую дренажную систему.

723. Корпусы насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся продукты, должны быть заземлены, независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

724. Пускать в работу и эксплуатировать центробежные насосы при отсутствии ограждения на муфте сцепления их с двигателем не допускается.

725. Во время эксплуатации насосов должен быть обеспечен контроль давления нагнетания. Исключается работа насоса с неисправными или не прошедшими своевременную поверку манометрами.

726. Смазка движущихся частей, устранение течей в сальниках, торцевых уплотнениях и в соединениях трубопроводов при работающем насосе не допускаются.

727. Во время эксплуатации насосов должен быть установлен системный надзор за герметичностью оборудования. Всякая течь в торцевых уплотнениях насосов, запорной арматуре и в соединениях трубопроводов должна немедленно устраняться.

728. Подшипники насосов должны иметь достаточное количество смазки. Не допускается перегрев подшипников выше установленной нормы. Температура подшипников должна контролироваться.

729. В случае обнаружения какой-либо неисправности, нарушающей нормальный режим работы насоса, последний должен быть остановлен, проверен и исправлен. Не допускается производить ремонт насоса во время его работы.

730. Резервный насос всегда должен находиться в постоянной готовности к пуску, для отключения его от всасывающих и напорных коллекторов следует использовать только задвижки. Применение для указанной цели заглушек не допускается.

731. При переключении с работающего насоса на резервный должны быть проверены правильность открытия соответствующих задвижек и

готовность к пуску. Исключается пуск поршневых насосов при закрытой задвижке на нагнетательной линии.

732. При остановке насоса поступление воды, служащей для охлаждения сальников насоса, необходимо перекрыть.

733. Полы и лотки в насосных должны промываться водой.

734. Не разрешается загромождать проходы между насосами материалами, оборудованием или какими-либо предметами.

ГЛАВА 53

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТКРЫТЫХ НАСОСНЫХ

735. Смазка насоса должна производиться незамерзающими в холодное время маслами и смазками.

736. Если для охлаждения корпусов подшипников и сальниковых камер применяются незамерзающие жидкости (антифриз), то циркуляция должна осуществляться по замкнутой системе. В случае использования в качестве охлаждающей жидкости воды с температурой 20-30 °С для контроля за стоком обязательно наличие открытых воронок или смотровых фонарей, соединенных с канализацией.

737. При перекачке продуктов, застывающих при температуре окружающего воздуха, необходимо соблюдение следующих условий: непрерывность работы, теплоизоляция и обогрев насосов и трубопроводов, отсутствие тупиковых участков, наличие систем продувки не только насосов, но и трубопроводов.

738. Перед пуском центробежного насоса необходимо убедиться в легкости проворачивания его вала от руки. В холодное время года, если вал насоса не проворачивается, насос следует прогреть или пропустить через него горячий продукт.

739. Отогревание замерзших или застывших трубопроводов производится только паром или горячей водой. Использование открытого огня запрещается.

740. Планово-предупредительный ремонт насосов, установленных на открытых площадках, следует производить по возможности в теплое время года.

741. При расположении насосов под этажерками следует исключать попадание воды и продуктов на насосы.

742. Для исключения длительного пребывания персонала в открытых насосных необходимо предусматривать дистанционный контроль за работой насосов из центрального пункта управления.

743. Для обогрева рабочих, обслуживающих открытые насосные, должно быть отведено отапливаемое помещение, удобное для наблюдения

за работой насосов.

ГЛАВА 54

КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

744. Компрессоры должны быть снабжены исправными арматурой, средствами измерений и автоматики, системами защиты и блокировками согласно паспорту организации-изготовителя и требованиям строительного проекта, с учетом свойств перемещаемых продуктов.

745. Компрессоры должны быть оборудованы приборами контроля и сигнализацией о нарушении режима их работы.

746. Эксплуатация компрессоров должна проводиться в соответствии с инструкцией организации-изготовителя.

747. Устройство компрессоров должно исключать образование вибрации и шума выше установленных норм.

748. Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательном и всасывающем трубопроводах компрессора, должна быть максимально приближена к нему и находиться в зоне, удобной для обслуживания.

749. Соединения компрессоров и их газопроводы необходимо систематически проверять на герметичность в соответствии со сроками, установленными инструкциями организации-изготовителя и ЛПА.

750. Подача газа на прием компрессора должна осуществляться через отделители жидкости (сепараторы), оборудованные световой и звуковой сигнализацией, а также блокировкой, производящей остановку компрессора при достижении предельно допустимого уровня жидкости в сепараторе.

751. Помещения, в которых установлены компрессоры, перекачивающие углеводородные газы, должны быть оснащены газосигнализаторами дозрывных концентраций обеспечивающих подачу предупреждающего звукового и светового сигналов при концентрации горючих газов 20 % и автоматического отключения компрессоров – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения.

752. В случае нарушения работы системы смазки, превышения предельно допустимых значений рабочих параметров, появления вибрации и стуков следует немедленно остановить компрессор для выявления неисправностей и устранения их причин.

753. После каждой остановки компрессора необходимо осмотреть компрессорное оборудование и убедиться в отсутствии пропусков газа, прочих неисправностей. Замеченные неисправности подлежат немедленному устранению.

754. Пуск компрессора после ревизии, ремонта и длительного вынужденного отключения (кроме резервного) следует производить

только с письменного разрешения лица, ответственного за безопасную эксплуатацию компрессоров, или замещающего его лица, назначенного приказом по организации.

755. Компрессоры, находящиеся в резерве, должны быть отключены запорной арматурой как по линии приема, так и по линии нагнетания.

ГЛАВА 55

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

756. Воздушная компрессорная должна иметь резервные компрессоры, а также резервное питание электроэнергией.

757. При работе нескольких компрессоров в общую сеть на каждом воздуховоде для каждого из них должен быть установлен обратный клапан и отсекающая задвижка и вентиль.

758. Показатель давления воздуха, подаваемого в систему, автоматически должен быть выведен на центральный пульт управления.

759. Всасываемый воздух должен очищаться от механических примесей фильтрами.

760. Воздухопровод, проложенный вблизи теплоизлучающих аппаратов, следует защищать от повышения в нем температуры сжатого воздуха.

761. При аварийной остановке рабочего компрессора включение резервного должно производиться автоматически.

762. В местах, где имеется возможность обмерзания воздухопровода, он должен быть утеплен.

В случае его замерзания отогревание разрешается только горячей водой или паром. Запрещено греть открытым огнем.

763. Компрессоры, имеющие части, которые нельзя удобно и безопасно обслуживать, стоя на полу помещения, должны быть снабжены площадками и лестницами с перилами.

764. Не допускается работа компрессора без очистки сжатого воздуха от масла.

При работе компрессора нужно регулярно дренировать накопившуюся жидкость из масловлагоотделителей.

765. Забор воздуха компрессором должен производиться в зоне, не содержащей примеси горючих газов и пыли.

Место забора необходимо защищать от попадания воды и посторонних предметов.

766. Фильтрующие устройства на всасывающем воздухопроводе должны тщательно очищаться и промываться от пыли в соответствии с требованиями документации по эксплуатации организации-изготовителя.

767. На воздухопроводах не допускается наличие глухих отводов и

заглушенных штуцеров, способствующих скоплению и самовоспламенению масляных отложений и размораживанию воздухопроводов.

768. Не допускается установка в компрессорных каких-либо аппаратов или оборудования, конструктивно или технологически не связанных с компрессором.

769. На всех трубопроводах в компрессорной должны быть стрелки, указывающие направление движения по ним воздуха.

ГЛАВА 56

ГАЗОКОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

770. Газокомпрессорные установки должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями инструкции организаций-изготовителей.

771. Газ, поступающий на прием компрессоров, должен быть очищен от механических примесей, а также капель нефти и воды и углеводородного конденсата в сепараторе, оборудованном манометром или мановакуумметром, предохранительным клапаном (или диафрагмой), уровнемером для контроля за уровнем жидкости и устройством для ее сброса.

Сжатый газ должен быть охлажден. Максимальная температура газа, поступающего в напорный газопровод, не должна превышать 70 °С.

772. Для сбора жидкости и нефти после продувки приемных сепараторов следует предусмотреть емкость, соединенную с факельной системой для сжигания газа.

Жидкость и нефть из емкости должна откачиваться насосом.

773. Для сброса углеводородного конденсата с конечных сепараторов должна быть предусмотрена специальная емкость.

774. Компрессор должен иметь сигнализацию отклонения параметров от нормальной работы, а также автоматическое отключение при повышении давления и температуры сжимаемого газа и падении давления на приеме и в системе смазки.

775. Автоматические устройства компрессорной станции необходимо регулярно проверять и регистрировать параметры.

776. Для предотвращения попадания газа в масляную систему на подводящих маслопроводах в местах их присоединения к цилиндрам и сальникам на компрессоре должны быть установлены обратные клапаны.

777. На время ремонта осветительных устройств или аварийного отключения электроэнергии в газовых компрессорных станциях разрешается применять аккумуляторные светильники только во взрывозащищенном исполнении.

ГЛАВА 57

ПУНКТЫ НАЛИВА НЕФТИ В АВТОЦИСТЕРНЫ

778. Уклон бетонной площадки узла налива нефти должен обеспечивать сбор стоков в канализационные устройства.

779. Не допускается производить налив нефти в автоцистерны при:
работающем двигателе автомобиля;
отсутствии на наливном шланге наконечника из металла, не дающего искр при ударе;
отсутствии заземляющего устройства на автоцистерне для отвода статического электричества;
при трещинах или утечках нефти из автоцистерны;
во время грозы.

780. При наливе нефти в автоцистерны открытие и закрытие люков следует производить плавно, не допуская ударов.

781. Инструмент, применяемый во время налива должен быть искробезопасным.

782. По окончании налива нефти сливной шланг наливного стояка вынимают из горловины люка цистерны только после полного стока из него жидкости.

783. Во время налива нефти не допускается производить ремонт наливного стояка или автоцистерны.

784. Наполнение цистерн должно производиться в объеме полной вместимости согласно требованиям эксплуатационных документов на цистерну, паспорту калибровки и указателю уровня налива.

785. При порыве нефтепровода, шланга, прокладок, неисправности автоцистерны необходимо прекратить налив в автоцистерну, перекрыв задвижку, питающую налив и предотвратить разбрызгивание и растекание нефти, а автоцистерна должна быть выведена из-под налива на буксире другим автомобилем.

ГЛАВА 58

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОФИЛАКТИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ, АППАРАТОВ, РЕЗЕРВУАРОВ, ТРУБОПРОВОДОВ

786. Работы по внутреннему осмотру и очистке аппаратов, резервуаров и оборудования должны осуществляться по наряду-допуску на производство работ внутри емкостных сооружений с указанием ответственных лиц за подготовку и проведение работ. Работы по ликвидации аварий могут проводиться без оформления наряда-допуска, но только до устранения прямой угрозы травмирования людей. Дальнейшие

работы по ликвидации аварий и локализации их последствий должны проводиться после оформления наряда-допуска.

Работы в емкостных сооружениях, являющиеся частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характером работ, определенным составом работающих, могут проводиться без оформления наряда-допуска с обязательной регистрацией перед началом работ в журнале учета производства работ внутри емкостных сооружений, проводимых без оформления наряда-допуска согласно приложению 2 к Типовой инструкции по охране труда при выполнении работ внутри колодцев, цистерн и других емкостных сооружений, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. № 214.

787. Аппараты, резервуары и оборудование, подлежащие вскрытию для внутреннего осмотра, должны быть остановлены, освобождены от продукта и отглушены от действующей аппаратуры заглушками, зачищены, пропарены (или продуты инертным газом) и провентилированы.

Продолжительность пропарки (продувки), необходимость промывки водой, проветривания определяется по результатам анализов воздушной среды из подготавливаемой емкости.

788. Все трубопроводы, связанные с подлежащими к вскрытию аппаратами, резервуарами и оборудованием, должны быть отключены при помощи задвижек и стандартных заглушек согласно схеме, прилагаемой к наряду-допуску. Место и время установки и снятия заглушек должны записываться в журнале установки и снятия заглушек по форме согласно приложению 9.

789. После спуска воды из резервуара необходимо открыть люки для проветривания.

790. Наконечники шлангов должны быть изготовлены из металла, не дающего искр.

791. Работы без средств защиты органов дыхания можно проводить только при содержании паров и газов, не превышающих предельно-допустимую концентрацию, и содержании кислорода не менее 18 % объемных.

792. Вскрывать люки на аппаратах следует по порядку сверху вниз, чтобы не создать через аппарат поток воздуха.

793. Для естественной вентиляции резервуар (аппарат) надлежит оставлять с открытыми люками, при отсутствии пирофорных отложений. При нахождении в резервуаре (аппарате) пирофорных отложений при подготовке и проведении работ по зачистке необходимо предусматривать мероприятия по дезактивации пирофорных соединений до вскрытия и

разгерметизации емкостей, с последующим их удалением.

794. Резервуар или аппарат, нагретые в процессе подготовки, перед спуском в них людей, должны быть охлаждены до температуры, не превышающей 30 °С.

В случае необходимости проведения работ при более высокой температуре разрабатываются дополнительные меры безопасности (непрерывная обдувка воздухом, применение термозащитных костюмов, теплоизолирующей обуви, частые перерывы в работе и т.п.).

795. Не допускается работа в резервуаре (аппарате) при температуре воздуха внутри +40 °С и выше.

796. При очистке резервуара через нижний люк необходимо у него оборудовать специальную площадку.

797. При работе на высоте у резервуара (аппарата) необходимо устраивать сплошные перекрытия для предохранения от падения деталей или инструмента на работающих внизу.

798. При очистке резервуаров (аппаратов) необходимо применять инструменты (средства очистки), изготовленные из материалов, не дающих искр.

799. Для освещения внутри аппарата, резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В. Включение и выключение их необходимо производить снаружи.

800. Для удаления из резервуара вязких технологических остатков необходимо произвести их разогрев, используя существующий в резервуаре подогреватель.

801. При разжижении остатка водоструйным способом очистки используется струя воды, направляемая равномерно и последовательно на все участки днища.

Для защиты от опасности возникновения статического электричества при использовании водяных струй высокого давления моечная машина должна надежно заземляться, а струи очищающей жидкости необходимо направлять под небольшим углом к поверхности для уменьшения разбрызгивания.

802. По завершению освобождения резервуара от остатков нефтепродуктов производится его дегазация: естественная – через люки или принудительная (в зависимости от характера продукта) острым паром или инертным газом.

803. После продувки резервуара производится анализ воздушной среды внутри резервуара на содержание взрывоопасных (вредных) паров и газов с записью в журнале контроля воздушной среды, форма которого установлена ЛПА, наряде-допуске. Проба берется в нижней и верхней частях резервуара, а также в радиусе 5 м снаружи резервуара. При этом

концентрация паров и газов не должна превышать 20 % объемных нижнего концентрационного предела воспламенения.

804. Резервуары, в которых концентрация взрывоопасных газов не удовлетворяет вышеуказанным требованиям, подвергают повторному циклу пропарки, промывки и продувки.

805. Газоанализаторы, используемые для замеров концентрации газов (паров внутри резервуара), должны быть сертифицированы, иметь паспорт и проходить поверку в Государственной метрологической службе.

806. Для обеспечения нормальной работы установок и оборудования его обслуживание проводится в соответствии с годовыми графиками планово-предупредительного ремонта, разработанными и утвержденными в установленном в организации порядке.

807. Перед проведением ремонтных работ аппараты, резервуары и оборудование должны быть подготовлены и очищены с соблюдением вышеизложенных требований.

808. Дефектная ведомость на ремонт должна быть разработана и утверждена в установленном в организации порядке.

809. Основанием для остановки на ремонт отдельного вида оборудования, аппаратуры, коммуникаций является указание лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта, назначенного в установленном в организации порядке.

Должны быть определены ответственные лица за организацию и проведение ремонта, подготовку к нему аппаратуры, оборудования, коммуникаций, выполнение мероприятий по безопасному выполнению работ, предусмотренных планом организации и проведения работ.

810. Ремонтные работы разрешается проводить после сдачи технологического объекта в ремонт в установленном порядке в соответствии с системой технического обслуживания и профилактического ремонта.

При невозможности подготовки всего технологического объекта допускается сдача в ремонт по акту отдельного оборудования, аппаратов, коммуникаций.

811. Проводить текущий ремонт аппаратов, резервуаров, оборудования и коммуникаций без разрешения лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта не допускается.

Ремонтные работы повышенной опасности должны производиться по наряду-допуску в дневное время суток. При необходимости ремонта в ночное время место производства работ должно быть хорошо освещено и на месте ремонта обязательно присутствие лица, ответственного за проведение работ.

812. Перед началом ремонтных работ на аппарате, агрегате или

коммуникации должны вывешиваться предупредительные плакаты «Аппарат (агрегат) в ремонте», «Трубопровод в ремонте».

813. Для подъема деталей и материалов весом более 50 кг следует применять соответствующие грузоподъемные механизмы.

814. При загазованности, а также при аварии на соседнем объекте установки ремонтные работы должны быть немедленно прекращены, а персонал выведен из опасной зоны.

Работы могут быть возобновлены только после подтвержденного анализом отсутствия взрывоопасных (вредных) газов в воздухе рабочей зоны.

815. Не допускается в производственных помещениях установка и снятие заглушек, замена задвижек на газопроводах, а также производство других работ, связанных с выделением значительного количества газа.

816. При разборке и ремонте деталей оборудования для промывки должны применяться негорючие технические жидкости и составы. Не допускается применять для этих целей бензин и другие легковоспламеняющиеся жидкости.

817. Во время проведения ремонтных работ оборудования во взрывоопасных помещениях должна работать приточно-вытяжная вентиляция.

818. Во взрывоопасных местах ремонтные работы необходимо производить искробезопасным инструментом.

819. Для устранения дефектов не допускается подчеканивать сварные швы аппаратов, емкостей и трубопроводов.

820. После ремонта все аппараты, емкости и трубопроводы должны быть опрессованы на герметичность. О проведенном ремонте аппаратуры, резервуаров и оборудования должна производиться запись в паспорте и журнале ремонта оборудования по форме, установленной ЛПА.

821. Работы по вскрытию и ремонту любого электрооборудования и освещения должны проводиться только электротехническим персоналом в установленном порядке.

822. По окончании ремонта аппарата включение его в работу производится только после осмотра лицом, ответственным за выполнение работы.

823. Законченный ремонт объект сдается комиссии, назначенной приказом руководителя организации в установленном порядке.

РАЗДЕЛ XI ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ ОТДЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

ГЛАВА 59 НАСОСЫ

824. Производить ремонт движущихся частей насосов, а также замену сальниковой набивки во время их работы не допускается.

825. Ремонт насоса, связанный с разборкой, в том числе и торцевых уплотнений, может производиться только после его остановки, отключения электроэнергии, снятия давления, подготовки к ремонту.

826. Электродвигатель насоса после его выключения должен быть обесточен в распредустройстве в двух местах (отключением рубильника и снятием плавкой вставки предохранителя). На кнопке пускателя электродвигателя и распредустройстве должны быть вывешены плакаты «Не включать! Работают люди». Снимать предупредительные плакаты можно только с разрешения ответственного лица за проведение ремонта.

827. При кратковременном ремонте, не требующем вскрытия насоса (например, ремонт торцевых уплотнений) при исправных задвижках, отключать насос от трубопроводов путем установки заглушек не обязательно. На закрытых задвижках должны быть вывешены плакаты «Не открывать! Работают люди».

828. Ремонт горячего насоса следует начинать только после того, как температура его не будет превышать 45°C.

829. Все детали торцевого уплотнения перед сборкой следует очистить, промыть в негорючей технической жидкости и тщательно осмотреть.

830. Удары по деталям уплотнения в процессе сборки и разборки не допускаются.

831. При производстве ремонта насоса в насосной, где рядом работают другие насосы, перекачивающие горючие продукты, необходимо принять меры, предотвращающие появление искр.

ГЛАВА 60 КОМПРЕССОРЫ

832. Остановка компрессоров на ремонт производится в соответствии с инструкцией организации-изготовителя по распоряжению лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта.

833. При ремонте компрессора, связанного с его разборкой и вскрытием, на всех технологических трубопроводах компрессора

обесточить электропривод и вывесить плакат «Не включать! Работают люди», установить заглушки.

834. Пуск компрессора может быть произведен только после установки на место ограждений движущихся механизмов, снятых на время ремонта.

ГЛАВА 61 ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ

835. Перед остановкой на ремонт змеевик печи должен быть освобожден от продукта продувкой паром, установлены заглушки на все технологические трубопроводы, в том числе подачи газообразного топлива к горелкам. Перед открытием секций ретурбентов подача пара в змеевики должна быть прекращена и змеевики охлаждены.

836. Лазы в печь и подходы к ним при производстве ремонтных работ не должны быть загромождены, какими бы то ни было материалами.

837. Наблюдающие рабочие (не менее двух), поставленные снаружи у лаза, обязаны:

- следить за тем, чтобы все лазы для входа и выхода из печи и отверстия для вентиляции были открыты;

- следить за сигналами и поведением работающих;

- следить за состоянием воздушного шланга противогаса и расположением воздухозаборного устройства;

- при необходимости обратиться за помощью к другим работникам, вызвать руководителя работ.

838. При работе внутри печей не разрешается:

- разбирать кладку большими глыбами; разборку нужно вести по кирпичу, спуская кирпичи по специальному желобу;

- вырубать шлак на стенках печи без защитных очков;

- производить очистку труб печи;

- сбрасывать материалы и инструмент с верхних лесов;

- складировать материал и инструмент у края лесов.

839. Работа в печи должна быть прекращена, если есть опасность обрушения кладки или в ней обнаружено присутствие газа.

840. Заполнение топливным газом обвязочных трубопроводов разрешается после окончания всех ремонтных работ и опрессовки рабочего змеевика печи.

ГЛАВА 62 ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

841. К проведению ремонтных работ внутри электродегидратора

допускаются лица только при наличии нарядов-допусков на производство работ внутри емкостных сооружений, подписанных руководителем цеха, и последовательного выполнения персоналом, обслуживающим электрическую часть, следующих мероприятий:

снятия напряжения в главной цепи, а также в цепи оперативного напряжения, вывешивания в этих местах и на щит управления плаката «Не включать! Работают люди»;

проверки отсутствия напряжения на стороне высокого напряжения обоих трансформаторов;

наложения переносного заземления на выводы проводов высокого напряжения (производится только после присоединения к заземляющей шине);

вывешивания таблички на лестнице электродегидратора «Входить здесь».

842. Предупредительные таблички могут быть сняты только после окончания ремонтных работ электромонтером по указанию лица, ответственного за проведение работы.

843. Во избежание случайного закрытия дверцы ограждения при нахождении людей наверху электродегидратора ее следует надежно закреплять в открытом положении.

844. При производстве работ внутри электродегидратора двое рабочих из членов бригады должны находиться у люка электродегидратора.

ГЛАВА 63 УСТАНОВКА И СНЯТИЕ ЗАГЛУШЕК

845. Заглушки выбираются в зависимости от рабочих параметров среды и конкретных условий эксплуатации. Глушки должны быть только промышленного исполнения или изготовлены специализированными организациями. Применение глушек, изготовленных в промысловых условиях, исключено.

Глушки должны быть промаркированы и иметь паспорт.

846. На объекте в специально отведенном месте должны храниться глушки всех необходимых типоразмеров. Глушки должны быть смазаны солидолом или консистентной смазкой.

847. Ответственность за техническое состояние глушек на объекте несет руководитель объекта (установки, бригады), который производит их ревизию и испытания. Испытания глушек производятся в соответствии с требованиями, изложенными в технической документации предприятия-изготовителя.

848. Перед установкой глушек должна быть составлена схема их

установки, утвержденная лицом, ответственным за подготовку аппаратуры, резервуаров, оборудования и трубопроводов к осмотру, очистке и ремонту.

849. В аппарате (трубопроводе) перед установкой заглушки должно быть сброшено давление до атмосферного, он освобождается от нефти, нефтепродукта или газа, отключается задвижками.

850. Для того чтобы заглушка была заметной, она должна иметь хвостовик. На хвостовике выбиваются: порядковый номер, марка стали, условный диаметр, условное давление. На заглушке, устанавливаемой без хвостовика на фланцевом соединении типа шип-паз, маркировка наносится на поверхности торца заглушки.

851. Для удобства установки заглушки при необходимости необходимо предусматривать установку кольца.

852. Толщина заглушки подбирается из расчета на максимально возможное давление, но не менее 3 мм.

853. Заглушки со стороны возможного поступления газа или продукта должны быть поставлены на прокладках.

854. После окончания ремонтных работ все временные заглушки должны быть сняты.

855. Установка и снятие заглушек должны регистрироваться в журнале установки и снятия заглушек по форме согласно приложению 9. Снятие заглушек осуществляется за подписью лиц, проводивших их установку и снятие.

ГЛАВА 64

ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ФАКЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

856. Комплектность факельных систем, конструкция оборудования и оснастки, входящих в их состав, условия эксплуатации должны соответствовать проектной документации.

857. Электроприемники факельных систем (устройства контроля пламени, запальные устройства, системы измерения и автоматики) по надежности электроснабжения относятся к потребителям первой категории.

858. В составе факельной установки должны быть предусмотрены:

- факельный ствол;
- оголовок с газовым затвором;
- средства контроля и автоматизации;
- дистанционное электрозапальное устройство;
- подводящие газотрубопроводы;
- дежурные горелки с запальниками.

859. В составе упрощенной факельной установки для дожимных насосных станций должны быть предусмотрены:

- факельный ствол;
- оголовок с газовым затвором;
- дистанционное электрозапальное устройство;
- подводящие трубопроводы газа;
- устройства для отбора проб;
- средства контроля и автоматики.

860. На установке подготовки нефти и нефтесборном пункте должна быть факельная система для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров от аварийного сброса при срабатывании предохранительных клапанов, при ручном стравливании, а также при освобождении технологических аппаратов от газов и паров.

861. Факельная установка должна обеспечивать стабильное горение в широком интервале расходов газа и паров постоянных и периодических сбросов, а также безопасную плотность теплового потока и предотвращение попадания воздуха через верхний срез факельного ствола.

862. Территория вокруг факельного ствола в радиусе не менее 50 м должна быть ограждена и обозначена предупреждающими знаками и надписями.

863. Для улавливания конденсата на общих факельных трубопроводах должны устанавливаться сепараторы.

Сепараторы должны быть оборудованы системой для удаления конденсата, исключающей возможность попадания сбросного газа в сборник конденсата.

864. Факельные трубопроводы должны иметь уклон в сторону сепаратора.

865. Система розжига факела и контрольная горелка факельной системы должны устанавливаться на объекте в зоне безопасной эксплуатации, относящейся к невзрывоопасной зоне.

866. Перед проведением ремонтных работ факельная система должна быть отсоединена стандартными заглушками на участке проведения ремонта от технологических установок и продута или пропарена до полного устранения горючих веществ с последующим отбором и анализом воздушной среды.

867. Корпус блока трансформатора и системы розжига факела должны быть заземлены.

868. Розжиг дежурных горелок системы должен производиться только после подготовки факельной установки к пуску и эксплуатации.

869. При обнаружении в процессе зажигания дежурных горелок повышенного нагрева трубопровода газозвушной смеси или смесителя

продолжение зажигания не допустимо.

870. Газопроводы при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения воздуха.

871. Работы по техническому обслуживанию факельной системы должны производиться при отключенном электрооборудовании системы розжига факела и полном снятии давления с линии газа и воздуха. Перед выполнением работ внутри системы розжига факела следует его проветрить в течение 3-5 минут.

870. Давление газа в общем факельном трубопроводе, до выхода из факельной трубы, не должно превышать 50 кПа.

871. В процессе эксплуатации факельных трубопроводов необходимо исключить возможность подсоса воздуха и образование в них взрывоопасных смесей, а также возможность их закупорки ледяными пробками.

872. Во время грозы запрещается находиться на площадке факельной установки и прикасаться к металлическим частям и трубам.

873. Не допускается присутствие лиц в зоне ограждения факельного ствола, кроме случаев планового ремонта.

РАЗДЕЛ XII ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

ГЛАВА 65 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

874. Работы по ремонту скважин должны проводиться специализированной бригадой по плану работ, утвержденному руководителем или уполномоченным им лицом организации, выполняющей ремонт, и согласованному с заказчиком.

В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, технология проведения процесса, руководитель работ.

При необходимости по решению заказчика разрабатывается проектная документация, которая согласовывается и утверждается в установленном порядке.

875. Передача скважин для ремонта и приемка их после ремонта должны проводиться по акту и в порядке, установленном ЛПА.

876. Передвижные агрегаты для текущего и капитального ремонта скважин должны быть оснащены механизмами для свинчивания и развинчивания труб и штанг и приспособлениями, обеспечивающими безопасность ремонтных работ на скважинах.

877. Агрегаты должны быть оборудованы аварийным освещением во

взрывобезопасном исполнении, световой или звуковой сигнализацией. Допускается применение обоих видов сигнализации на одном агрегате.

878. Органы управления спускоподъемными операциями агрегата должны быть сосредоточены на самостоятельном пульте, снабженном необходимыми средствами измерения, расположенными в безопасном месте и обеспечивающем видимость вышки, мачты, гидравлических домкратов, лебедки и других механизмов, установленных на агрегате.

879. Агрегаты для ремонта скважин устанавливаются на специальной площадке в соответствии с требованиями документации организации-изготовителя агрегата и ЛПА.

880. Перед демонтажем фонтанной арматуры скважина должна быть заглушенной, а в затрубном и трубном пространстве давление должно быть снижено до атмосферного. Скважина, в продукции которой имеется сероводород, должна быть заглушена жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

881. При проведении текущего и капитального ремонта скважин с возможным газонефтепроявлением, устье на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием в соответствии с требованиями, изложенными в главе 70 настоящих Правил.

882. Перед началом ремонтных работ в глубиннонасосных скважинах головка балансира станка-качалки должна быть отведена в сторону или демонтирована.

Откидывание и опускание головки балансира, а также снятие и надевание канатной подвески должны производиться при помощи приспособлений, исключающих необходимость подъема рабочего на балансир станка-качалки. Эти работы проводятся силами нефтегазодобывающей организации.

883. Спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/сек и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м должны быть приостановлены.

884. При обнаружении нефтегазопроявления должно быть закрыто противовыбросовое оборудование, а бригада должна действовать в соответствии с планом локализации и ликвидации последствий аварии.

885. Установка должна быть укомплектована электроосвещением. Электроосвещение должно быть во взрывозащищенном исполнении.

886. Грузоподъемность установки должна соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта скважины.

887. В случаях, когда нагрузка превышает допустимую для вышки или мачты, должны применяться гидравлические домкраты.

888. Рабочая площадка у устья скважины должна соответствовать требованиям ЛПА по обустройству рабочей зоны и руководству (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя установки

(агрегата) с помощью которой выполняется ремонт.

889. Настил рабочей площадки, беговой дорожки и мостков должен выполняться из досок толщиной не менее 50 мм или из рифленого металла. Допускается для выброса труб на мостки использование направляющего металлического желоба.

890. Длина мостков и стеллажей должна обеспечить свободную укладку труб и штанг, необходимых для ремонта, без провисания их концов. Укладка труб должна проводиться не более чем в шесть рядов, при этом должны быть установлены все стойки-опоры стеллажа и стеллаж не должен иметь прогиба.

891. Для предотвращения раскатывания труб и штанг стеллажи оборудуются предохранительными стойками.

892. При капитальном ремонте скважин с применением бурового инструмента, а также в части его касающегося, надлежит руководствоваться соответствующими требованиями глав 24–27 настоящих Правил.

893. Не допускается без индикатора веса включать лебедку агрегата (подъемника) при работах, связанных со спускоподъемными операциями и другими работами.

894. По истечении нормативного срока эксплуатации установка (подъемник) для ремонта скважин должна подвергаться неразрушающему контролю и техническому диагностированию на предмет продления срока его эксплуатации.

В процессе эксплуатации проверку технического состояния мачт (вышек) следует осуществлять в соответствии с требованиями инструкции организации-изготовителя.

Загрузочные и смотровые люки емкостей и блоков очистки буровых растворов, применяемых при ремонтах скважин должны быть закрыты металлической решеткой с отверстиями не более 0,08 x 0,08 м.

ГЛАВА 66

ТРЕБОВАНИЯ К ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН

895. При отвинчивании полированного штока или соединении его со штангами устьевой сальник должен прикрепляться к штанговому элеватору.

896. В случаях заклинивания глубинного насоса, при осложненном подъеме насосно-компрессорных труб, насосные штанги следует отвинчивать только безопасным круговым ключом.

897. Не разрешается оставлять нагруженную талевую систему на весу при перерывах в работе по спускоподъемным операциям.

898. При развинчивании и свинчивании штанг подъемный крюк должен иметь возможность свободного вращения, иметь амортизатор и исправную пружинную защелку, предотвращающую выпадение штропов.

899. При подъеме труб или штанг с мостков и при подаче их на мостки элеватор должен быть повернут замком вверх.

900. При выбросе труб на мостки свободный конец их должен устанавливаться на направляющий желоб.

901. Выброс на мостки и подъем с них штанг разрешается производить только по одной штанге.

902. Между каждым рядом уложенных на мостках штанг или труб должны быть проложены деревянные прокладки в количестве не менее трех штук.

903. Механизм для свинчивания и развинчивания труб на устье скважины должен устанавливаться при помощи талевого системы и монтажной подвески.

904. Захватывающий ключ механизма для свинчивания и развинчивания труб и штанг должен устанавливаться или сниматься с трубы или штанги только после полной остановки механизма.

905. При спускоподъемных операциях лебедку подъемника следует включать и выключать только по сигналу бурильщика.

906. Спуск и подъем насосно-компрессорных труб диаметром более 60 мм разрешается производить двухтрубками, если длина каждой двухтрубки не превышает длины подъема талевого блока от устья скважины до точки срабатывания системы противозатаскивателя.

907. При спуске труб двухтрубками средняя муфта должна докрепляться.

908. При спускоподъемных операциях с электроцентробежными, винтовыми насосами кабельный ролик должен подвешиваться через датчик натяжения к ноге или поясу мачты при помощи цепи (стального каната) и страховаться стальным тросом диаметром 10-15 мм. Кабель или высоконапорный трубопровод, пропущенные через ролик, при спускоподъемных операциях не должны задевать элементов мачты и земли.

909. Рабочие, занятые в операции по подвешиванию ролика и датчика натяжения, должны работать с применением предохранительного пояса с рабочей платформы или с использованием предохранительного верхолазного устройства.

910. Кабель, пропущенный через ролик, при спускоподъемных операциях не должен задевать элементов мачты и земли.

911. К ноге мачты должен быть прикреплен отводной крючок для отвода и удержания кабеля при свинчивании и развинчивании труб.

912. Скорость спускоподъемных операций с погружными центробежными, винтовыми, насосами должна обеспечиваться такой,

чтобы во время спуска или его подъема не повредить изоляцию кабеля.

913. При спуске или подъеме погружных насосов на фланце крестовины фонтанной арматуры следует устанавливать приспособление, предохраняющее кабель от повреждения элеватором.

914. Намотка и размотка кабеля на барабан должны быть механизированы. Витки кабеля должны укладываться на барабан равномерными рядами.

915. Барабан, кабельный ролик и устье скважины должны находиться в одной вертикальной плоскости, хорошо видны работающим. В ночное время барабан с кабелем должен быть освещен.

916. Без исправного индикатора веса проводить спускоподъемные операции, а также вести ремонтные работы, связанные с нагрузкой на мачту, независимо от глубины скважины, запрещается.

917. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным. На устье скважины, при ремонте которой возможны нефтегазоводопроявления, до начала ремонта должно проводиться ее глушение и устанавливаться противовыбросовое оборудование.

918. Не допускается работать машинными и другими ключами при несоответствии их размера диаметру труб, если сухарь неплотно сидит в гнезде, сработан зуб сменной челюсти, трещина в рукоятке и корпусе, не зашплевированы шарнирные пальцы.

919. При подъеме колонны труб с жидкостью необходимо пользоваться приспособлением против разливания жидкости на рабочем месте – грязевой камерой («юбкой»), а также для очистки наружной части труб обязательно применять обтиратель труб.

920. При подъеме трубы с мостков или опускании ее на мостки члены вахты не должны находиться под трубой, а должны визуально следить за ее передвижением до полного горизонтального или вертикального положения, находясь в стороне от траектории движения трубы.

921. Пол рабочей площадки на устье скважины, подъемном агрегате, беговая дорожка на приемных мостках при спускоподъемных операциях, должны быть освобождены от посторонних предметов и должны систематически очищаться от раствора, снега, льда, песка и грязи.

922. Элеваторы должны соответствовать диаметру поднимаемых или опускаемых труб или штанг, иметь замок, исключающий самопроизвольное открытие его створок. В процессе работы при каждом закрытии элеватора необходимо контролировать правильность и надежность закрытия створок и предохранительных защелок.

923. Балкон верхового рабочего должен иметь наружное ограждение с тентом высотой 2,5 м и внутреннее перильное ограждение. Высота

внутреннего перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Балкон верхового рабочего должен быть застрахован от падения.

924. При подъеме по металлической лестнице, установленной на мачте установки для ремонта скважин, необходимо совместно с предохранительным поясом использовать предохранительное верхолазное устройство.

925. Высота укладки труб на стеллажах не должна превышать 1,25 м, причем в один ряд укладываются трубы только одного размера. Между каждым рядом должны быть уложены строго вертикально друг над другом деревянные прокладки не менее 3 штук.

ГЛАВА 67

ЧИСТКА И ПРОМЫВКА ПЕСЧАНЫХ И СОЛЕВЫХ ПРОБОК

926. При промывке песчаных или солевых пробок устье скважины должно быть оборудовано герметизирующим устройством либо противовыбросовом оборудовании.

927. Промывочная жидкость должна определяться из расчета создания столбом жидкости давления в скважине, превышающее давления в скважине на величину:

10-15% для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5-10% для скважин глубиной до 2500 м, но не более 2,5 МПа;

4-7% для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа.

928. При прямой промывке песчаных или солевых пробок под ведущей трубой необходимо установить шаровый кран.

929. Нарращивание труб следует производить только после разрядки давления во всей обвязке до атмосферного.

930. При обратной промывке поток промывочной жидкости, выходящий из промывочных труб, следует отводить в промежуточную емкость при помощи отводного шланга или жесткой линии.

931. Промывочные шланги должны иметь по всей длине петлевую оббивку из мягкого металлического троса, прочно прикрепленного к стояку и вертлюгу.

932. Промывку песчаных или солевых пробок нефтью разрешается проводить только по замкнутому циклу.

Разрядку давления в промывочных трубах под обратным клапаном необходимо осуществлять с помощью специального приспособления.

933. Допуск труб к песчаным и солевым пробкам и в процессе промывки необходимо производить на минимальных скоростях с постоянным контролем веса инструмента по гидравлическому измерителю веса и показаниям давления на насосном агрегате.

934. Персонал должен контролировать наличие песка или солевых

кристаллов в выходящей жидкости.

935. При внезапных непредвиденных или аварийных ситуациях во время промывки следует находящиеся в скважине трубы приподнять до первой муфты и посадить на элеватор, не прекращая циркуляции промывочной жидкости.

ГЛАВА 68

ТРЕБОВАНИЯ К ВЕДЕНИЮ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

936. Проектирование восстановления скважин методом резки боковых стволов должно осуществляться в соответствии с требованиями главы 19 настоящих Правил.

937. Основанием для принятия решения по восстановлению скважины методом резки бокового ствола, являются результаты предварительного исследования состояния скважины и оценки надежности используемой части ее крепи в процессе дальнейшей эксплуатации.

938. Перед началом работ по резке бокового ствола, а при необходимости и исследовательских работ, устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием. Устье скважины вместе с оборудованием противовыбросовым должно быть опрессовано на давление, превышающее на 10 % ожидаемое давление на устье при условии полного заполнения скважины пластовым флюидом во вскрытом или запланированном вскрытии в геолого-техническом наряде, стратиграфическом разрезе.

939. Расконсервация, ремонтно-восстановительные работы и бурение боковых стволов в законсервированных и ликвидированных скважинах производится в соответствии с документацией, разработанной, согласованной и утвержденной в порядке, установленном законодательством.

940. Выбор оборудования, уровень его комплектации техническими средствами, оснащенность средствами измерения устанавливается строительным проектом применительно к характеру и видам планируемых ремонтно-восстановительных работ и операций, с учетом обеспечения безопасности в процессе проходки нового ствола.

941. Перед началом работ по резке бокового ствола должны быть выполнены работы по ликвидации участка старого ствола.

942. Перед резкой бокового ствола должен быть установлен цементный мост, наличие моста проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимой

нагрузки на цементный камень. Кроме того, цементный мост испытывается методом гидравлической опрессовки совместно с обсадной колонной и установленным на ней противовыбросовым оборудованием на давление, превышающее на 10 % давление при возникновении нефтегазоводопроявлений или при эксплуатации.

943. Вырезка «окон» в обсадных колоннах должна производиться специальными техническими средствами.

944. Пространственное положение бокового ствола должно исключить возможность негативного влияния при ее эксплуатации на другие скважины месторождения (действующие, законсервированные, ликвидированные), расположенные вблизи проектной траектории нового ствола скважины.

945. Освоение и испытание восстановленных скважин методом резки боковых стволов выполняется в соответствии с требованиями главы 30 настоящих Правил.

РАЗДЕЛ XIII ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ

ГЛАВА 69 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

946. 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 ЛПА.

947. Прочность промежуточных колонн, несущих на себе противовыбросовое оборудование, должна обеспечить:

герметизацию устья скважины в случаях флюидопроявлений и открытого фонтанирования с учетом их ликвидации;

противостояние воздействию давления гидростатического столба промывочной жидкости максимальной плотности, используемой при строительстве скважины;

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

948. Конструкция устья скважины должна выполняться в соответствии со схемой, определенной в главе 70 настоящих Правил и

обеспечивать:

подвеску необходимого количества колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины;

разгрузку колонны бурильных труб на противовыбросовое оборудование;

возможность контролировать давление в межколонных пространствах;

возможность закачивать в межколонное пространство жидкости;

возможность проводить аварийное глушение скважины;

возможность производить герметизацию устья скважины при наличии в ней инструмента и при отсутствии его.

949. За 100 м до вскрытия продуктивного горизонта с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению нефтегазоводопроявлений и провести:

инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации нефтегазоводопроявлений согласно плану локализации и ликвидации последствий аварии;

проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается организацией, выполняющей работы по бурению скважин;

оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

950. Буровая установка должна быть укомплектована техническими средствами, обеспечивающими раннее обнаружение нефтегазоводопроявлений и характеризующее прямые и косвенные признаки флюидопроявления.

951. При обнаружении нефтегазопроявления (по прямым признакам) персонал вахты обязан загерметизировать устье скважины, записать необходимые данные в вахтовый журнал:

расход промывочной жидкости и давление на стояке во время циркуляции перед герметизацией устья;

плотность закачиваемой в скважину и выходящей из нее промывочной жидкости;

объем, поступившего в скважину флюида;

забой скважины и компоновку бурильного инструмента;

величину избыточных давлений на устье после герметизации и характер их дальнейшего изменения.

В дальнейшем необходимо действовать в соответствии с планом локализации и ликвидации последствий аварии.

952. При расчетном весе колонны труб (бурильных, обсадных, насосно-компрессорных), превышающем выталкивающую силу проявляющего горизонта, первым должен быть закрыт универсальный превентор, при его отсутствии – верхний плашечный превентор. При недостаточном весе труб закрывается нижний превентор.

953. При бурении скважины необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве равном объему скважины.

954. При обнаружении в промывочной жидкости более 5 % объема газа от объема жидкости должны приниматься меры по ее дегазации.

955. Бурение скважин с поглощением промывочной жидкости, флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, заказчиком и противофонтанной службой.

956. При установке ванн (водяной, нефтяной, кислотной) гидростатическое давление столба промывочной жидкости и жидкости ванны должны соответствовать давлению, предусмотренному планом работ, специально утвержденным в установленном порядке и согласованным с противофонтанной службой.

957. Для предупреждения флюидопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурительных труб следует производить долив скважины по режиму, установленному в проекте на бурение скважины.

958. Подъем бурительной колонны при наличии сифона или поршневания не допускается. При их появлении подъем следует прекратить и принять меры по его устранению.

959. Объем, вытесняемого из скважины при спуске труб и доливаемого раствора при их подъеме, должен контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб.

960. Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долит объем промывочной жидкости менее расчетной величины долива скважины и приняты меры, предусмотренные планом локализации и ликвидации последствий аварии по действию вахты при нефтегазоводопроявлении. Спуск труб в скважину немедленно должен быть прекращен, если замечено увеличение (против расчетного) объема промывочной жидкости.

961. При испытании колонны на герметичность способом опрессовки, создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % давление, которое может возникнуть в колонне при заполнении скважины пластовым флюидом.

962. Испытание на герметичность колонн, цементного камня и смонтированного на них устьевого герметизирующего оборудования проводится комиссией специалистов организации, выполняющей бурение

скважины, в присутствии работника противofонтанной службы с составлением соответствующего акта, определенного ЛПА.

963. Комплекс работ по освоению, испытанию, исследованию скважин должен предусматривать технологические и организационные мероприятия, обеспечивающие предотвращение нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Выполнение нижеследующих работ в скважинах, имеющих горизонты с аномально высоким пластовым давлением, производить после получения разрешения от противofонтанной службы:

вскрытие продуктивных горизонтов бурением или перфорацией;
испытание каждого горизонта с помощью пластоиспытателя;
освоение продуктивных горизонтов в разведочных и эксплуатационных скважинах;

производство работ по освобождению прихваченных бурильных и обсадных колонн с применением жидкостных ванн при вскрытых продуктивных горизонтах.

Примечание.

Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях равно гидростатическому давлению столба воды плотностью 1000 кг/м^3 от кровли пласта до поверхности. Аномальные пластовые давления характеризуются любым отклонением от нормального.

964. Во время перфорационных работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины.

965. Ремонт скважин первой категории, если пластовое давление в скважине выше или равно гидростатическому при заполнении ее пластовым флюидом, допускается только после получения разрешения от противofонтанной службы.

966. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, устье скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами в открытом стволе должно быть загерметизировано противовыбросовым, устьевым герметизирующим оборудованием. При нахождении в скважине колонны труб их канал герметизируется запорным устройством (шаровым краном, обратным клапаном).

ГЛАВА 70

МОНТАЖ, ОПРЕССОВКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТЬЕВОГО ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕГО ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

967. Устье скважин при строительстве, добыче нефти и газа и ремонте должно оборудоваться устьевым герметизирующим и противовыбросовым оборудованием (превенторной установкой,

перфорационной задвижкой, фонтанной арматурой и др.) по типовым схемам, разрабатываемым организацией, выполняющей бурение, добычу нефти или ремонт, утверждаемым заказчиком и проектной организацией и согласованным с противofонтанной службой.

968. На кондуктор и техническую колонну, при бурении ниже которых возможны нефтегазоводопроявления, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ со вскрытым продуктивным пластом, устанавливается противовыбросовое оборудование. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой с помощью колонных головок.

Рабочее давление блока превенторов, манифольда и выкидных линий принимают не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условия полного замещения в скважине промывочной жидкости пластовым флюидом (при ремонте скважин необходимо учитывать давления, которые могут быть созданы на противовыбросовое оборудование при выполнении технологических операций).

969. Устьевое и противовыбросовое герметизирующее оборудование не устанавливается, когда вскрываемый скважиной разрез изучен и не имеет коллекторов или представлен коллекторами, насыщенными водой или нефтью с не превышающим пластовым давлением, рассчитанным по формуле:

$$P_{пл.} < P_{г.}; P_{пл.} < P_{г.н},$$

где $P_{пл.}$ – пластовое давление продуктивного горизонта (при ремонте скважин текущее);

$P_{г.}$ – гидростатическое давление столба воды плотностью 1000 кг/м^3 от кровли пласта до поверхности;

$P_{г.н.}$ – гидростатическое давление столба нефти от кровли пласта до поверхности.

970. При рассмотрении схем обвязок устьев выбор стволовых сборок превенторов, манифольдов с элементами оснастки, станции управления осуществляется проектной организацией с учетом конкретных геологических условий и необходимости выполнения следующих технологических операций:

герметизацию устья при наличии в скважине бурильного инструмента и при отсутствии его;

вымыв флюида из скважины прямой и обратной промывкой буровыми насосами и при помощи насосных установок (цементировочных агрегатов);

контроль за состоянием скважины во время глушения;

расхаживание колонны труб для предотвращения ее прихвата;
спуск или подъем части труб при герметично закрытом устье;
возможность испытания в открытом стволе.

971. В целях создания необходимого уклона и условий качественного крепления выкидных линий при монтаже на устье скважины превенторного блока плоскость фланца, на который устанавливается крестовина превентора, должна быть на высоте обеспечивающей монтаж выкидных линий с уклоном в сторону амбаров.

972. Выкидные линии от блоков глушения и дросселирования должны быть, как правило, прямолинейными, смонтированы на специальных опорах с надежным креплением к ним и направлены в сторону от производственных и бытовых помещений с уклоном от устья скважины. Допускается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта.

973. Повороты линий разрешаются только после блока задвижек и с применением кованных угольников на резьбе и фланцах или тройников с буферным устройством.

Длина линий должна быть:

для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м^3 на тонну нефти не менее 30 м;

для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м^3 на тонну нефти, газовых и разведочных скважин не менее 50 м.

Концы линий должны быть оборудованы из расчета возможности их наращивания.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр не менее внутреннего диаметра отводов крестовины, а стволовая часть превенторов не менее диаметра колонны, на которой установлено оборудование.

На расстоянии менее 100 м от конца выкидной линии в секторе 30° влево и 30° вправо от ее оси не должны находиться здания, сооружения и наземные коммуникации, не относящиеся к объектам буровой установки. Допускается в указанном секторе расположение временных подъездов к буровой, промысловых, лесных и полевых дорог, а также каналов мелиоративных систем.

Санитарно-бытовые помещения буровой бригады и вспомогательные здания объектов обустройства не должны находиться в секторе 30° влево и 30° вправо от оси выкидной линии с вершиной в устье скважины.

974. Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна регламентироваться схемами, разрабатываемыми для каждой конкретной скважины с учетом пункта 973

настоящих Правил.

975. Циркуляционная система для бурения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин с высоким газовым фактором и аномально высоким пластовым давлением должна предусматривать возможность непрерывной дегазации бурового раствора с использованием специального оборудования (системы регулирования давления, вакуумных дегазаторов и др.).

976. Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений не менее чем на 30 % превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и герметизирующего оборудования.

Герметизирующее оборудование должно собираться из узлов и деталей промышленного изготовления отечественной или импортной поставки.

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

977. Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательные пульта.

Основной пульт управления устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный пульт устанавливается непосредственно возле пульта бурильщика.

Гидравлическое управление превенторами и задвижками за 100 м до вскрытия продуктивного горизонта должно постоянно находиться в режиме оперативной готовности.

978. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов устанавливаются в легкодоступном месте не ближе 10 м от устья скважины.

979. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь три шаровых крана.

980. Устьевое герметизирующее оборудование независимо от состояния и сроков работы перед установкой его на скважине должно быть проверено на исправность и работоспособность и опрессовано в соответствии с инструкцией организации-изготовителя и настоящими Правилами.

981. При строительстве скважин после монтажа превенторной установки на устье скважины или спуска очередной обсадной колонны, в том числе потайной, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка с манифольдом должна быть опрессована водой на давление опрессовки обсадной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом по форме, установленной ЛПА.

982. При ремонте скважин превенторы с манифольдом противовыбросового оборудования должны быть опрессованы с учетом ожидаемого (текущего) давления и давлений, которые могут быть созданы на противовыбросовое оборудование при выполнении технологических операций + 10%. Результаты опрессовки оформляются актом по форме, установленной ЛПА.

983. Линии глушения и дросселирования должны иметь устройства, позволяющие осуществлять продувку их воздухом от воздушной магистрали буровой.

984. После монтажа и опрессовки противовыбросового оборудования совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца дальнейшее углубление скважины может быть продолжено только при наличии разрешения представителя противofонтанной службы.

985. В случае, когда используется разноразмерная компоновка бурильного инструмента для бурения, на мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную трубу с прочностными характеристиками, соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300-400 мм ниже плашек превентора. Длина специальной трубы должна быть 3-9 м, диаметр должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть навернуты от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть навернут и закреплен машинными ключами шаровой кран.

986. При опасности замерзания в зимнее время противовыбросовое оборудование и пульт управления превенторами должны обогреваться. Решение об обогреве превенторов принимает организация по согласованию с противofонтанной службой.

987. При замене вышедших из строя деталей и узлов устьевого герметизирующего оборудования, смене плашек на устье или проведении других работ, связанных с разгерметизацией устьевого и противовыбросового оборудования, устьевое оборудование подвергают дополнительной опрессовке на давление испытания колонны.

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

В случае применения разноразмерной бурильной колонны плашки должны соответствовать диаметру верхней секции бурильной колонны.

989. В случаях, когда используется разноразмерная компоновка бурильного инструмента, на мостках необходимо иметь специальную опрессованную совместно с шаровым краном стальную трубу с

прочностными характеристиками соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 150-200 мм ниже плашек превентора. Диаметр специальной трубы должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должен быть накручен переводник диаметром соответствующим диаметру бурильной колонны находящейся в скважине.

990. Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией по согласованию с противофонтанной службой, но не реже одного раза в месяц. Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитанного на каждом этапе строительства скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

991. Для беспрепятственного доступа персонала к установленному устьевому герметизирующему оборудованию должен быть твердый настил, под буровой обеспечен сбор жидкости и возможность ее откачки.

992. При бурении все схемы превенторной обвязки устья скважины в верхней части должны включать надпревенторную катушку и разъемный желоб с целью облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов и нефтегазопроявлений для наведения установки сверления под давлением и дополнительного противовыбросового оборудования.

993. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса и после истечения срока амортизации, герметизирующее оборудование опрессовывается на пробное давление в зависимости от условного прохода и рабочего давления (Pr) согласно приложению 20.

994. В конце выкидных линий необходимо сооружать земляные амбары для приема пластового флюида, каждый вместимостью не менее максимального объема скважины или для этих целей устанавливать емкости, объем которых равен объему амбара. При направлении выкидных линий в одну сторону или при наличии одной выкидной линии сооружается один амбар емкостью не менее двух объемов скважины. При ремонте скважин амбар или заменяющая его емкость должны иметь объем не менее одного объема скважин.

995. Бригады по бурению, освоению и ремонту скважин, эксплуатирующие устьевое герметизирующее оборудование, должны иметь комплект накидных и рожковых ключей.

996. Подъемные установки и передвижные агрегаты должны оснащаться приспособлениями для аварийного глушения двигателя воздушной заслонкой с пульта управления лебедкой.

РАЗДЕЛ XIV
ТРЕБОВАНИЯ К ВЕДЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

ГЛАВА 71
ВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

997. Геофизические работы в нефтяных, газовых, водяных и других скважинах в процессе их строительства, освоения, испытания, эксплуатации и ремонта должны выполняться организациями, специализирующимися на осуществлении геофизических работ, по договорам, заключенным с буровыми, нефтегазодобывающими и другими организациями, в которых определяются взаимные обязательства сторон.

Примечание. Для организаций, имеющих свои геофизические структурные подразделения, работы могут проводиться без заключения договоров.

998. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам или планам работ, разработанным организацией, осуществляющей геофизические работы, по данным заказчика, утвержденным должностным лицом, уполномоченным руководителем организации, осуществляющей геофизические работы, и согласованным с заказчиком или уполномоченным лицом.

Геофизические работы в скважинах должны проводиться после оформления передачи скважины от заказчика по акту проверки готовности скважины к промыслово-геофизическим работам по форме согласно приложению 12, под руководством начальника партии (отряда) или другого специалиста, назначенного приказом по организации осуществляющему эти работы (далее – руководитель работ).

999. Должностные лица, представляющие заказчика и подрядчика, имеющие право подавать и переносить заявки, подписывать акты на готовность скважины, на выполненные работы и т.д., определяются приказами (распоряжениями) руководителя (или уполномоченным им должностным лицом) организации заказчика и организации, осуществляющей геофизические работы.

К геофизическим работам скважину должно подготовить подразделение, которому принадлежит эта скважина. Подготовленность скважины, а также буровой установки в соответствии с требованиями типовых проектов проведения работ и технических требований оформляется актом, подписанным представителем заказчика представителем геофизической партии. Акт передается руководителю работ организации, осуществляющей геофизические работы, перед их

началом.

1000. При подготовке геофизических работ на скважине должна присутствовать буровая бригада. Персонал буровой бригады должен обеспечивать по указанию руководителя работ организации, осуществляющей геофизические работы, проведение вспомогательных работ, связанных со строповкой и перемещением геофизического оборудования при помощи вспомогательной лебедки с приемного моста на буровую площадку и обратно.

ГЛАВА 72

ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ, АППАРАТУРЕ, ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ

1001. Геофизические работы в скважинах должны проводиться с помощью аппаратуры, кабеля геофизического грузонесущего бронированного и оборудования, допущенных к применению в установленном порядке.

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

1002. Внесение каких-либо изменений в эксплуатируемую геофизическую аппаратуру и оборудование допускается лишь при согласовании этих изменений с организацией-изготовителем аппаратуры, оборудования.

1003. Геофизическое оборудование и аппаратура перед началом работ должны проверяться на общее состояние и исправность.

1004. Лаборатории (каротажные станции) и подъемники каротажные самоходные должны быть оснащены системой контроля технологии исследований, обеспечивающей индикацию скорости движения, глубины нахождения приборов, аппаратов в скважине и величину натяжения кабеля.

1005. Подъемники каротажные самоходные, применяемые при геофизических работах, должны быть укомплектованы системой каротажной подвесной (блок подвесной, блок направляющий и серьга), приспособлением для рубки каротажного кабеля и приспособлением для очистки каротажного кабеля устанавливаемого на роторе на высоте не более 1,5 м от стола ротора.

Прочность узлов крепления блока подвесного, блока направляющего должны в 1,5 раза превышать номинальное разрывное усилие геофизического кабеля, используемого при работе. Крепление направляющего блока к столу ротора осуществляется стандартным болтом 36 x 150. Исключается крепление блоков канатными скрутками.

1006. Исправность систем (тормозной, управления водильника, защитных ограждений) подъемника каротажного самоходного должна визуально проверяться каждый раз перед выездом с базы и до начала работ на скважине. Результаты проверки заносятся в журнал осмотра верхнего оборудования, форма которого определяется ЛПА.

1007. Не реже одного раза в месяц должен производиться профилактический осмотр следующих деталей и узлов подъемника каротажного самоходного: тормозных лент, тормозных стяжек, подшипников, храпового устройства, щек и бочки барабана, крепления рычагов управления, водильника, сварных и болтовых соединений, коллектора, противозатаскивателя, привода лебедки.

1008. Диаметр барабана лебедки подъемника каротажного самоходного 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 ряда витков кабеля.

1009. На кабеле геофизическом грузонесущем бронированном не допускается наличие «фонарей». Сохранность брони должна проверяться перед началом и в процессе работы.

1010. Скважинные приборы должны подсоединяться к геофизическому кабелю посредством стандартных кабельных наконечников, прочность крепления которых к кабелю должна соответствовать технической документации организации-изготовителя кабеля.

1011. Наибольший поперечный размер скважинного прибора, включая приборы с управляемыми и неуправляемыми прижимными устройствами, должен быть меньше диаметра открытого ствола исследуемой скважины, а при работе в обсадных и насосно-компрессорных трубах – меньше на 0,01 м. При этом диаметр кабельного наконечника должен быть на 0,023 м меньше диаметра открытого ствола исследуемой скважины.

1012. Скважинные приборы должны выдерживать наибольшее давление в скважине в интервале исследования в соответствии с руководством (паспортом) по эксплуатации данных приборов.

1013. Термостойкость скважинного прибора должна превышать наибольшую температуру в скважине на 10% в интервале исследований в диапазоне 0-100 °С, 15% – в диапазоне 100-200 °С, 20% – более 200 °С.

1014. Геофизическое оборудование должно подключаться к электрической сети напряжением не выше 380 В.

1015. Перед проведением геофизических работ необходимо проверить целостность заземляющего проводника от каротажной станции, подъемника и других устройств до места его присоединения к контуру

заземления буровой. Суммарная величина сопротивления заземляющего провода и контура заземления буровой не должна превышать 4 Ом.

1016. Ежемесячно проверяется сопротивление изоляции силовых кабельных питающих линий оборудования, которое должно быть не менее 0,50 МОм.

1017. При работе геофизической аппаратуры не допускается:
оставлять без надзора включенную аппаратуру (за исключением автоматической);

эксплуатировать аппаратуру с выдвинутыми блоками и закороченными блокировками;

присоединять (отсоединять) измерительные приборы при регулировке геофизической аппаратуры, а также монтировать (демонтировать) схемы с подключенными источниками питания;

применять метод «скользящего контакта» при отыскании места утечек тока из сети при напряжении более 50 В переменного и 110 В постоянного тока;

использовать аппаратуру, соединительную арматуру и провода с нарушенной изоляцией;

оставлять неизолированными места соединений;

производить ремонт электрической аппаратуры (приборов, оборудования и т.п.) в полевых условиях.

1018. Все оборудование, аппаратура и устройства промыслово-геофизической партии, применяемые в технологическом процессе, должны иметь эксплуатационную документацию.

1019. Оборудование, аппаратуру и устройства необходимо эксплуатировать при нагрузках, не превышающих значений, указанных в эксплуатационных документах.

1020. При избыточном давлении на устье скважины для ее герметизации при выполнении промыслово-геофизических работ необходимо применять лубрикаторную установку.

1021. Устье скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных геофизических приборов и прострелочно-взрывного аппарата. С этой целью при превышении фланца обсадной колонны относительно пола более 1,5 м, на устье должна сооружаться рабочая площадка, к устью скважин, бурящихся с глинистым раствором, с помощью гибкого шланга подводиться техническая вода (горячая вода или пар при работе в условиях отрицательных температур).

ГЛАВА 73 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

1022. Геофизические исследования разрешается производить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка ствола скважины заключается в выполнении комплекса мероприятий, осуществляемого организацией, выполняющей бурение скважины непосредственно перед проведением геофизических исследований.

Качество подготовки ствола скважины для проведения геофизических исследований определяется руководителем работ организации, осуществляющей геофизические работы, непосредственно на скважине по материалам, предоставляемым заказчиком.

Скважина считается подготовленной для проведения комплекса геофизических исследований при отсутствии отклонений в техническом состоянии ствола.

Готовность скважины оформляется актом проверки готовности скважины к промыслово-геофизическим работам по форме согласно приложению 12.

1023. Для подготовки скважины буровой организации необходимо:
обеспечить исправность бурового и противовыбросового оборудования необходимого для проведения геофизических исследований скважины, долить скважину до устья, если иное не обусловлено геологическими условиями проводки скважины;

обеспечить на устье скважины подачу технической воды (пара при отрицательных температурах);

обеспечить наличие необходимого объема раствора в емкостях циркуляционной системы;

привести параметры промывочной жидкости в соответствие с требованиями строительного проекта и других локальных нормативных правовых актов;

проработать ствол скважины долотом номинального диаметра, обеспечить свободное хождение конструкции низа бурильной колонны по стволу скважины (подтверждается диаграммами контрольных приборов);

перед подъемом бурового инструмента для проведения геофизических исследований в скважинах промыть скважину в течение 2 циклов, если иное не обусловлено геологическими условиями проводки скважины;

обеспечить однородность промывочной жидкости по всему стволу скважины;

в случае наличия поглощающих интервалов обеспечить установившийся статический уровень в скважине;

обеспечить отсутствие перелива на устье скважины.

1024. Не допускается производство геофизических измерений в скважинах, заполненных буровым раствором с отклонениями от требований проекта на бурение скважины и растворами, содержащими более 5% песка.

1025. Не допускается проводить геофизические исследования в скважинах:

при явных нефтегазоводопроявлениях;

при сильном поглощении в скважине бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/час);

при выполнении на буровой установке работ, не связанных с геофизическими исследованиями;

при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой или подъемника каротажной станции.

1026. До начала геофизических работ скважина должна быть заполнена жидкостью (глинистым раствором, водой, нефтью) до устья.

1027. На буровой должен быть необходимый запас жидкости (воды, глинистого раствора или нефти) для долива скважины в случае поглощения.

1028. К буровой должны быть проложены временные дороги, обеспечивающие беспрепятственный подъезд геофизических лабораторий и подъемников, транспортирующих геофизическое оборудование. В период бездорожья заказчик предоставляет организации, осуществляющей геофизические работы, буксировочную технику.

1029. Каротажное оборудование при работе на скважинах должно размещаться на подготовленной для этого площадке так, чтобы была обеспечена хорошая видимость и сигнализация между подъемником каротажной станции, лабораторией и устьем скважины. Лаборатория, подъемник каротажной станции должны быть поставлены на стояночный тормоз, под колеса каротажной станции и каротажного подъемника установлены противооткатные упоры (башмаки) в количестве не менее двух.

1030. Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем скважины, препятствующие работе, должны быть удалены.

1031. Ротор, полы буровой и приемных мостков должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Сходни приемных мостков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение персонала.

1032. Буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда).

1033. Для подключения промыслово-геофизической аппаратуры и

оборудования (лабораторий, каротажных подъемников) к силовой сети на буровой или установке по ремонту скважин, на мостках (в удобном для подключения месте) устанавливаются две розетки на 25 А, подключенные по схеме 220 В, оснащенные отдельными аппаратами защиты.

Подключение к этой линии других потребителей электроэнергии во время производства геофизических работ запрещается.

1034. Кабель, соединяющий оборудование с электросетью, должен прокладываться на козлах, подставках высотой не менее 0,5 м от земли в стороне от проходов, дорог и тропинок.

1035. Допускается подключать кабель к источнику питания при снятой нагрузке, только по окончании сборки рабочей электросхемы каротажной станции. О моменте включения должен быть оповещен весь персонал организации, осуществляющей геофизические работы на скважине.

Подключение должно производиться лицом, имеющим группу по электробезопасности не ниже III.

1036. Для безопасного ведения промыслово-геофизических работ в бурящихся скважинах с применением подвесной системы, верхний (подвесной) ролик закрепляется к крюку талевого блока, нижний (оттяжной) ролик – к основанию буровой. Допускается применение подвесных систем, входящих в состав буровых установок.

1037. Буровая должна иметь приспособления для подъема тяжестей весом до 1000 кг.

1038. При производстве промыслово-геофизических работ на буровой не допускается:

производить без разрешения руководителя работ организации, осуществляющей геофизические работы, ремонт бурового оборудования, находящегося на буровой площадке;

включать без разрешения руководителя работ организации, осуществляющей геофизические работы, буровую лебедку и различные силовые агрегаты;

переносить и передвигать по полу буровой и приемным мосткам буровое оборудование;

передвигать трубы на расстояние менее 20 м от соединительных проводов, каротажного кабеля и каротажной станции;

включать электросварочные аппараты и станки-качалки в радиусе 400 м, а в отдельных случаях по требованию руководителя работ организации, осуществляющей геофизические работы, и на большем расстоянии от буровой.

При необеспечении норм освещенности буровой, указанных в пункте 257 настоящих Правил, производство геофизических работ в темное время суток не допускается.

1039. Для обеспечения безаварийного проведения геофизических исследований в скважинах на каротажном кабеле, перед началом работ, необходимо выполнить контрольный спуск шаблона на каротажном кабеле. Допускается в качестве шаблона использовать прибор (без источника ионизирующих излучений) с максимальным диаметром который планируется спускать в скважину для исследований заданного интервала.

Диаметр и длина шаблона должны быть не менее соответствующих размеров спускаемого в скважину геофизического прибора.

1040. Блок направляющий должен быть надежно закреплен таким образом, чтобы беговая дорожка ролика была направлена на середину барабана лебедки каротажного подъемника и на устье скважины.

Для крепления блока направляющего в непосредственной близости от устья скважины должно быть оборудовано специальное крепление, допускается крепление направляющего ролика к фонтанной арматуре или к превентору (перфозадвижке). При отсутствии узла крепления для блока направляющего на буровой, геофизические работы проводить не разрешается.

1041. Блок подвесной 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. Блок подвесной должен подвешиваться непосредственно на крюк талевого блока через серьгу.

1042. Погрузку и разгрузку скважинных приборов, грузов, блоков и прочего геофизического оборудования следует проводить при участии не менее двух работников. Погрузку и разгрузку скважинных приборов весом более 40 кг или длиной более 2 м любого веса на мостки, спуск в скважину и подъем из нее следует осуществлять с привлечением персонала буровой бригады с применением грузоподъемных механизмов.

1043. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность тормозной системы, кабелеукладчика, защитных ограждений каротажного подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования, надежность крепления скважинного прибора и груза к кабелю. Перед началом спускоподъемных операций должен быть дан предупредительный звуковой сигнал.

1044. Не разрешается во время спускоподъемных операций в скважине:

наклоняться над кабелем, переходить через него и под ним, а также брать руками за движущийся кабель. На барабан каротажного подъемника кабель должен направляться кабелеукладчиком;

производить поправку или установку меток, откусывать торчащие

проволами и заправлять их концы при движении кабеля;

очищать кабель вручную от грязи и бурового раствора.

1045. Не допускается в случае повреждения тормоза лебедки останавливать скважинный аппарат за кабель вручную.

1046. Во время проведения геофизических исследований необходимо контролировать за движением кабеля по показаниям приборов: датчика натяжения, скорости, глубины, подъемника каротажной станции и лаборатории.

1047. Во время спуска скважинных приборов в необсаженной части ствола должны осуществляться периодические контрольные остановки через каждые 500 м, при этом нельзя допускать остановок длительностью более двух минут за исключением случаев применения геофизических приборов, требующих более длительное время для настройки. Контрольный подъем скважинных аппаратов должен производиться во всех случаях, когда есть подозрение на перепуск кабеля.

1048. Спуск-подъем скважинных приборов должен проводиться на скоростях, установленных в эксплуатационных документах на геофизический кабель.

1049. В случаях, когда наблюдается затяжка кабеля и геофизического прибора, неоднократные остановки скважинных приборов при спуске, проведение геофизических работ приостанавливается и возобновляется после проработки скважины.

1050. Защитное заземление отключается только после отключения источника электрического питания геофизического оборудования.

ГЛАВА 74

ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ

1051. Исследования скважин испытателями пластов должны проводиться после вскрытия объекта в соответствии с проектом на бурение скважины и геолого-техническим нарядом, либо по оперативным данным геологических, геохимических и технологических исследований, геофизических исследований в скважинах, обосновывающим необходимость выполнения испытания пластов. Данные геохимические и технологические исследования являются определяющими для установления количества и интервалов исследований испытателями пластов.

1052. Общим руководителем работ по исследованию скважины испытателями пластов является представитель «Заказчика». Ответственным за соблюдение технико-технологических требований исследования скважин испытателями пластов является представитель организации, осуществляющей геофизические работы – начальник партии

или мастер по испытанию скважин (подрядчик).

1053. Заказчик обязан обеспечить:

подготовку скважины, бурильного инструмента, бурового и противовыбросового оборудования, обвязку устьевого головки с манифольдом превенторного блока, 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;

устьевую головку для обвязки верхней трубы.

1054. Подрядчик обязан обеспечить:

выбор технологии испытания объекта и компоновки узлов испытателя пластов;

технические средства для испытания скважин (испытательный инструмент, средства измерения, транспорт для перевозки оборудования);

технический контроль и руководство работами по исследованию скважины испытателями пластов при непосредственном участии мастера по испытанию скважин;

оценку качества и оперативный анализ результатов исследования скважин испытателями пластов и выдачу на скважине предварительного заключения по объекту исследования;

обработку данных испытания пластов и выдачу окончательного заключения по объекту, в установленные договором сроки.

1055. Заявка на проведение исследования скважины испытателями пластов должна содержать информацию, необходимую для выбора типа испытателями пластов, его компоновки, размера уплотнителя пакера и определения основных характеристик технологии испытания объекта.

1056. Для проведения работ по исследованию скважин испытателями пластов подрядчик совместно с заказчиком составляет план работ, в котором определяются:

технология проведения испытаний;

тип и компоновка испытателя пластов;

диаметр забойного штуцера;

планируемый перепад давления на пакеровке;

высота столба и плотность жидкости предварительного долива;

тип (схема) обвязки устья (верхней трубы) и противовыбросового оборудования;

допустимая (безопасная) продолжительность пребывания испытателей пластов на забое (если она больше 90 минут, то предусматривается одноцикловое испытание);

число циклов испытания;

максимально допустимая нагрузка на крюке при расхаживании инструмента с испытателями пластов.

1057. Во избежание возможности нефтегазопроявления после снятия пакера, на стадии планирования или перед спуском испытателей пластов должен быть произведен расчет противодействия на пласт, исходя из условий полного замещения раствора в интервале испытания пластовым флюидом.

1058. В процессе последних перед спуском испытателей пластов для долблений и спускоподъемных операций 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.

1059. Поверхностное оборудование скважины должно обеспечивать прямую и обратную циркуляцию бурового раствора с противодействием на устье (дресселирование) через устьевую головку и специальный манифольд.

1060. При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

колонну бурильных труб рассчитать на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;

проверить бурильную колонну на герметичность;

оборудовать бурильную колонну шаровым краном и головкой;

произвести обвязку устья с манифольдом превенторной установки и буровых насосов металлическими трубами на шарнирных соединениях;

смонтированную компоновку, состоящую из шарового крана, устьевой головки и линии, соединяющей колонну бурильных труб с блоком дросселирования, опрессовать на полуторакратное ожидаемое давление;

обеспечить возможность прямой и обратной закачки раствора в скважину буровыми насосами, при этом схема обвязки устья скважины должна отвечать требованиями пункта 673 настоящих Правил;

иметь в наличии приспособление для продувки ведущей трубы.

Обвязка устья скважины должна обеспечивать вертикальное перемещение колонны труб на 4-5 м, не нарушая связи со стояком и блоком дросселирования противовыбросового оборудования.

1061. Испытание скважины испытателями пластов в открытом стволе и колонне без оборудования устья превенторной установкой не допускается.

1062. До начала испытания на буровой должна быть 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 локализации и ликвидации последствий аварии;

акт готовности скважины и бурового оборудования к исследованию скважины испытателями пластов по форме согласно приложению 13.

план исследования скважины;

акт на опрессовку устьевого головки и бурильной колонны;

разрешение противofонтанной службы.

1063. В процессе испытания скважины исключить:

присутствие на скважине лиц, не имеющих отношения к выполняемым работам;

ремонт бурового оборудования;

работы с использованием открытого огня;

выключение (остановка) двигателей привода лебедки в период притока и регистрации кривой восстановления давления;

подъем инструмента до прекращения выхода из труб воздуха или газа.

1064. Испытание скважины не допускается в случаях:

неисправности бурового оборудования, инструмента;

отсутствия противовыбросового оборудования или его неисправности;

проявления скважины с угрозой фонтанирования (степень опасности определяется руководителем работ);

неполного состава вахты или привлечение к работе рабочих, не имеющих соответствующей квалификации;

отсутствия представителя заказчика, указанного в плане работ на испытание скважины испытателями пластов;

отсутствия документации, необходимой для проведения работ;

отсутствия на скважине установки насосной (цементирующей агрегата), находящейся постоянной готовности к работе;

при проявлении скважины;

при наличии посторонних предметов на забое.

1065. Во время вымыва газообразных пластовых флюидов, или флюидов, содержащих попутный газ, необходимо вести контроль загазованности рабочей зоны и территории. В случае невозможности сбора попутного газа он должен утилизироваться.

1066. Во всех случаях проведения исследования скважины испытателями пластов в колонну бурильных труб должен быть включен

шаровой кран, против плашек превенторов должно находиться тело трубы соответствующего диаметра.

1067. Включение в колонну бурильных труб обратного клапана запрещается.

ГЛАВА 75

ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

1068. Прострелочно-взрывные работы должны проводиться в соответствии с требованиями Единых правил безопасности при взрывных работах.

1069. Взрывчатые материалы и снаряженные аппараты, применяемые для прострелочных и взрывных работ, хранят и транспортируют (переносят и перевозят) в таре организации-изготовителя и в специально оборудованных для этого транспортных средствах (лаборатории перфораторной станции).

1070. Прострелочно-взрывные работы проводятся в соответствии с Техническим проектом или планом на производство прострелочно-взрывных работ в конкретной скважине. Технический проект или план разрабатывается организацией, осуществляющей геофизические работы, и согласовывается с заказчиком.

1071. Снаряженные прострелочно-взрывные аппараты транспортируются без установки в них взрывателей в специальных транспортировочных устройствах, исключающих удары и трение аппаратов.

1072. Ящики (отделения) со взрывчатыми материалами и транспортировочные устройства со снаряженными прострелочно-взрывные аппараты должны быть закрыты на замок, ключ от которого должен находиться у взрывника.

1073. Изменение маршрута следования специальных автомобилей со взрывчатыми материалами исключено. Остановки в пути могут быть произведены только вне населенных пунктов и не менее чем 200 м от строений. Во время остановок оставлять специальные автомобили со взрывчатыми материалами без охраны не допускается.

1074. При перфорации газовых скважин, а также при вскрытии нефтяных пластов в условиях депрессии обязательно оборудование устья скважины фонтанной арматурой.

1075. При проведении прострелочно-взрывных работ в темное время суток на скважине освещенность должна быть в соответствии с пунктом 257 настоящих Правил.

Освещение места проведения работ обеспечивает заказчик.

Составляется акт о готовности скважины для проведения

прострелочно-взрывных работ с наступлением темного времени суток, подписываемый представителем заказчика, ответственным за состояние электрооборудования, и руководителем взрывных работ.

Акт передается руководителю взрывных работ.

1076. С момента обесточивания электрооборудования на скважине и до конца прострелочно-взрывных работ не допускается проведение электросварочных работ в радиусе 400 м.

1077. Перед спуском прострелочных или взрывных аппаратов скважина должна быть прошаблонирована. Диаметр и вес шаблона должны соответствовать диаметру и весу прострелочно-взрывного аппарата.

1078. Зазор между прострелочно-взрывным аппаратом и стенкой скважины должен соответствовать требованиям руководства по применению на данный аппарат.

1079. Присоединение прострелочно-взрывного аппарата к кабелю должно осуществляться взрывником, который в этот момент должен находиться у головки прострелочно-взрывного аппарата, вне зоны действия кумулятивных зарядов.

1080. Выстрел или взрыв прострелочно-взрывного аппарата осуществляет взрывник.

1081. При спуске прострелочно-взрывного аппарата в скважину машинист каротажной станции контролирует его движение, скорость и натяжение кабеля. Преодолевать препятствие в скважине расхаживанием прострелочно-взрывного аппарата не разрешается.

1082. Не допускается проводить прострелочно-взрывные работы в скважинах при отсутствии на устье противовыбросового оборудования.

Установленная на устье скважины противовыбросовая задвижка должна иметь указатели «Открыто», «Закрыто». Штурвал задвижки должен быть выведен в сторону от выкидных линий, располагаться на расстоянии не менее 10 м от скважины и ограждаться щитом с навесом.

Противовыбросовая задвижка должна быть опрессована на устье в присутствии представителя противофонтанной службы, результат опрессовки оформляется актом. Зумпф от нижней границы интервала перфорации должен иметь глубину не менее 3 м. По согласованию с заказчиком глубина зумпфа может быть уменьшена до 1 м.

1083. После производства выстрела (взрыва) кабель должен быть немедленно отключен от источника тока. Подходить к устью скважины разрешено только руководителю взрывных работ, но не ранее, чем через 5 минут после выстрела (взрыва).

1084. По окончании работ проверяется глубина интервала и качество выполненной перфорации путем проведения исследования аппаратурой контроля перфорации.

1085. Геофизические исследования в процессе освоения и вывода скважины на рабочий режим проводятся при установленном на устье лубрикаторе.

ГЛАВА 76

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1087. Геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин проводятся в соответствии с типовыми техническими проектами на геофизические работы. Типовой технический проект согласовывается с заказчиком и противофонтанной службой, утверждается подрядчиком или лицом им уполномоченным и главным геологом организации, осуществляющей геофизические работы (подрядчиком).

1088. Геофизические исследования разрешается проводить в скважинах:

добывающих фонтанным способом, оборудованных рабочей площадкой с настилом на уровне фланца запорной арматуры и насосно-компрессорными трубами, оснащенными воронками;

нагнетательных и контрольных с подготовленными площадками для монтажа геофизического устьевого оборудования;

оставленных на текущий или капитальный ремонт.

1089. Действующие добывающие и нагнетательные скважины исследуются с помощью лубрикатора. Лубрикаторы могут быть стационарные и входящие в комплект передвижной установки.

1090. Скважины и кусты скважин, подлежащие исследованиям, должны иметь дороги, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

1091. Подготовить скважину к промыслово-геофизическим исследованиям должна организация, которой принадлежит эта скважина.

1092. Для производства геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ около скважины должна быть подготовлена горизонтальная площадка. Площадка скважины должна обеспечивать установку: каротажного подъемника, лаборатории, аппаратуры и оборудования, емкости для сбора флюида на расстоянии 20 м от лаборатории и устья скважины.

1093. Между площадкой и устьем скважины должны быть убраны все посторонние предметы, препятствующие свободному передвижению персонала организации, осуществляющей геофизические работы.

1094. Каротажный подъемник должен быть установлен так, чтобы машинисту была обеспечена хорошая видимость оборудования устья скважины и лубрикатора.

На специальных автомобилях, используемых при проведении прострелочно-взрывных работ и геофизических исследованиях в скважинах, глушители должны быть оборудованы искрогасителями.

1095. Сварочные соединения лубрикатора и мачты грузоподъемного устройства должны осматриваться перед началом и после окончания работы. Не допускается проведение работ при обнаружении дефектов (трещин, сколов, раковин и т.п.).

1096. Лица, не участвующие в подъеме (опускании) мачты грузоподъемного устройства или лубрикатора, должны быть удалены от них на безопасное расстояние, равное не менее полтора кратной высоты мачты.

1097. Установка лубрикатора и оборудования на устье скважины должны производиться под руководством представителя подрядчика.

1098. Установка (снятие) лубрикатора на фонтанной скважине должна производиться при снятом избыточном давлении на устье скважины.

Лубрикатор после установки должен быть проверен на герметичность путем повышения давления при плавном открытии буферной задвижки. Не допускается проведение прострелочно-взрывных работ и геофизических исследований в скважине при негерметичности в соединениях лубрикатора.

1099. Сброс скважинного флюида из лубрикатора должен осуществляться через вентиль контрольно-сбросного устройства.

Примечание. Вентиль, также как и буферная задвижка, должен открываться медленно и плавно во избежание резкого падения или повышения давления в лубрикаторе.

1100. Скважинный флюид должен выводиться из лубрикатора по отводной линии в емкость, установленную до начала геофизических работ на расстоянии не менее 20 м от устья скважины и специальных автомобилей с подветренной стороны. Отводная линия должна быть закреплена для предохранения от вибрации при выпуске газа.

При проведении прострелочно-взрывных работ и геофизических исследований в скважинах должен использоваться стабилизированный по длине и диаметру геофизический кабель, не имеющий сростков, а также обрывов или мест спаек проволок верхнего повива брони.

Отклонение наружного диаметра геофизического кабеля на разных участках по всей его длине не должно превышать 2 %.

1101. Подвесной ролик должен быть подвешен к крюку грузоподъемного устройства.

В случае разгруженности конструкции лубрикатора от изгибающих моментов, т.е. когда он сам подвешен к грузоподъемному устройству, подвесной ролик устанавливается на лубрикаторе на специальном

кронштейне, запас прочности которого должен в 1,5 раза превышать разрывное усилие применяемого геофизического кабеля.

1102. Направляющий ролик должен крепиться к основанию оборудования устья скважины или к раме грузоподъемного устройства.

Узлы крепления подвесного и направляющего роликов должны удерживать нагрузку, не менее чем в 1,5 раза превышающую разрывное усилие применяемого геофизического кабеля.

1103. Перед спуском геофизических приборов в скважину должно быть проведено контрольное шаблонирование при помощи контрольного шаблона.

Вес, диаметр и длина шаблона должны быть не менее веса, диаметра и длины применяемого скважинного геофизического прибора.

Примечание. Шаблон должен быть полым с отверстиями снизу и на боковой поверхности для прохода газа и нефти (на случай прихвата его в насосно-компрессорной трубе).

Диаметр грузов-утяжелителей должен быть на 0,005 м меньше диаметра шаблона: разность между диаметром шаблона и диаметром минимального проходного отверстия насосно-компрессорных труб должна быть не менее 0,01 м.

1104. Отогревание лубрикатора и отводной линии допускается только горячей водой или паром. Применять для отогрева открытый огонь не допускается.

Примечание. На объектах подземных хранилищ газа отогревание лубрикатора и отводной линии может производиться системой электрического обогрева во взрывопожаробезопасном исполнении.

1105. Все работы на устье действующих скважин должны выполняться исправным инструментом, изготовленным из материалов, не дающих искр при ударе.

1106. Спуск геофизического кабеля в скважину должен производиться при полностью открытой буферной задвижке.

1107. Спуск-подъем скважинных приборов и прострелочно-взрывной аппаратуры (далее – ПВА) должен осуществляться при постоянном контроле показателей датчика натяжения кабеля, глубины и скорости.

1108. Контроль за входом скважинного прибора или ПВА в лубрикатор должен осуществляться с помощью сигнального устройства.

1109. Извлечение скважинных приборов и прострелочно-взрывного аппарата из лубрикатора должно производиться после полного закрытия буферной задвижки и удаления из него скважинного флюида.

1110. Открывать задвижки запорной арматуры необходимо медленно, не допуская ударов при повышении давления. Спуск и подъем первых десятков метров кабеля в скважину должен производиться с

помощью механизма перемещения или вручную. Скорость движения кабеля по стволу скважины не должна быть более:

6000 м/ч в насосно-компрессорных трубах;

500 м/ч при входе в башмак насосно-компрессорных труб;

250 м/ч с глубины 100 м до устья скважины, если не установлены иные требования в технической документации на оборудование.

1111. Установка средств инициирования в прострелочно-взрывной аппарат, а также источники ионизирующего излучения в скважинный прибор должна производиться непосредственно перед вводом прибора или ПВА в секционную камеру и установкой лубрикатора на оборудование устья скважины.

1112. При вводе скважинного прибора с грузами или прострелочно-взрывного аппарата в лубрикатор они должны быть короче внутренней полости секционной камеры лубрикатора не менее чем на 0,5 м.

1113. Проведение геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в скважинах не допускается:

при негерметичности оборудования устья скважины;

при отсутствии конусной воронки на конце насосно-компрессорных труб;

при гидратообразованиях в насосно-компрессорных трубах;

при давлении на буфере, превышающем допустимое (по паспорту) рабочее давление на уплотнительном устройстве лубрикатора;

при температуре на забое, превышающей пределы допущенных температур для применяемых взрывчатых материалов;

при наличии препятствий для спуска скважинных приборов или ПВА;

при температуре воздуха ниже минимума, установленного для работ на открытом воздухе.

1114. Исключается применение лубрикаторов, в конструкции которых не предусмотрено сигнальное устройство, предотвращающее падение скважинного прибора, прострелочно-взрывного аппарата в скважину в случае обрыва их в секционной камере лубрикатора, а также указывающее на начало вхождения их в лубрикатор при подъеме из скважины.

1115. Лубрикаторная установка ежегодно, а также после каждого ремонта, связанного с заменой корпусных деталей, должна быть испытана (опрессована) на прочность гидравлическим давлением согласно техническим условиям. Результаты испытания должны быть оформлены актом, форма которого предусматривается ЛПА.

ГЛАВА 77

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

1116. Для установки газокаротажной станции на буровой должна быть подготовлена площадка на расстоянии от буровой вышки равном не менее чем высота вышки плюс 10 м.

1117. К рабочей площадке должно быть подведено переменное напряжение 380 В от отдельного рубильника с заземляющим контактом, соединенным с контуром заземления. Контур заземления должен быть устроен возле опоры.

1118. У края площадки предназначенной для размещения газокаротажной станции не менее в 10 м от нее должна устанавливаться электрическая точка – щит с рубильником. Подключение к этой линии других потребителей электроэнергии во время производства геохимических работ не допускается. Рабочая площадка должна быть освещена. Освещенность не менее 10 лк.

1119. Соединительные кабели и газовоздушная линия, связывающие станцию с датчиками, должны подвешиваться на опорах, исключающих возможность их повреждения любыми транспортными средствами и передвижными механизмами на высоте не менее 2 м.

1120. Передвижной жилой вагон устанавливается на буровой согласно схемы расположения бытовых помещений, определенной проектом на бурение скважины.

1121. Для установки дегазатора, желобная система, за пределами основания буровой, должна иметь участок желоба прямоугольного сечения, с углом наклона не более 5° , длиной 1,5 м, шириной 0,7 м и высотой 0,5 м, оборудованной площадкой с лестницей и перилами.

1122. Место установки дегазатора должно быть освещено. Освещенность должна быть не менее 10 лк.

1123. Установка и крепление датчика глубин и другого оборудования производится с помощью рабочих буровой бригады с соблюдением требований безопасности на выполнение этих работ.

1124. Монтаж (демонтаж) датчика веса необходимо производить при разгруженной талевого системе. Датчик веса устанавливается только на исправный механизм крепления конца талевого каната или на талевого канат на высоте не более 2 м от пола буровой.

1125. Снятие и установка датчиков давления и расхода на нагнетательной линии должны производиться после снятия давления до атмосферного и принятия мер против включения насоса.

1126. На площадке газокаротажной станции должны быть установлены запирающиеся на замок ящики для хранения огнеопасных

материалов. Хранение огнеопасных материалов в станции не допускается.

1127. В процессе бурения скважины персонал подразделения геолого-технических исследований допускается на буровую для обслуживания геофизического оборудования только по согласованию с мастером буровой.

ГЛАВА 78

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И РАБОТЫ ПО ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ ПОДЪЕМНОЙ

1128. Гидродинамические исследования проводят с целью контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

1129. Гидродинамические исследования проводятся в действующих скважинах, эксплуатирующихся фонтанным и механизированным способами, нагнетательных и водозаборных, а также в неработающих (контрольных, пьезометрических и находящихся в капитальном и подземном ремонте), находящихся в освоении.

1130. Все гидродинамические исследования проводятся специализированным отрядом организации, осуществляющей геофизические работы, в составе двух операторов по исследованию скважин, один из которых приказом по организации, осуществляющей геофизические работы, (подрядчиком) назначается старшим.

1131. Работы по депарафинизации скважины методом спуска скребка с помощью подъемника самоходного исследовательского проводятся не менее чем двумя работниками, оператором по исследованию скважин (представителем подрядчика), который отвечает за исправность автомобиля, лебедки, управление установкой подъемной при переездах, а также производит управление лебедкой при спуске и подъеме скребков и представителем заказчика, которые обеспечивают подготовку скважины к работам по ее депарафинизации, подсоединение проволоки к скребку, установку и демонтаж лубрикатора, открытие и закрытие задвижек фонтанной арматуры.

1132. До начала работ заказчик проводит обследование готовности объекта к производству работ и приводит его в соответствие с требованиями безопасности.

1133. Подготовленность скважины к проведению гидродинамических исследований оформляется актом проверки готовности скважины и передачи скважины для производства гидродинамических исследований по форме согласно приложению 14, за подписями представителя заказчика и оператора по исследованию скважин (подрядчика) – ответственного за безопасное производство работ.

Отряд гидродинамических исследований не имеет права приступать к производству работ при отсутствии акта проверки готовности скважины и передачи скважины для производства гидродинамических исследований.

1134. При проведении гидродинамических исследований в темное время суток освещенность устья скважины должна быть не менее 25 лк.

1135. Производство гидродинамических работ на устье скважины должно выполняться исправным искробезопасным инструментом. На глушитель автомобиля перед въездом на территорию скважины устанавливается искрогаситель.

1136. При исследовании фонтанных, насосных, компрессорных скважин, а также при работах по депарафинизации скважин с применением установки подъемной лебедку для глубинных измерений следует устанавливать на расстоянии не менее 25 м от устья скважины так, чтобы оператор, управляющий лебедкой, видел устьевой фланец скважины с роликом и лубрикаторм.

1137. Глубинные измерения в работающих фонтанных, насосных скважинах, а также работы по депарафинизации скважин с применением установки подъемной, допускаются только с применением специального лубрикатора, оборудованного самоуплотняющимся сальником, манометром, отводом с трехходовым краном.

1138. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением устьевого оборудования, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. Монтаж (демонтаж) устьевого оборудования производится при снятом избыточном давлении на устье скважины. Устьевое оборудование после установки должно быть проверено на герметичность путем повышения давления при плавном открытии буферной задвижки.

При обнаружении негерметичности в соединениях устьевого оборудования производство работ в скважине запрещается.

Требования пункта не распространяются на газовые скважины подземных хранилищ газа.

1139. Лубрикатор должен иметь индивидуальный номер и следующую документацию:

паспорт;

акт гидравлических испытаний;

акт на дефектоскопию;

сертификаты качества на материал изготовления лубрикатора.

1140. Гидравлические испытания лубрикатора проводятся не реже одного раза в год и после каждого его ремонта, если иное не оговорено в паспорте организации-изготовителя.

1141. Для глубинных измерений и работ по депарафинизации скважин с применением установки подъемной, скважина возле устьевого

арматуры должна быть оборудована рабочей площадкой, выполненной в соответствии с требованиями настоящих Правил.

1142. Перед извлечением глубинного прибора, скребка из лубрикатора давление в нем должно быть снижено до атмосферного, через запорное устройство, установленное на отводе. Жидкость из лубрикатора должна быть стравлена в специальную емкость. За утилизацию жидкости стравливания ответственность несет подрядчик.

1143. Спуск и подъем приборов, скребков на проволоке должен производиться плавно без рывков, не допускать перепусков. Максимальная скорость спуска и подъема приборов не более 6000 м/ч. Для электронных приборов и в насосно-компрессорной трубе скорость спуска и подъема не более 3000 м/ч, в местах переходов насосно-компрессорной трубы с одного диаметра в другой и с глубины 100 м скорость подъема – 250 м/ч.

1144. Для обеспечения безопасности проведения гидродинамических исследований в скважинах с высоким или ожидаемым высоким буферным давлением, для преодоления выталкивающей силы действующей на проволоку в месте ее герметизации (которая составляет при $P_{буф} = 10$ МПа для проволоки $\varnothing 0,0018$ м – 2,54 кг; $\varnothing 0,0020$ м – 3,10 кг; $\varnothing 0,0022$ м – 3,80 кг) необходимо устанавливать специальные утяжелители.

1145. Вес утяжелителя с прибором должен не менее чем на 10% превышать выталкивающую силу, действующую на проволоку, диаметр утяжелителя должен соответствовать диаметру применяемого прибора, совместная длина утяжелителя с прибором соответствовать длине применяемого шаблона.

1146. Прибор с утяжелителями должен жестко сворачиваться в единую сборку, не имеющую искривлений, с применением способов, предотвращающих самоотворот резьбовых соединений в скважине.

1147. Для обеспечения безаварийности проведения гидродинамических исследований в скважинах, в которых могут быть препятствия в виде пробок парафина, солей, перед спуском прибора необходимо предварительно выполнить спуск шаблона на проволоке. Диаметр и длина шаблона должны быть не менее диаметра и длины применяемого скважинного прибора.

1148. При осложнениях по прохождению шаблона или прибора (посадки, остановки, затяжки), дальнейшее проведение гидродинамических исследований прекращается до устранения причин осложнений.

1149. При замере уровней в затрубном пространстве демонтаж уровнемера осуществляется после снятия давления между задвижкой и уровнемером до атмосферного.

1150. При замере уровня жидкости давление в скважине не должно

превышать максимально допустимого для применяемого уровнемера.

1151. Работы по спуску скребка производятся при работающей скважине для эффективного выноса асфальтосмолистых и парафиноотложений потоком жидкости.

1152. Спуск скребка для депарафинизации производится согласно графику, который составляется технологической службой заказчика.

1153. В случае непрохождения скребка, а также прихвата либо «подброса» скребка в скважине, дальнейшие работы производятся по согласованию с представителем заказчика.

1154. Во избежание поломки лебедки и нарушения целостности проволоки не разрешается включать и выключать рычаги управления лебедки при движении установки подъемной.

1155. Не допускается перевозка в кузове подъемника самоходного исследовательского посторонних предметов, едких, легковоспламеняющихся веществ.

1156. Пробы пластовых флюидов, глубинные пробоотборники должны быть закреплены и транспортироваться в специальных ящиках.

1157. Операторы по исследованию скважин при переездах размещаются в кабине специального автомобиля. Перевозка персонала в кузове установки допускается при наличии специально оборудованных мест для сидения.

ГЛАВА 79

ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТАХ

1158. Под осложнением при геофизических работах в скважине понимается вынужденная остановка работ (вне зависимости от времени, затрачиваемого на ее устранение), вызванная прихватом или оставлением в скважине геофизических приборов, аппаратов, кабеля, приборов с радиоактивными источниками, стреляющей аппаратуры и т.д., для извлечения которых требуется проведение специальных работ.

1159. Об осложнении при проведении геофизических работ в скважине руководитель работ организации, осуществляющей геофизические работы, незамедлительно информирует руководителя (или уполномоченное им лицо) организации, осуществляющей геофизические работы, и руководителя (или уполномоченное им лицо) организации, в ведении которого находится скважина.

1160. Ответственным представителем организации, осуществляющей геофизические работы, на скважине при ликвидации осложнения является специалист, назначенный в установленном порядке руководителем (или уполномоченным им должностным лицом)

организации, осуществляющей геофизические работы.

При обнаружении прихвата (резкое увеличение натяжения кабеля на датчике натяжения, изменение характера работы двигателя или при прекращении измерения регистрируемого параметра) машинист каротажной станции ослабляет натяжение кабеля, и останавливает работу лебедки каротажного подъемника.

1161. Для ликвидации прихвата кабеля или прибора вначале производят расхаживание его с помощью лебедки каротажного подъемника путем поочередного ослабления и натяжения, но не более 1500 кг с учетом веса каротажного кабеля в скважине.

1162. Разбуривание кабеля, оставленного в скважине, не допускается.

1163. Если ликвидировать прихват расхаживанием не удалось, уполномоченные представители заказчика и подрядчика составляют план ликвидации осложнения.

План утверждается должностным лицом, уполномоченным руководителем организации, в ведении которой находится скважина и согласовывается с должностным лицом, уполномоченным руководителем организации, осуществляющей геофизические работы.

Работы по ликвидации осложнения производит персонал заказчика совместно с геофизической партией (отрядом).

1164. При установлении факта невозможности извлечения скважинного прибора с источником ионизирующего излучения из скважины необходимо руководствоваться Санитарными правилами и нормами 2.6.1.13-12-2005 «Гигиенические требования к использованию закрытых радионуклидных источников ионизирующего излучения при геофизических работах на буровых скважинах», утвержденными постановлением Главного государственного санитарного врача Республики Беларусь от 22 августа 2005 г. № 115.

1165. При ликвидации прихвата прострелочного или взрывного аппарата, все операции должны проводиться под непосредственным руководством заказчика (мастера буровой, мастера бригады по ремонту скважин, мастера по сложным работам) и ответственного руководителя взрывными работами. Оставленный в скважине заряд при необходимости уничтожают подрывом дополнительного заряда (торпеды) по специальному плану работ, составленному организацией, осуществляющей геофизические работы, и согласованному с заказчиком.

1166. В случае нефтегазоводопроявления должностное лицо, уполномоченное руководителем заказчика, и руководитель работ организации, осуществляющей геофизические работы, обязаны принять меры к эвакуации людей и оборудования из опасной зоны, отключению всех пожароопасных источников, которые могут оказаться в зоне выброса

(линии электроэнергии, работу генераторной группы, двигателя автомобиля), сообщить своему руководству, противofонтанную и пожарную аварийно-спасательную службы.

1167. Обо всех происшедших осложнениях и оставлениях геофизических приборов и аппаратов непосредственно на скважине должен быть составлен акт, форма которого определяется ЛПА за подписью двух сторон: руководителя работ организации, осуществляющей геофизические работы, и представителя подразделения, в чьем ведении находится скважина. В акте должна быть отражена причина аварии и лица, виновные в ней.

1168. В случае разногласий при определении причины аварийной ситуации, должна проводиться техническая экспертиза вышестоящими организациями.

Приложение 1

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

КРИТЕРИИ ВЫБРАКОВКИ ТАЛЕВОГО КАНАТА

Канат считается неисправным и подлежит замене или перепуску, если имеет место:

обрыв одной или нескольких прядей;

обрывы проволок в зоне последнего невращающегося шкива кронблока (рис. 1);

одна из прядей каната выдавлена или выпучена вследствие дефекта сердечника каната, механических повреждений или нарушения регламента замены каната;

износ или коррозия проволок наружного слоя прядей достигает 40% и более первоначального диаметра проволок;

канат вытянут или сплюснут и его наименьший диаметр составляет 90% и менее от номинального при неизношенных наружных проволоках;

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

местное уменьшение диаметра каната на месте разрушения органического сердечника (рис. 2);

местное увеличение диаметра каната из-за перемещения органического сердечника (рис. 3);

раздавливание каната (рис. 4), овальность каната;

волнистость каната (рис. 5). Канат подлежит браковке при $d_b/d_k \geq 4/3$ и если длина рассматриваемого участка не превышает $25d_k$.

При шаге спирали волнистости H_b равном шагу свивки каната H_k , канат на этом участке состоит из прядей неодинаковой длины, причем самая короткая прядь постоянно находится на вогнутой стороне изогнутого каната, а длинная – на выпуклой стороне. В процессе работы перегружаются короткие пряди и недогружаются длинные. В этом случае канат бракуется при $d_b \geq 1.08 d_k$, при появлении на участке волнистости первых обрывов проволок;

расслоение проволок каната (выдавливание проволок прядей), характеризующееся сгоном избыточных длин проволок на отдельные участки каната (рис. 6), равные его шагу свивки;

залом (перегиб) каната (рис. 7) обусловлены большим изгибом каната, при котором его проволоки получают пластические деформации. Канат на этом участке имеет пониженную прочность. Канат бракуется при визуальном обнаружении этого дефекта;

выдавливание металлического сердечника (рис. 8). Канат бракуется

при визуальном обнаружении дефекта;

перекручивание каната (рис. 9) может быть результатом воздействия динамических нагрузок на прослабленный канат при эксплуатации или при неправильной его запасовке. Канат бракуется при визуальном обнаружении дефекта;

корзинообразная деформация (рис. 10), характеризующаяся отслоением одной или нескольких наружных прядей. Канат бракуется при визуальном обнаружении дефекта;

повреждение в результате температурного воздействия или электрического разряда.



Рис. 1. Обрыв проволок в зоне последнего невращающегося шкива кронблока



Рис. 2. Местное уменьшение диаметра каната на месте разрушения органического сердечника



Рис. 3. Местное увеличение диаметра каната



Рис. 4. Раздавливание каната

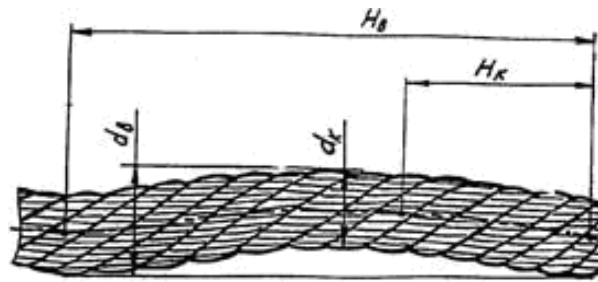


Рис. 5. Волнистость каната

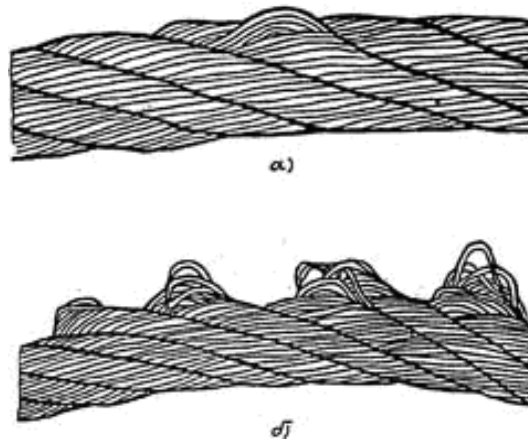


Рис. 6. Расслоение проволок каната (выдавливание проволок прядей): а – в одной пряди; б – в нескольких

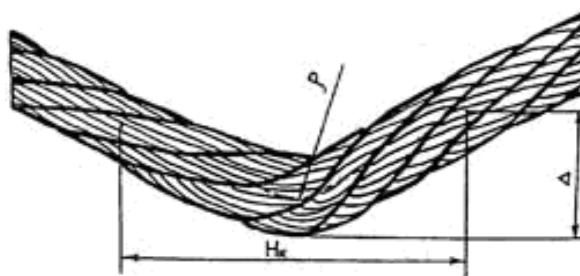


Рис. 7. Залом (перегиб) каната

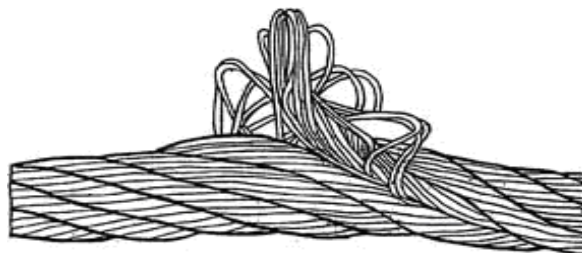


Рис. 8. Выдавливание металлического сердечника



Рис. 9. Перекручивание каната



Рис. 10. Корзинообразная деформация

Приложение 2

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

(наименование буровой организации)

АКТ

о приемке в эксплуатацию буровой установки
скважина номер _____ площади _____

«__» _____ 20__ г.

В соответствии с приказом _____ от _____ 20__ г.
№ _____ мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе

проверили готовность к пуску буровой установки

имеющей:

вышку _____,

основание _____,

лебедку _____,

с приводом от _____,

буровые насосы _____,

с приводом от _____,

ротор _____,

с приводом от _____,

кронблок _____,

крюкоблок _____,

вертлюг _____.

Буровая установка смонтирована в соответствии со схемой монтажа,
утвержденной _____

(наименование утвердившей организации, дата утверждения)

При проверке выявлено:

1. Комплектность буровой установки _____

2. Техническое состояние оборудования _____

3. Состояние талевого каната _____

4. Наличие и состояние ограждений движущихся и вращающихся частей механизмов, токоведущих частей и циркуляционной системы _____

5. Укомплектованность буровой установки контрольно-измерительными приборами _____

6. Наличие устройств и приспособлений малой механизации, автоматизации, а также приспособлений по обеспечению безопасности _____

(указать: соответствует или не соответствует утвержденному перечню и

причины несоответствия)

7. Освещение буровой _____

8. Наличие аварийного освещения _____

9. Наличие и состояние бытовых и жилых помещений _____

10. Наличие прав на ведение буровых работ у мастеров и бурильщиков _____

11. Проведение проверки знаний по вопросам промышленной безопасности членов буровой бригады _____

12. К акту прилагается:

Акт об испытании нагнетательных линий буровых насосов.

Акт об испытании ограничителя подъема талевого блока.

Акт о проверке электрооборудования и заземляющих устройств.

Акт об опрессовке пневмосистемы буровой установки.

Заключение комиссии _____

Подписи: _____

Приложение 3

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

(наименование организации)

АКТ

об испытании нагнетательных линий буровых насосов
скважина номер _____ площади _____

«__» _____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, ответственный представитель
вышкомонтажной организации _____

_____,
механик _____

и мастер буровой (инженер по бурению) _____

_____,
машинист насосной установки (цементировочного агрегата)

_____,
составили настоящий акт о том, что нами произведено испытание водой
нагнетательной линии диаметром _____ мм, стояка диаметром _____ мм
давлением _____ МПа в течение _____ мин.

Падение давления за период испытания составило _____ МПа.

Замеры давления производились манометром номер _____ класс
точности _____.

Предохранительные устройства насосной установки
(цементировочного агрегата) установлены на давление _____ МПа.

На основании изложенного, считаем:

Подписи: _____

Приложение 4

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

(наименование организации)

АКТ

об испытании ограничителя подъема талевого блока
буровой установки номер _____
скважина номер _____ площади _____

«__» _____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, механик (энергетик) _____

_____,
мастер буровой _____,
провели испытание ограничителя подъема талевого
блока _____

При подъеме ненагруженного талевого блока на максимальной скорости ограничитель сработал и тормозной путь талевого блока составил _____ м.

Заключение:

в соответствии с требованиями Правил по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа (пункт _____), трос ограничителя должен быть установлен на расстоянии не менее _____ м от кронблока.

Подписи: _____

Приложение 5

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

АКТ

о проверке вышки буровой установки перед передвижением

«__» _____ г.

Мы, ниже подписавшиеся, начальник вышкомонтажного цеха _____, прораб (мастер) вышкомонтажного цеха _____, бригадир _____, составили настоящий акт о проверке вышки буровой установки типа _____ заводской номер _____, инвентарный номер _____, установленной на скважине _____.

В процессе проверки вышки, находящего на ней оборудования и приспособлений, выявлены неисправности с целью устранения которых произведены следующие работы _____

По результатам проверки и с учетом устранения выявленных неисправностей считаем, что вышка буровой установки типа _____ номер организации-изготовителя _____, инвентарный номер _____, установленной на скважине _____

пригодна (непригодна) к перемещению

Подписи: _____

Приложение 6

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

(наименование организации)

АКТ

опрессовки пневматической системы буровой установки

номер (комплекта) _____

скважина номер _____ площади _____

«__» _____ 20__ г.

Мы, ниже подписавшиеся, ответственный по надзору за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией сосудов, работающих под давлением _____, механик _____, мастер буровой _____ составили настоящий акт в том, что нами, после монтажа (ремонта) была проведена
(ненужное зачеркнуть)
опрессовка воздухом пневматической системы буровой (воздухосборник зав. № _____, рег. № _____, запорная арматура, трубопроводы) давлением _____ МПа (в 1,25 превышающем рабочее давление).

Падение давления за период испытания составило _____ МПа.

Выявленные дефекты: _____

Заключение:

На основании выше изложенного считаем, что пневматическая система буровой установки _____

Ответственный по надзору _____ / _____ /

Механик _____ / _____ /

Мастер буровой _____ / _____ /

Приложение 7

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при добыче нефти и газа

Форма

(наименование организации)

АКТ
о проверке буровой вышки

«__» _____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, механик _____,
мастер буровой _____, представитель
вышкомонтажной организации _____,
составили настоящий акт о проверке буровой вышки типа
_____ заводской номер _____, инвентарный
номер _____.

В процессе проверки вышки, смонтированного на ней оборудования
и приспособлений выявлено, что необходимо выполнить следующие
работы (заменить, исправить и т.д.): _____

_____.

После выполнения вышеуказанных работ считаем, что
вышка _____ номер организации-изготовителя
_____ инвентарный номер _____ и смонтированное
на ней оборудование и приспособления _____
к эксплуатации _____.

(пригодны, непригодны)

Подписи: _____

Приложение 8

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Форма

_____ место составления акта

_____ наименование организации

Скважина № _____

Площадь _____

« ____ » _____ 20__ г.

АКТ

об опрессовке нагнетательной линии при креплении скважин от насосных установок (агрегатов) к _____ при выполнении работ _____

Мы, нижеподписавшиеся:

Подразделение	Должность служащего (профессия рабочего)	Фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

составили настоящий акт в том, что на объекте произведено испытание водой нагнетательных линий диаметром _____ мм

Название элемента нагнетательной линии с учетом инвентарного номера насосной установки (агрегата)	Регистрационный номер элемента нагнетательной линии
Пример: труба – 110	1,2,3,4
Шарнир – 110	1,2,3

Название элемента нагнетательной линии с учетом инвентарного номера блока манифольда	Регистрационный номер элемента нагнетательной линии
Пример: труба – 112	1,2,3
Шарнир – 112	1,2,3

Давлением _____ МПа в течение _____ мин.

Падение давления за период испытания составило _____ МПа.

Замеры давления производились манометром № _____,
класс точности _____.

На основании вышеуказанного считаем _____

Подписи: _____

Приложение 11

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

_____ (наименование организации)

Скважина № _____

Площадь _____

«___» _____ 20__ г.

АКТ

об опрессовке нагнетательных линий: от насосной установки _____
(гос. номер _____) к затрубному пространству;
от насосных установок _____
государственные номера _____
к устью скважины при выполнении работ по КГРП-ГРП

Мы, нижеподписавшиеся:

Подразделение	Должность служащего (профессия рабочего)	Фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)

1. Составили настоящий акт в том, что на объекте произведено испытание водой нагнетательных линий диаметром 50 мм. (2")

Название элемента нагнетательной линии с учетом инвентарного номера насосной установки	Регистрационный номер элемента нагнетательной линии
Труба 2"	
Шарнир 2"	

Давлением ___ МПа в течение ___ мин.

Падение давления за период испытания составило _____ МПа.

Замеры давления производились манометром № _____, класс точности _____.

На основании вышеуказанного считаем нагнетательную линию от агрегата к затрубному пространству к производству работ по КГРП-ГРП _____.

2. Составили настоящий акт в том, что на объекте произведено испытание водой нагнетательных линий диаметром 76,2 мм. (3")

Название элемента нагнетательной линии с учетом инвентарного номера блока манифольда	Регистрационный номер элемента нагнетательной линии

Давлением _____ МПа в течение ___ мин.

Падение давления за период испытания составило _____ МПа.

Замеры давления производились _____ № _____, класс точности _____.

На основании вышеуказанного считаем нагнетательную линию от насосных установок к устью скважины к производству работ по КГРП-ГР _____

Подписи: _____

Приложение 12

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

АКТ

проверки готовности скважины к промыслово-геофизическим работам

«__» _____ 20__ г.

Скважина номер _____ площадь _____

Мы, нижеподписавшиеся, мастер _____,
представитель заказчика _____,
представитель геофизической партии _____

составили настоящий акт о том, что нами проверена готовность скважины к промыслово-геофизическим работам.

В результате проверки установлено:

1. Промывочная жидкость заготовлена в количестве _____ куб. м и имеет параметры:

удельный вес _____

вязкость _____

2. Уровень промывочной жидкости в скважине _____

3. Удельный вес промывочной жидкости, применявшейся при бурении интервалов перфорации _____

4. Проработка и промывка ствола скважины производились _____

(тип и диаметр долота, интервалы и продолжительность промывки,

проработки, дата)

5. Уступы, обвалы, пробки _____

(имеются или нет, на какой глубине)

6. Последний спуск инструмента происходил _____

(наблюдались или нет затяжки

и другие ненормальности

7. Последний подъем инструмента происходил _____

(наблюдались или нет

затяжки и другие ненормальности)

8. Пол буровой и приемные мостки исправны и очищены от промывочной жидкости, нефти, нефтепродуктов и других загрязнений

9. Для установки блок-баланса сооружена площадка, а также площадка для размещения геофизического оборудования _____ заземляющие устройства _____

10. Устье скважины оборудовано задвижкой, опрессованной на давление _____ МПа.

11. Буровая лебедка и привод исправны.

Заключение _____

Подписи: _____

Приложение 13

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Форма

АКТ

готовности скважины № _____ площади _____
к проведению испытания пласта в интервале _____ м.

Конструкция скважины

Колонна	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Интервал спуска, мм		Подъем цемента до, м
			верх	низ	
Кондуктор					
Первая техническая колонна					
Вторая техническая колонна					
Третья техническая колонна					
Эксплуатационная					
Эксплуатационная потайная					

1. Открытый ствол: диаметр _____ мм, забой _____ м

2. Литолого-стратиграфическая характеристика испытываемого горизонта _____

3. Условия вскрытия:

3.1. дата _____ 20__ г.

3.2. параметры технологической жидкости при вскрытии:
плотность _____ кг/м³, вязкость _____ с, водоотдача _____ см³/30 мин.

4. Параметры технологической жидкости при испытании соответствуют (не соответствуют ГТН) (ненужное зачеркнуть).

5. Сведения о проработке и промывке ствола скважины:

6. Безопасное время нахождения испытателя при забое составляет _____ мин.

7. Готовность бурового оборудования к испытанию _____

8. Объем скважины _____ м³.

9. Запас промывочной жидкости в объеме, _____ м³ имеется.

10. Готовность противовыбросового оборудования (превентор выкидные линии, устьевая обвязка)

11. Наличие установки насосной (цементирующего агрегата) _____

12. Готовность бурильных (насосно-компрессорных) труб _____

13. Данные об электрометрических работах (дата, описание работ)

14. Заключение о возможности проведения работ испытателем пластов _____

Акт составлен « ___ » _____ 20__ г.

Подписи: _____

Приложение 14

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Форма

АКТ

проверки готовности скважины и передачи скважины для производства
гидродинамических исследований

«__» _____ 20__ г.

Скважина № _____ площадь _____
Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

и представитель партии № _____ динамических исследований
пластов _____ составили настоящий акт о
том, что нами проверена готовность скважины к проведению
гидродинамических исследований (ГДИ).

В результате проверки установлено:

1. Забой скважины искусственный _____ м.
2. Скважина заполнена промывочной жидкостью (тип, плотность)

3. Состояние ствола скважины (нарушения, интервалы перфорации и
т.д.) _____

4. Давление на буферной задвижке _____ МПа.

5. Компоновка лифтовой колонны (тип, диаметр, глубина установки
всех элементов) _____

6. Для установки передвижной лебедки подготовлена рабочая
площадка _____

7. Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем
скважины удалены, обеспечены подходы _____

8. Состояние фонтанной арматуры (исправность задвижек, наличие
манометра) _____

9. Для установки лубрикатора сооружена площадка _____

10. Пол площадки очищен от нефти, нефтепродуктов, льда, снега, грязи _____

11. Освещенность _____

12. Наличие технической документации (паспорта, акта испытаний, освидетельствования и т.п.) на применяемое в исследованиях оборудование _____

13. Состояние заземляющего устройства _____

14. Заключение _____

15. Ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности на объекте при проведении исследований возлагается на _____

(должность служащего, фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется),

подпись)

Объект для проведения исследований сдал: _____

(должность служащего, фамилия, имя

собственное, отчество (если таковое имеется), подпись)

Объект для проведения исследований принял: _____

(должность служащего, фамилия,

имя собственное, отчество (если таковое имеется), подпись)

Объект после проведения исследований сдал: _____

(должность служащего, фамилия,

имя собственное, отчество (если таковое имеется), подпись)

Объект после проведения исследований принял: _____

(должность служащего, фамилия,

имя собственное, отчество (если таковое имеется), подпись)

Приложение 15

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Количество зажимов в зависимости от диаметра стального каната

Диаметр каната, мм	Менее 19	19 и более	26 и более	29 и более	32 и более	38 и более	64 и более	70 и более
Количество зажимов	3	4	5	6	7	8	9	0

Приложение 16

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Опасные зоны при очистке и испытании трубопроводов воздухом

Условный диаметр трубопровода (ДУ), мм	Радиус опасной зоны		
	При очистке полости в обе стороны трубопровода, м	При очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	При испытании в обе стороны от трубопровода, м
При продувке или испытании газом или воздухом			
До 300	40	600	100
300-500	60	800	150
500-800	60	800	200
800-1000	100	1000	250
1000-1400	100	1000	350

Приложение 17

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Опасные зоны при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 8,25 МПа в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания 8,25 МПа в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 8,25 МПа в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания 8,25 МПа в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
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

Приложение 18

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
добыче нефти и газа

Пробные давления при гидравлических и пневматических испытаниях технологических трубопроводов

№ п/п	Назначение трубопроводов	Давление, МПа	
		на прочность	на плотность
1.	Все технологические трубопроводы, кроме указанных в пунктах 2-4	$P_{пр} = 1,25P_{раб} \frac{ \sigma _{20}}{ \sigma _t}$ но не менее 0,2	$P_{раб}$
2.	Трубопроводы, транспортирующие горючие, токсичные и сжиженные газы при рабочем давлении: ниже 0,095 МПа	0,2	0,1
	до 0,005 МПа	Не производится	0,02
	от 0,005 МПа	0,2	$P_{раб} + 0,03$
	до 0,05 МПа	Не производится	$P_{раб} + 0,03$
	от 0,05 МПа	0,2	$P_{раб}$, но не ниже 0,085
	до 0,2 МПа	Не производится	$P_{раб}$, но не ниже 0,085
3.	Факельные линии	0,2	0,1
4.	Самотечные трубопроводы	0,2	0,1

Примечания:

1. $|\sigma|_{20}, |\sigma|_t$ – допускаемые напряжения материала трубопровода соответственно при 20 °С и при рабочей температуре.

2. Трубопроводы, указанные в пункте 2 (кроме вакуумных), испытывают на плотность только воздухом или инертным газом.

Приложение 19

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и диаметров скважин

Условный диаметр обсадных труб, мм		102	114	127	140	146	168	178	194	245	324	426	
Диаметр муфты обсадных труб, мм	Уменьшенная			123,8	136,5	149,2			187,3	206,4			
	Нормальная		110	127	141,3		166	187,7	200,03		269,9	351	451
Диаметр долота, мм		114,3	120,6	139,7	160	165,1	215,9	215,9	215,9	215,9	295,3	393,7/444,5	558,8
Минимальная разность диаметров муфт обсадных труб и долота, мм		10		12	15	15,9	20	25	15,9	9,5	25	35	45

Примечание. В случае применения безмуфтовых обсадных труб – в расчете принимать их наружный диаметр.

Приложение 20

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа

Испытание превенторной установки на прочность

Условный проход, мм	Рабочее давление P_p , МПа					
	7	14	21	35	70	105
	Пробное давление P_p , МПа					
до 350 включительно	2 P_p					
свыше 350	1,5 P_p		2 P_p		1,5 P_p	