

Правила ведения ремонтных работ в скважинах-----

РД 153-39-023-97

Настоящий документ разработан открытым акционерным обществом «НПО «Бурение»
Срок введения установлен с 01.11.97

1. Общие положения

1.1. Настоящие правила регламентируют основные требования по выполнению ремонтных работ в скважинах и обязательны для всех нефтегазодобывающих предприятий.

1.2. При проведении ремонтных работ должны соблюдаться требования безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с главой 9 настоящих правил.

1.3. Ремонтные работы в зависимости от назначения подразделяют на капитальные (КРС), включающие работы по повышению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, и текущие ремонты (приложение 1).

1.4. Основанием для производства ремонта скважин являются результаты гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также анализа промысловых исследований (динамика дебита и изменение обводненности, химический анализ воды, пластовое давление и др.).

1.4.1. Промыслово-геофизические исследования в скважинах с целью информационного обеспечения проводят до ремонта (в работающей скважине), в период ремонтных работ и после их завершения [1].

1.4.2. В случаях, когда геофизические исследования провести невозможно без привлечения бригад КРС (скважины, эксплуатирующиеся ЭЦН, ШГН, остановленные, а также при различных способах воздействия на пласт), эти работы поручают ремонтной службе с включением в объем ремонтных работ комплекса необходимых исследований.

1.5. Ремонт нагнетательных (водяных), пьезометрических, артезианских скважин аналогичен ремонту нефтяных добывающих скважин. Ремонт нагнетательных газовых скважин имеет свои особенности, и проводят его как ремонт газовых скважин.

1.6. При ремонте газлифтных скважин, оборудованных газлифтными клапанами, тарировку, проверку, монтаж и демонтаж клапанов производят на специальных стендах в условиях ремонтных баз. Остальные операции по ремонту газлифтных скважин производят в соответствии с требованиями настоящего РД.

1.7. Ремонт скважин, оборудованных пакерами-отсекателями, включает работы, связанные с подготовкой скважины (глушение, шаблонирование обсадной колонны, очистка стенок труб от продуктов коррозии и заусениц) и оборудования.

1.8. При ремонте скважин, содержащих в продукции сероводород и другие токсичные компоненты, должны соблюдаться дополнительные требования, регламентированные специальными документами [2].

1.8.1. Оборудование, приборы и запорная арматура, применяемые при ремонте скважин с продукцией, содержащей сероводород, должны иметь паспорт завода-изготовителя (фирмы-поставщика), удостоверяющий возможность их использования в сероводородной среде при установленных проектом параметрах.

1.9. Ремонтные работы в скважинах могут проводиться только при наличии утвержденного плана-заказа. Исключение составляют аварийные ситуации с последующим оповещением вышестоящей организации.

2. Исследование скважин

2.1. Гидродинамические исследования

2.1.1. Геофизические исследования выполняются геофизическими или другими специализированными организациями по договорам, заключаемым с нефтегазодобывающими предприятиями, и проводятся в присутствии заказчика.

2.1.2. Работы проводятся в соответствии с планом, утвержденным главным инженером и главным геологом предприятия и согласованным с противодонтанной службой.

2.1.3. Работы по КРС должны начинаться с гидродинамических исследований в скважинах. Виды технологических операций приведены в табл. 1.

2.1.2. Выявление обводнившихся интервалов пласта или пропластков производят гидродинамическими методами в комплексе с геофизическими исследованиями при селективном испытании этих интервалов на приток с использованием двух пакеров (сверху и снизу)

2.2. Геофизические исследования

2.2.1. Комплекс геофизических исследований в зависимости от категории скважин, условий проведения измерений и решаемых задач, а также оформление заявок на проведение работ, актов о готовности скважин, заключения по комплексу исследований приведены в РД [3] и его приложениях.

2.2.2. Порядок приема и выполнения заявок определяется в соответствии с РД [1].

2.2.3. Комплекс исследований должен включать все основные методы. Целесообразность применения дополнительных методов должна быть обоснована промыслово-геофизическим предприятием. Комплексы методов исследований уточняют в зависимости от конкретных геолого-технических условий по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.

Таблица 1

Виды технологических операций

Технологические методы исследования	Данные, приводимые в плане на ремонт скважин
Гидроиспытание колонны	Глубина установки моста (пакера), отключающего интервал перфорации (нарушения), тип и параметры жидкости для Гидроиспытания, величина устьевого давления
Поинтервальные гидроиспытания колонны	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения), глубина спуска НКТ, параметры и объем буферной и промывочной жидкостей, направление прокачивания (прямое, обратное), продолжительность, устьевое давление при гидроиспытании
Снижение и восстановление уровня жидкости	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения), способ и глубина снижения уровня жидкости в скважине, способ и периодичность регистрации положения уровня жидкости в скважине
Определение пропускной способности нарушения или специальных отверстий в	Режим продавливания жидкости через

колонне Прокачивание индикатора (красителя)	нарушение колонны, величина устьевого давления в каждом режиме, тип и параметры продавливаемой жидкости Тип и химический состав индикатора, концентрация и объем раствора индикатора
--	---

2.2.4. Заключение об интервалах негерметичности обсадной колонны, глубине установки оборудования, НКТ, положения забоя, динамического и статического уровней, интервале прихвата труб и привязке измеряемых параметров к разрезу, герметичности забоя выдаются непосредственно на скважине после завершения исследований, а по исследованиям, которые проводятся для определения интервалов заколонной циркуляции, распределения и состояния цементного камня за колонной, размеров нарушений колонны, — передаются по оперативной связи в течение 24 ч после завершения измерений и через 48 ч — в письменном виде. В заключении геофизического предприятия приводятся результаты ранее проведенных исследований (в том числе и не связанных с КРС), а в случае их противоречия с данными предыдущих исследований, указываются причины.

2.2.5. Геофизические исследования в интервале объекта разработки.

2.2.5.1. Перед началом геофизических работ скважину заполняют жидкостью необходимой плотности до устья, а колонну шаблонуют до забоя.

2.2.5.2. Основная цель исследования — определение источников обводнения продукции скважины.

2.2.5.3. При выявлении источников обводнения продукции в действующих скважинах исследования включают измерения высокочувствительным термометром, гидродинамическим и термокондуктивным расходомерами, влагомером, плотномером, резистивиметром, импульсным генератором нейтронов. Комплекс исследований зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Привязку измеряемых параметров по глубине осуществляют с помощью локатора муфт и ГК.

2.2.5.4. Для выделения обводнившегося пласта или пропластков, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции 100 г/л и более в качестве дополнительных работ проводят исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ) как в эксплуатируемых, так и в остановленных скважинах. В случаях обводнения неминерализованной водой эти задачи решаются ИНМ по изменениям до, и после закачки в скважину минерализованной воды с концентрацией соли более 100 г/л. Эти измерения проводятся в комплексе с исследованиями высокочувствительным термометром для определения интервалов поглощения закачанной воды и выделения интервалов заколонной циркуляции.

2.2.5.5. Измерения ИНМ входят в основной комплекс при исследовании пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией, при минерализации воды в добываемой продукции более 100 г/л. По результатам измерений судят о путях поступления воды к интервалу перфорации — подтягиванию подошвенной воды по прискважинной зоне коллектора или по заколонному пространству из-за негерметичности цементного кольца.

2.2.5.6. Оценку состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проверяют исследованиями ИНМ в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, различных по минерализации. По результатам измерения параметра времени жизни тепловых нейтронов в пласте вычисляют значение коэффициента остаточной насыщенности. Технология работ предусматривает закачку 3-4 м³ раствора на 1 м толщины коллектора. Закачку раствора проводят отдельными порциями с замером параметра до стабилизации его величины.

2.2.5.7. Состояние насыщения коллекторов, представляющих объекты перехода на другие горизонты или приобщения пластов, оценивают по результатам геофизических исследований. При минерализации воды в продукции более 50 г/л проводят исследования ИНМ.

2.2.5.8. При переводе добывающей скважины под нагнетание обязательными являются

исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие или принимающие интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства.

2.2.6. Контроль технического состояния добывающих скважин.

2.2.6.1. Если объектом исследования является интервал ствола скважины выше разрабатываемых пластов, геофизические измерения проводят с целью выявления мест нарушения герметичности обсадной колонны, выделения интервала поступления воды к месту нарушения, интервалов заколонных межпластовых перетоков, определения высоты подъема и состояния цементного кольца за колонной, состояния забоя скважины, положения интервала перфорации, технологического оборудования, определения уровня жидкости в межтрубном пространстве, мест прихвата труб.

2.2.6.2. Если место негерметичности обсадной колонны определяют по измерениям в процессе работы или закачки в скважину воды (инертного газа) в интервале, не перекрытом НКТ, обязательный комплекс включает измерения расходомером и локатором муфт. В качестве дополнительных методов используют скважинный акустический телевизор (для определения линейных размеров и формы нарушения обсадной колонны), толщиномер (с целью уточнения компоновки обсадной колонны и степени ее коррозии).

2.2.6.3. Интервал возможных перетоков жидкости или газа между пластами при герметичной обсадной колонне устанавливают по результатам исследований высокочувствительным термометром, закачкой радиоактивных изотопов и методами нейтронного каротажа для выделения зон вторичного газонакопления.

2.2.6.4. Контроль за РИР при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, кондуктором, креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта осуществляют акустическим или гамма-гамма-цементомером по методике сравнительных измерений до, и после проведения изоляционных работ. Для контроля качества цементирования используется серийно выпускаемая аппаратура типа АКЦ. В сложных геолого-технических условиях обсаженных скважин получению достоверной информации будет способствовать использование аппаратуры широкополосного акустического каротажа АКШ [4].

2.2.6.5. Для контроля глубины спуска в скважину оборудования (НКТ, гидроперфоратора, различных пакерирующих устройств), интервала и толщины отложения парафина, положения статического и динамического уровней жидкостей в колонне, состояния искусственного забоя обязательным является исследование одним из стационарных нейтронных методов (НГК, ННК) или методом рассеянного гамма-излучения (ГГК).

2.2.7. Геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин в интервале объекта разработки проводят для оценки герметичности заколонного пространства, контроля за качеством отключения отдельных пластов. Эти задачи решают замером высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, закачкой радиоактивных изотопов. Факт поступления воды в пласты, расположенные за пределами интервала перфорации, может быть установлен по дополнительным исследованиям ИНМ при минерализации пластовой воды более 50 г/л.

2.2.8. Результаты ремонтных работ с целью увеличения и восстановления производительности и приемистости, выравнивания профиля приемистости, дополнительной перфорации оценивают по сопоставлению замеров высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, которые необходимо проводить до и после завершения ремонтных работ. Для определения интервалов перфорации и контроля за состоянием колонны применяют локатор муфт, акустический телевизор САТ, индукционный дефектоскоп ДСИ, аппаратуру контроля перфорации АКП, микрокаверномер. В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и насыщающей ее жидкости, дополнительно проводят исследования ИНМ до и после ремонта скважины с целью оценки эффективности проведенных работ.

2.2.9. Оценку результатов проведенных работ проводят в период дальнейшей эксплуатации скважины по характеру добываемой продукции и по результатам повторных исследований после ремонтных работ.

2.2.9.1. Признаками успешного проведения ремонтных работ следует считать:

- 1) в интервале объекта разработки — снижение или ликвидацию обводненности добываемой продукции, увеличение дебита скважины;
- 2) при исправлении негерметичности колонны — результаты испытания ее на герметичность гидроиспытанием или снижением уровня;
- 3) при изоляции верхних вод, поступающих в скважину через нарушения в колонне или выходящих на поверхность по затрубному пространству, — отсутствие в добываемой продукции верхних вод, отсутствие выхода пластовых вод на поверхность.

2.2.9.2. В случае отрицательного результата ремонтных работ проводят исследования по определению источника поступления воды в скважину.

2.2.9.3. Качество проведенных ремонтных работ устанавливают по результатам повторных исследований геофизическими методами:

- 1) при наращивании цементного кольца за колонной или исправлении качества цементирования — путем повторных исследований методами цементометрии;
- 2) при ликвидации межпластовых перетоков — исследованиями методами термометрии. Признаком устранения негерметичности заколонного пространства является восстановление геотермического градиента на термограммах, полученных при исследовании в действующей скважине или при воздействии на нее.

2.3. Обследование технического состояния эксплуатационной колонны

2.3.1. Спускают до забоя скважины свинцовую полномерную конусную печать диаметром на 6-7 мм меньше внутреннего диаметра колонны.

2.3.1.1. При остановке печати до забоя фиксируют в вахтовом журнале глубину остановки и поднимают ее.

2.3.1.2. Размер последующих спускаемых печатей (по сравнению с предыдущими) должен быть уменьшен на 6-12 мм для получения четкого отпечатка конфигурации нарушения.

2.3.2. Для определения наличия на забое скважины постороннего предмета на НКТ спускают плоскую свинцовую печать.

2.3.3. При проведении работ в соответствии с пп. 2.3.1 и 2.3.2 допускается одноразовая посадка свинцовой печати при осевой нагрузке не более 20 кН.

2.3.4. Для определения формы и размеров поврежденного участка обсадной колонны используют боковые гидравлические печати.

2.3.5. Для контроля за состоянием колонны применяют также приборы в соответствии с п.2.2.8.

2.3.6. Работы по ремонту и исследованию скважин, в продукции которых содержится сероводород, проводятся по плану работ, утвержденному главным инженером, главным геологом предприятия и согласованному с противофонтанной службой.

3. Подготовительные работы

3.1. Глушение скважин

3.1.1. Перед началом ремонтных работ подлежат глушению:

3.1.1.1. Скважины с пластовым давлением выше гидростатического.

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

3.1.2. Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважин.

3.1.2.1. Плотность жидкости для глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями.

3.1.2.2. Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин приведены в табл. 2.

3.1.2.3. Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам,

составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

3.1.2.4. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды.

3.1.2.5. Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения — пластовый флюид».

3.1.2.6. Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

3.1.2.7. Вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом.

3.1.2.8. Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0, 10-0, 12 мм/год.

3.1.2.9. Жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях.

3.1.2.10. Жидкость глушения должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения

Таблица 2

Глубина скважины	Допустимые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м ³		
	До 1300	1300-1800	Более 1800
До 1200	20	15	10
До 2600	10	10	5
До 4000	5	5	5

3.1.2.11. Жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании.

3.1.2.12. Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться.

3.1.2.13. На месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

3.1.2.14. Обоснованный выбор жидкости глушения (с содержанием твердой фазы, на основе минеральных солей, на углеводородной основе, пены) в зависимости от горно-геологических и технических условий работы скважины, а также способов их приготовления можно осуществить в соответствии с рекомендациями каталога жидкостей глушения [5], а также РД [6].

3.1.3. Подготовительные работы.

3.1.3.1. Проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение о категории ремонта.

3.1.3.2. Определяют величину текущего пластового давления.

3.1.3.3. Рассчитывают требуемую плотность жидкости глушения и определяют необходимое ее количество.

3.1.3.4. Готовят требуемый объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса, объем которого определяют исходя из геолого-технических условий (но не менее одного объема скважины).

3.1.3.5. Останавливают скважину, производят ее разрядку, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

3.1.3.6. Расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии давления, превышающего ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

3.1.4. Проведение процесса глушения.

3.1.4.1. Заменяют скважинную жидкость на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости не допустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.

3.1.4.2. Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодействия на пласт. По истечении 1—2 ч при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.

3.1.4.3. Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса и сбивания циркуляционного клапана. Жидкость глушения закачивают через НКТ и межтрубное пространство до появления ее на поверхности. Закрывают задвижку и закачивают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатационной колонны от уровня подвески насоса до забоя.

3.1.4.4. В скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение. Расчетное время T определяют по формуле $T = H/v$, где H — расстояние от приема насоса до забоя скважины, м; v — скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с).

3.1.4.5. При глушении скважин, которые можно глушить в один цикл и в которых возможны нефтегазопроявления, буферную жидкость необходимо закачать в межтрубное пространство вслед за порцией жидкости глушения, равной объему лифтового оборудования. Дальнейшие операции по глушению производят согласно принятой на предприятии технологии.

3.1.4.6. В случае глушения скважин с высоким газовым фактором и большим интервалом перфорации при поглощении жидкости глушения в высокопроницаемых интервалах предусматривают закачку в зону фильтра буферной пачки загущенной жидкости глушения или ВУС. При интенсивном поглощении используют нефтеводокислоторастворимые наполнители-кольмананты с последующим восстановлением проницаемости ПЗП.

3.1.4.7. При обнаружении нефтегазопроявлений необходимо закрыть противовыбросовое оборудование, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Возобновление работ разрешается руководителем предприятия после ликвидации нефтегазопроявления и принятия мер по предупреждению его повторения.

3.2. Передислокация оборудования и ремонтной бригады

3.2.1. Составляют план переезда и карту нефтепромысловых дорог на участке переброски оборудования.

3.2.2. Подготавливают нефтепромысловую дорогу и перебрасывают оборудование.

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

3.3 Подготовка устья скважины

3.3.1. Сооружают якоря для крепления оттяжек. При кустовом расположении устьев скважин якоря располагают с учетом правил обустройства скважин.

3.3.2. Перед разборкой устьевого арматуры скважины давление в затрубном пространстве необходимо снизить до атмосферного. При отсутствии забойного клапана-отсекателя скважина должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности.

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

3.3.4. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается предприятием и согласовывается с противоданной службой и органами Госгортехнадзора.

3.3.5. Подготавливают рабочую зону для установки передвижного агрегата.

3.3.6. Производят монтаж передвижного агрегата.

3.3.7. Расставляют оборудование.

3.3.8. Производят монтаж мачты.

3.4. Подготовка труб

3.4.1. Общие положения.

3.4.1.1. Приемку и подготовку труб, предназначенных для ремонта скважин, производят службы трубного хозяйства (УПТО и КО, трубные базы и др.).

Таблица 3

Диаметр колонны, мм			
Обсадной	Бурильной	Обсадной	бурильной
114	60	219	114
127	60	219	127
140	73	219	140
146	73	245	114
168	89	245	127
178	89	245	140
178	102	273	127
194	102	140	140
194	114	299 и более	140

3.4.1.2. Компоновку колонны бурильных труб осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 631—75, с замками по ГОСТ 5286—75 в зависимости от диаметров обсадных колонн. Их соотношения приведены в табл. 3.

3.4.1.3. Расчет бурильных колонн на прочность при резке и бурении вторых стволов производят аналогично расчету колонн для бурения наклонно направленных скважин. Кроме того, перед резкой нового ствола состояние бурильных труб проверяют существующими методами контроля.

3.4.1.4. Подготовка обсадных труб, предназначенных для спуска в скважину в качестве хвостовиков при изоляции поврежденных участков колонны, крепления вторых стволов, производят в соответствии с действующими руководящими документами.

3.4.1.5. При проведении ремонтных работ допускается использование алюминиевых труб, кроме работ с кислотами, щелочами и в условиях сероводородной агрессии.

3.4.1.6. Проведение гидроиспытаний труб (бурильных и НКТ) перед ремонтными работами обязательно. При гидроиспытаниях величина давлений должна быть не ниже минимальных, приведенных в действующих РД и нормативно-технических документах.

3.4.1.7. Транспортирование труб на скважину производят на специальном транспорте. Резьбовые соединения труб должны быть защищены предохранительными кольцами и пробками.

3.4.1.8. В процессе подготовки труб проверяют состояние их поверхности, муфт и резьбовых соединений.

3.4.1.9. При шаблонировании труб в случае задержки шаблона трубу следует забраковать.

3.4.1.10. Длину труб измеряют стальной рулеткой.

3.4.1.11. В процессе подготовки трубы группируют по комплектам в соответствии с их типами и размерами.

3.4.1.12. Не допускается использование переводников и узлов с проходным сечением, препятствующим свободному прохождению на забой скважины геофизических приборов.

3.4.1.13. Подъемные патрубки и переводники должны быть заводского изготовления и иметь паспорта с указанием марки стали.

4. Капитальный ремонт скважин

4.1. Исправление смятых участков эксплуатационных колонн

4.1.1. Исправление смятого участка эксплуатационной колонны производят с помощью набора оправок, справочных долот или грушевидных фрезеров.

4.1.2. Диаметр первого спускаемого справочного инструмента должен быть на 5 мм меньше диаметра обсадной колонны на участке смятия. Диаметр последующего справочного инструмента должен быть увеличен не более чем на 3—5 мм.

4.1.3. Исправление смятого участка обсадной колонны с помощью оправочных долот производят при медленном проворачивании их не более чем на 30°. Осевую нагрузку при этом выбирают в зависимости от диаметров обсадных и бурильных труб (табл. 4).

4.1.4. Исправление смятого участка обсадной колонны с использованием грушевидных фрезеров производят при медленном проворачивании и осевом нагружении на инструмент в соответствии с табл. 4. Не допускается применение фрезеров с твердосплавными наплавками на их боковой поверхности.

4.1.5. Контроль качества работ производят с помощью оправочного инструмента, диаметр которого обеспечивает свободное прохождение в колонне плоской свинцовой печати или специального шаблона.

4.2. Ремонтно-изоляционные работы

4.2.1. Отключение пластов или их отдельных интервалов.

4.2.1.1. Изоляционные работы по п.4.2.1 проводят методом тампонирования под давлением без установки пакера через общий фильтр или с установкой съемного или разрушаемого пакера через фильтр отключаемого пласта:

1) производят глушение скважины;

2) спускают НКТ с «пером» или пакером (съемным или разрушаемым);

3) при отключении верхних или промежуточных пластов выполняют операции по предохранению нижних продуктивных пластов (заполняют ствол скважины в интервале от искусственного забоя до отметки на 1,5-2,0 м ниже подошвы отключаемого пласта песком, глиной или вязкоупругим составом, устанавливают цементный мост или взрывпакер);

4) производят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером;
 5) определяют приемистость вскрытого интервала пласта. Если она окажется менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, проводят работы по увеличению приемистости изолируемого интервала (например, обработку соляной кислотой);

6) выбирают тип и объем тампонажного раствора;

7) приготавливают и закачивают под давлением в заданный интервал тампонажный раствор и оставляют скважину на ОЗЦ. Срок ОЗЦ устанавливают в зависимости от типа тампонажного раствора. По истечении срока ОЗЦ производят проверку моста и гидроиспытание эксплуатационной колонны;

8) при необходимости производят дополнительную перфорацию эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта;

9) при отключении верхних и промежуточных пластов, эксплуатация которых осуществляется при депрессии на пласт более 2 МПа, после проведения тампонирувания под давлением интервал перфорации перекрывают дополнительно металлическим пластырем.

4.2.1.2. При проведении работ по ограничению водопритоков и использовании тампонажных составов, селективно воздействующих на участки пласта с различными насыщающими жидкостями и селективно отверждающихся в них, закачку составов осуществляют через существующий фильтр без предварительного отключения нефтенасыщенных интервалов или же при необходимости используют пакеры. Работы проводятся в соответствии с РД, регламентирующим применение конкретных изоляционных составов.

4.2.1.3. Ремонтные работы методом тампонирувания в скважинах, содержащих в продукции сероводород, выполняются с применением сероводородостойких тампонажных материалов на минеральной или полимерной основе.

4.2.2. Исправление негерметичности цементного кольца.

4.2.2.1. Производят глушение скважины (см. п.3.1).

4.2.2.2. Оборудуют устье скважины с учетом возможности осуществления прямой и обратной циркуляции, а также расхаживания труб.

4.2.2.3. Поднимают НКТ и скважинное оборудование

4.2.2.4. Проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований.

4.2.2.5. Определяют приемистость флюидопроводящих каналов в заколонном пространстве и направление движения потока, а также степень отдачи пластом поглощенной жидкости.

4.2.2.6. Анализируют геолого-технические характеристики пласта и работу скважины:

Таблица 4

Выбор осевой нагрузки на оправочное долото в зависимости от размеров обсадных и бурильных труб

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127-146	168	219	245
Диаметр бурильных труб, мм	60 или 73	73	89	114	140
Осевая нагрузка, кН	5-10	10-20	10-40	20-50	30-50

- 1) величину кривизны и кавернозности ствола скважина;
- 2) глубину расположения центраторов и других элементов технологической оснастки обсадной колонны;
- 3) температуру и пластовое давление;
- 4) тип горных пород;
- 5) давление гидроразрыва;
- 6) дебит скважины;

7) содержание и гранулометрический состав механических примесей в продукции;

8) химический состав изолируемого флюида.

4.2.2.7. Проверяют скважину на заполнение и определяют приемистость дефектной части крепи при установившемся режиме подачи жидкости.

4.2.2.8. Производят оценку объема отдаваемой пластом жидкости в соответствии с РД[7].

4.2.2.9. За 3-5 сут до осуществления работ проводят лабораторный анализ тампонажного состава в условиях ожидаемых температуры и давления. Время начала загустевания тампонажного состава должно быть не менее 75 % от расчетной продолжительности технологического процесса.

4.2.2.10. При исправлении негерметичности цементного кольца, расположенного над продуктивным пластом, проводят дополнительные подготовительные операции.

4.2.2.11. Создают спецотверстия на участке высотой 1 м (5-10 отверстий) над эксплуатационным фильтром против плотных пород.

4.2.2.12. Перекрывают интервал перфорации (в интервале продуктивного пласта) песчаной пробкой и сверху слоем глины высотой 1 м над песчаной пробкой или взрыв-пакером типа ВП, устанавливаемым на 2-3 м выше верхних перфорационных отверстий, но не менее чем на 2 м ниже спецотверстий.

4.2.2.13. Если тампонируют через эксплуатационный фильтр, то его перекрывают песчаной пробкой из расчета, что 1 м верхней части фильтра остается непокрытым.

4.2.2.14. Замеряют глубину установки песчаной пробки (взрыв-пакера).

4.2.2.15. Определяют приемистость изолируемого объекта.

4.2.2.16. Спускают и устанавливают башмак заливочной колонны в зависимости от приемистости объекта:

1) при приемистости $1,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ – на 20 м выше спецотверстий;

2) при приемистости менее $1,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ — на 1,0-1,5 м ниже спецотверстий.

4.2.2.17. Производят гидроиспытание колонны НКТ и пакера.

4.2.2.18. Приготавливают, закачивают и продавливают тампонажный раствор в заданный интервал:

1) при приемистости скважины до $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ применяют цементный раствор или его комбинацию с полимерными составами;

2) при приемистости более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно снижают интенсивность поглощения с применением различных наполнителей.

4.2.2.19. По истечении установленного срока ОЗЦ проверяют эксплуатационную колонну на герметичность.

4.2.2.20. Разбуривают цементный мост.

4.2.2.21. Вымывают из скважины песчаную пробку.

4.2.2.22. Оценивают качество РИР с помощью геофизических и гидродинамических методов исследований.

4.2.2.23. При исправлении негерметичности цементного кольца, расположенного ниже эксплуатационного объекта (пласта), РИР проводят через фильтр нижнего объекта или через специальные перфорационные отверстия.

4.2.2.24. Если РИР проводят через фильтр нижнего эксплуатационного объекта, башмак НКТ устанавливают на 1,0—1,5 м ниже фильтра.

4.2.2.25. Если РИР планируют проводить через специальные перфорационные отверстия, то эти отверстия простреливают или в зоне ВНК, или в интервале плотного раздела между нижним эксплуатационным и нижележащим водоносным пластами. Башмак НКТ устанавливают на 1,0-1,5 м ниже интервала специальных перфорационных отверстий. При использовании при этом пакера, его резиновый элемент устанавливают между подошвой нижнего пласта и интервалом специальных отверстий.

4.2.2.26. После окончания тампонирувания удаляют излишний объем тампонажного

раствора из НКТ обратной промывкой, поднимают НКТ на 50—100 м и скважину оставляют на ОЗЦ.

4.2.3. Нарращивание цементного кольца за обсадной колонной

1) параметры глинистого и цементного растворов, использованных при первичном цементировании;

2) наличие и интенсивность поглощения в процессе бурения скважины;

4.2.3.2. Останавливают скважину и определяют динамику восстановления давления в межколонном пространстве.

4.2.3.3. Производят глушение скважины.

4.2.3.5. Шаблируют эксплуатационную колонну до глубины на 100—200 м ниже расположения цементного кольца за обсадной колонной.

4.2.3.6. Устанавливают цементный мост над интервалом перфорации и по истечении срока ОЗЦ проверяют прочность цементного моста при разгрузке НКТ с промывкой.

4.2.3.8. При наличии зон поглощений проводят изоляционные работы для снижения их интенсивности.

4.2.3.9. Выбирают тип тампонажного материала в зависимости от интенсивности поглощения с учетом геолого-технических и температурных условий. В скважинах, в которых возможен гидроразрыв пласта, следует использовать облегченные тампонажные растворы.

4.2.3.10. При прямом тампонировании через специальные отверстия на заданной глубине в обсадной колонне простреливают отверстия, промывают скважину до полного удаления остаточного объема старого бурового раствора, закачивают расчетный объем тампонажного раствора, поднимают НКТ на 50-100 м и оставляют скважину на ОЗЦ. Определяют верхнюю границу цементного кольца за обсадной колонной. Разбуривают цементный стакан в обсадной колонне и проверяют ее на герметичность.

4.2.3.11. Обратное тампонирование применяют в случаях, когда над наращиваемым цементным кольцом находится интенсивно поглощающий пласт. Тампонажный раствор с закупоривающими наполнителями закачивают в заколонное пространство с устья.

4.2.3.12. Комбинированное тампонирование применяют в случаях, когда перед прямым тампонированием не удастся восстановить циркуляцию из-за наличия в разрезе одной или нескольких зон поглощений. Первую порцию тампонажного раствора закачивают прямым способом через отверстия, а вторую — обратным.

4.2.3.14. В случае если установлена негерметичность обсадной колонны в интервале спецотверстий, производят дальнейшие работы по ликвидации негерметичности с применением стальных гофрированных пластырей.

4.3. Устранение негерметичности обсадной колонны

4.3.1. Тампонирование

4.3.1.1. Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования) [7].

4.3.1.2. Останавливают и глушат скважину. Проводят исследования скважины.

4.3.1.3. Проводят обследование обсадной колонны.

4.3.1.4. Выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.

4.3.1.5. Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонированием под давлением.

4.3.1.6. В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

4.3.1.7. Технологию тампонирования негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят в соответствии с РД [7].

4.3.1.8. В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные

составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

4.3.1.9. Использование цементных растворов для работ по п.4.3.1.1 запрещается.

4.3.1.10. Тампонирование под давлением с отставанием тампонажного моста производят в соответствии с РД [7].

4.3.1.11. В случае если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак НКТ устанавливают на 5—10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.

4.3.1.12. При не установленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.

4.3.1.13. В случае если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200-300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.

4.3.1.14. В случае если величина межколонного давления больше 4 МПа, в качестве тампонирующих материалов допускается использование отверждающихся составов.

4.3.1.15. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

4.3.1.16. Ликвидацию каналов негерметичности в стыковочных устройствах в муфтах ступенчатого цементирования производят в соответствии с РД [7].

4.3.1.17. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

1) замена дефектной части колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра технически невозможны;

2) зона нарушения обсадной колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации. В этом случае устанавливают дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м в интервале на 20—30 м ниже дефекта.

4.3.1.18. При наличии в колонне нескольких дефектов тампонирование каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м.

4.3.1.19. При приемистости дефекта колонны более 3 м³/(ч • МПа) предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.

4.3.1.20. При приемистости 0,5 м³/(ч • МПа) в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы в соответствии с РД [7].

4.3.1.21. При тампонировании под давлением лишней объем тампонажного раствора из зоны дефекта не удаляют.

4.3.1.22. На период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60% от достигнутого при продавливании тампонажного раствора.

4.3.1.23. Определяют местоположение установленного моста и разбуривают его, оставляя толщиной не менее 3 м над дефектом.

4.3.1.24. Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра производят в случаях, если:

1) замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;

2) метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности обсадной колонны;

3) обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно;

4) по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны.

4.3.1.25. Оценка качества работы:

1) при оценке качества изоляционных работ руководствуются действующим РД. При испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать;

2) качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины;

3) при определении показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего

тампона) устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважин.

4.3.2. Установка стальных пластырей

4.3.2.1. Пластырь из тонкостенной трубы ст. 10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, свариваемый над устьем скважины.

4.3.2.2. Работы по установке пластыря выполняются в соответствии с требованиями РД [8]. Предусматривается следующая последовательность операций:

4.3.2.2.1. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.

4.3.2.2.2. Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост.

4.3.2.2.3. При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или бурильных труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.

4.3.2.2.4. Производят гидроиспытания труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.

4.3.2.2.5. Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:

- 1) геофизическими методами — интервал нарушения;
- 2) поинтервальным гидроиспытанием с применением пакера — размеры нарушения с точностью ± 1 м;
- 3) боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106-86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.

4.3.2.2.6. Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком типа СГМ-1 (ТУ 39-1105-86).

4.3.2.2.7. Производят шаблонирование обсадной колонны:

- 1) в колонне диаметром 146 мм используют шаблон диаметром 121 мм и длиной 400 мм;
- 2) в колонне диаметром 168 мм используют шаблон диаметром 140 мм и длиной 400 мм;
- 3) для шаблонирования участка колонны, расположенного ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.

4.3.2.2.8. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.

4.3.2.2.9. Если в процессе обследования обсадной колонны выявлено несколько нарушений, подготовительные работы на каждом из них проводят последовательно в соответствии с пп. 4.3.2.2.5-4.3.2.2.8.

4.3.2.2.10. Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря (дорна) и продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

4.3.2.2.11. Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466-79.

4.3.2.2.12. Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомашины.

4.3.2.2.13. Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости.

4.3.2.2.14. При работе на загрязненных жидкостях целесообразно над дорном устанавливать пескосборник.

4.3.2.2.15. Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости — удлиненные сварные.

4.3.2.2.16. Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают, исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и

толщины стенки ее в интервале ремонта.

4.3.2.2.17. На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

4.3.2.2.18. Технология установки стального пластыря в обсадной колонне в общем, виде следующая:

- 1) на устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;
- 2) дорн с заготовкой пластыря спускают на НКТ или бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;
- 3) соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементировочного агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря;
- 4) приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении 12 МПа не менее 4-5 раз;
- 5) не извлекая дорн из скважины, спрессовывают колонну; при необходимости приглаживание повторяют;
- 6) поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

4.3.2.2.19. Оценку качества работ производят в соответствии с требованиями действующей инструкции.

4.4. Крепление слабосцементированных пород в ПЗП

4.4.1. Креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне подлежат скважины, эксплуатация которых осложнена выносом песка.

4.4.1.1. Для борьбы с выносом песка, в зависимости от конкретных геолого-технических условий, применяют следующие технические приспособления и материалы:

- 1) установка фильтров;
- 2) заполнение заколонного пространства гранулированными материалами или отсортированным песком;
- 3) термические и термохимические способы;
- 4) металлизация;
- 5) синтетические полимеры;
- 6) песчано-смолистые составы;
- 7) пеноцементы.

4.4.1.2. Крепление призабойной зоны с использованием вяжущих материалов осуществляют методом консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после отверждения, которых образуется проницаемый пласт. При наличии в призабойной зоне скважины каверны (выработки) ее перед креплением заполняют отсортированным кварцевым песком.

4.4.2. Выбор и подготовку скважин для ремонта осуществляют в соответствии с действующим РД по технологии крепления призабойной зоны.

4.4.3. Подготовительные работы.

4.4.3.1. Определяют температуру в зоне тампонирувания.

4.4.3.2. Определяют содержание механических примесей в продукции.

4.4.3.3. Определяют дебит и содержание воды в продукции.

4.4.3.4. В зависимости от температуры в зоне тампонирувания выбирают соответствующий материал.

4.4.3.5. Устанавливают на скважине емкость с перемешивающим устройством для приготовления и накопления тампонажного раствора, подъемные средства А-50 или Азинмаш-43, цементировочный агрегат ЦА-320 М.

4.4.3.6. Останавливают и глушат скважину.

4.4.3.7. Спускают НКТ до забоя и промывают ствол скважины.

4.4.3.8. Если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до восстановления циркуляции, при обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка.

4.4.3.9. Проверяют скважину на приемистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приемистости скважины.

4.4.3.10. Подготавливают в емкости с перемешивающим устройством тампонажный раствор. Проверяют показатели качества.

4.4.3.11. Технологический процесс осуществляют в соответствии с действующими РД.

4.4.3.12. Устанавливают продолжительность эффекта по содержанию механических примесей в добываемой продукции сразу после проведения работ и периодически, не менее трех раз в месяц.

4.5. Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин

4.5.1. Подготовительные работы.

4.5.1.1. Составляют план ликвидации аварии. В плане предусматривают меры, предупреждающие возникновение проявлений и открытых фонтанов, а также меры по охране недр и окружающей среды.

4.5.1.2. План ликвидации аварии с учетом возможности возникновения проявлений и открытых фонтанов согласуют с противофонтанной службой и утверждают главным инженером предприятия.

4.5.1.3. Работы по ликвидации аварии в соответствии с утвержденным планом производят под руководством мастера по сложным работам при участии мастера по ремонту скважин.

4.5.1.4. Доставляют на скважину, в зависимости от вида аварии, комплекты ловильных инструментов, печатей, специальных долот, фрезеров и т.п.

4.5.1.5. При спуске ловильного инструмента все соединения бурильных труб должны закрепляться машинными или автоматическими ключами.

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

4.5.2. При расхаживании прихваченных НКТ нагрузки на трубы и подъемное оборудование не должны превышать допустимый предел прочности. Работы производят по специальному плану.

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

4.5.2.2. При установке ванн (нефтяной, кислотной, щелочной, водяной) гидростатическое давление столба жидкости в скважине, включая жидкость ванны, не должно превышать пластовое давление. При вероятности снижения или снижении гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию НКТ проводят с герметизированным затрубным пространством с соблюдением специальных мер безопасности.

4.5.3. Извлечение оборванных НКТ из скважины производят при последовательном выполнении следующих операций:

- 1) спускают свинцовую печать и определяют состояние оборванного конца трубы;
- 2) в зависимости от характера оборванного участка (разрыв, смятие, вогнутость краев и т.п.) спускают ловильный инструмент соответствующей конструкции для выправления конца трубы.

4.5.4. Извлечение прихваченных цементом труб производят в следующей последовательности. Отворачивают и поднимают свободные от цемента трубы. Затем обуривают зацементированные трубы трубным или кольцевым фрезером. Длина фрезера с направлением должна быть не менее 10 м. Фрезерование и отворот труб производят с

таким расчетом, чтобы конец остающейся в скважине трубы был отфрезерован. Фрезерование труб должно осуществляться при интенсивной промывке скважины и осевой нагрузке на фрезер не более 10-20 кН.

4.5.5. Вырезание бурильных труб и НКТ диаметром 73 мм производят при помощи наружных труборезов. НКТ диаметром 89 и 115 мм вырезают внутренними труборезами, а обсадные трубы — внутренними труборезами с выдвижными резцами гидравлического действия.

4.5.6. Извлечение из скважины отдельных предметов осуществляют после предварительного обследования свинцовыми печатями характера и места их нахождения. В качестве ловильного инструмента применяют труболовки, колокола, метчики, овершот, магнитные фрезеры, фрезеры-пауки. Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно фрезеруют. В случае если предмет не удается извлечь из скважины, его фрезеруют или дробят на мелкие куски, захватывают ловильными инструментами и поднимают из скважины.

4.5.7. Извлекают из скважины канат, кабель и проволоку при помощи удочки, крючка и т.п. Спускаемые в скважину ловильные инструменты должны иметь ограничители, диаметр которых не должен превышать диаметра шаблона для размера обсадной колонны.

4.5.8. Решение о прекращении работ по ликвидации аварии принимает техническая служба нефтегазодобывающего предприятия по согласованию с геологической службой и Госгортехнадзором России. В особо ответственных случаях это решение утверждает руководство предприятия.

4.6. Перевод на другие горизонты и приобщение пластов

4.6.1. Перевод на другие горизонты и приобщение пластов осуществляют в соответствии с требованиями технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений.

4.6.2. Перед переходом на другие горизонты и приобщением пластов проводят геофизические исследования для оценки нефтеводонасыщенности продуктивных горизонтов и оценки состояния цементного кольца между ними и соседними водоносными пластами.

4.6.3. Ремонтные работы по переходу на другие горизонты включают работы по отключению нижнего перфорированного горизонта и вскрытию перфорацией верхнего продуктивного горизонта или наоборот.

4.6.3.1. Для перехода на верхний горизонт, находящийся на значительном удалении от нижнего (50—100 м и более), устанавливают цементный мост над нижним горизонтом. При этом может использоваться предварительная установка разбуриваемого пакера или цементный раствор с заполнителями.

4.6.3.2. Для перехода на нижний горизонт, находящийся на значительном удалении от верхнего, проводят ремонтные работы по технологии отключения верхнего пласта.

4.6.3.3. Ремонтные работы по переходу на верхний горизонт, находящийся в непосредственной близости от нижнего, проводят по технологии отключения нижних пластов.

4.6.3.4. Для отключения нижнего перфорированного горизонта применяют методы тампонирования под давлением, установки цементного моста, засыпки песком, а также установки разбуриваемых пакеров самостоятельно или в сочетании с цементным мостом.

4.6.3.5. Метод тампонирования применяют как при герметичном цементном кольце, так и в случае негерметичности цементного кольца, но при планируемой депрессии на продуктивный горизонт после ремонта более 5 МПа.

4.6.3.6. Метод установки цементного моста применяют при герметичном цементном кольце и высоком статическом уровне в скважине (при отсутствии поглощения).

4.6.3.7. Метод засыпки песком применяют при герметичном цементном кольце, низком статическом уровне в скважине, депрессии на продуктивный горизонт после ремонта до 5 МПа и небольшой глубине искусственного забоя (10—20 м ниже отключаемого горизонта).

4.6.3.8. Метод установки разбуриваемых пакеров применяют при герметичном

цементном кольце, низком статическом уровне, планируемой депрессии на пласт после ремонта до 5 МПа.

4.6.3.9. При отключении нижнего горизонта методом тампонирования под давлением используют легкофильтрующиеся в трещины в цементном кольце и поры пласта тампонажные материалы при приемистости пласта до $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ и цементный раствор и его модификации — при приемистости более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$.

4.6.3.10. Ремонтные работы по переходу на нижний горизонт, находящийся в непосредственной близости от верхнего эксплуатировавшегося, проводят по технологии отключения верхних пластов.

4.6.3.10.1. Для отключения верхних пластов используют методы тампонирования под давлением, установки металлических пластырей и сочетание этих методов.

4.6.3.10.2. Методы тампонирования под давлением применяют при негерметичном цементном кольце между горизонтами и наличии признаков разрушения или отсутствия цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.

4.6.3.10.3. Метод установки металлических пластырей применяют в условиях герметичного цементного кольца между горизонтами и отсутствия признаков разрушения цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.

4.6.3.10.4. Сочетание методов тампонирования под давлением и установки металлических пластырей применяют в случаях, когда не удается добиться полной герметичности отключаемого горизонта.

4.6.3.11. При отключении верхних горизонтов с целью перехода на нижние используют тампонажные материалы в зависимости от геологической характеристики пласта.

4.7. Перевод скважин на использование по другому назначению

4.7.1. Перевод скважин из одной категории в другую обуславливается необходимостью рациональной разработки нефтяного месторождения.

4.7.2. Работы по переводу скважин из одной категории в другую осуществляются при полном соблюдении мер, предусмотренных технологическими схемами и проектами разработки месторождений.

4.7.3. Работы по переводу скважин для использования по другому назначению производят по плану, составленному на основании «Заказа на производство капитального ремонта скважин» цехом КРС и утвержденному нефтегазодобывающим предприятием.

4.7.4. В план работ по переводу скважин для использования по другому назначению включают следующие оценочные работы.

4.7.4.1. Определение герметичности эксплуатационной колонны.

4.7.4.2. Определение высоты подъема и качества цемента за колонной.

4.7.4.3. Определение наличия заколонных перетоков.

4.7.4.4. Оценка опасности коррозионного разрушения внутренней и наружной поверхностей обсадных труб.

4.7.4.5. В случае обнаружения дефектов эксплуатационной колонны предусматривают ремонтные работы в соответствии с п. 4.3.

4.7.4.6. Снятие кривой восстановления давления и оценка коэффициента продуктивности скважины, а также характера распределения закачиваемой жидкости по толщине пласта с помощью РГД.

4.7.4.7. Оценка нефтенасыщенности пласта геофизическими методами.

4.7.4.8. Излив в коллектор жидкости глушения скважины в зависимости от текущей величины пластового давления или остановки ближайшей нагнетательной скважины.

4.7.4.9. Освоение скважины под отбор пластовой жидкости по находившемуся под нагнетанием пласту.

4.7.5. Освоение скважины по п. 4.7.4.9 осуществляют в следующем порядке:

4.7.5.1. В зависимости от результатов исследований проводят обработку ПЗП в соответствии с работами по п. 4.9.

4.7.5.2. Осуществляют дренирование пласта самоизливом или с помощью компрессора, ШГН, ЭЦН.

4.7.5.3. Производят выбор скважинного оборудования (ШГН, ЭЦН) в зависимости от

продуктивности пласта.

4.7.5.4. Проводят исследование скважины с целью оценки коэффициента продуктивности и характера притока жидкости.

4.7.6. При освоении скважины под отбор нефти из другого горизонта предварительно проводят работы по изоляции нижнего или верхнего пласта по отношению к пласту, в котором велось закачивание воды.

4.7.7. На устье специальных скважин устанавливают оборудование, обеспечивающее сохранность скважин и возможность спуска в них исследовательских приборов и аппаратуры.

4.8. Зарезка новых стволов

4.8.1. Зарезку новых стволов производят в случаях, если применение существующих методов РИР технически невозможно или экономически нерентабельно.

4.8.2. Подготовительные работы.

4.8.2.1. Производят обследование обсадной колонны свинцовой печатью, диаметр которой должен быть на 10-12 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.

4.8.2.2. Спускают и проверяют проходимость шаблона для установления возможности спуска отклонителя. Диаметр шаблона $D_{ш}$ и длину шаблона $L_{ш}$ определяют следующим образом:

$$D_{ш} = D_o + 10...12 \text{ мм};$$

$$L_{ш} = L_o + 300...400 \text{ мм},$$

где D_o — наибольший диаметр отклонителя, мм; L_o — длина отклонителя, мм.

4.8.2.3. Производят отбивку муфт с помощью локатора муфт (ЛМ) для выбора интервалов вырезания «окна» и установки цементного моста.

4.8.2.4. Устанавливают цементный мост высотой 5—6 м из условия расположения его верхней части на 0,5—1,0 м выше муфтового соединения.

4.8.2.5. Удаляют со стенок обсадных труб цементную корку и производят повторное шаблонирование обсадной колонны до глубины установки цементного моста.

4.8.2.6. Проверяют герметичность обсадной колонны при давлении, в 1,5 раза превышающем расчетное с учетом износа труб.

4.8.2.7. Спускают на бурильных трубах отклонитель со скоростью не более 0,2 м/с. Соединение бурильных труб с отклонителем осуществляют с помощью спускного клина. Спуск отклонителя до головы моста контролируют по показаниям индикатора массы (2-3 деления). При осевой нагрузке 30—40 кН срезают нижнюю шпильку и перемещают подвижной патрубком по направляющей трубе. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки до 100 кН срезают верхние болты, освобождают и поднимают спускной клин.

4.8.3. Технология прорезания «окна» в обсадной колонне.

4.8.3.1. Спускают на бурильных трубах райбер, армированный твердым сплавом. Диаметр райбера выбирают на 10—15 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны в интервале вскрываемого «окна».

4.8.3.2. Производят прорезание колонны при вращении бурильного инструмента со скоростью 45-80 об/мин с одновременной подачей райбера по наклонной поверхности отклонителя. Производительность насосов при этом должна быть не менее 10 л/с. В процессе райбирования величину осевой нагрузки следует постепенно увеличивать от 5 кН, в период приработки райбера, до 50 кН, при вскрытии «окна», а при выходе райбера из колонны этот показатель уменьшают до 10-20 кН.

4.8.3.3. Оптимальную осевую нагрузку при вырезании «окна» выбирают в зависимости от диаметра райбера, и она должна составлять 2 кН на каждые 100 мм диаметра райбера.

4.8.3.4. О полном вскрытии «окна» в обсадной колонне судят по показаниям индикатора массы и манометра, установленного на манифольдной линии (давление резко повышается).

4.8.3.5. Забуривание второго ствола производят при пониженной осевой нагрузке на глубину, равную длине рабочей трубы.

4.8.4. Дальнейшее бурение производят в соответствии с решением, приняты для данного

ООО "Бурение-2"

геологического разреза.

4.9. Работы по интенсификации добычи нефти

4.9.1. Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)

4.9.1.1. Общие положения

4.9.1.1.1. ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

4.9.1.1.2. Выбор способа ОПЗ осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП (РД [1]).

4.9.1.1.3. ОПЗ проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями (см. раздел 2).

4.9.1.1.4. Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗ с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

4.9.1.1.5. Однократное и многократное воздействие на ПЗП производят в следующих случаях:

1) в однородных пластах, не разделенных перемычками, толщиной до 10 м; при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) свыше 0,5 производят однократное воздействие;

2) в случаях, когда отбором (нагнетанием) охвачены не все пропластки и коэффициент охвата менее 0,5, осуществляют многократное (поинтервальное) воздействие с использованием временно блокирующих (изолирующих) материалов или оборудования.

4.9.1.1.6. Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает в своем составе обеспечение необходимым оборудованием и инструментом, а также подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке. В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования.

4.9.1.1.7. После проведения ОПЗ исследуют скважины методами установившихся и неустановившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

4.9.1.1.8. Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции:

- 1) кислотные ванны;
- 2) промывку пеной или раствором ПАВ;
- 3) гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);
- 4) циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;
- 5) многоцикловую очистку с применением пенных систем;
- 6) воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса;
- 7) ОПЗ с применением самогенерирующихся пенных систем (СГПС);
- 8) воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.).

4.9.1.2. Кислотная обработка

4.9.1.2.1. Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих в основном из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту.

Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот.

4.9.1.2.2. Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10—16 %-ным водным раствором соляной кислоты.

4.9.1.2.3. Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс.) или сульфаминовой (10 % масс.) кислотами.

4.9.1.2.4. При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3—5 % масс.) или лимонную (2—3 % масс.) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе.

4.9.1.2.5. В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов:

1) для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др.) и стабилизатор (КМЦ и др.);

2) для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс.) вводят КМЦ или сульфит-спиртовую барду (0,5—3,0 % масс.).

4.9.1.2.6. Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды) от 0,5 до 1 %-ной концентрации.

4.9.1.2.7. Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта) выбирают из табл. 5.

4.9.1.2.8. Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной (от 10 до 12 % масс.) и плавиковой (от 3 до 5 % масс.) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м³ раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

4.9.1.2.9. Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавками от 6 до 10 % масс. азотнокислого натрия.

4.9.1.2.10. Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии в соответствии с требованиями РД [9].

Таблица 5

Объем кислоты для ОПЗ в зависимости от проницаемости пласта-коллектора и количества обработок

Количество Обработок	Объем кислоты, м ³ (из расчета 15%-ной концентрации) на 1 м вскрытой толщины пласта		
	Тип коллектора		
	Поровый		Трещинный
Малопроницаемый	Высокопроницаемый		
Одна	0.4-0.6	0.6-1.0	0.6-0.8
Две и более	0.6-1.6	1.0-1.5	1.0-1.5

Примечание. 1. Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до 30 °С — 2 ч, от 30 до 60 °С — от 1 до 1,5ч. 2. При температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности)

ООО "Бурение-2"

кислоты.

4.9.1.2.11. Термохимические и термокислотные обработки производят в коллекторах в интервале температур от 15 до 40 °С.

4.9.1.2.12. Термохимическую обработку производят с использованием соляной кислоты и магнезия или некоторых его сплавов (МЛ-1, МА-1 и т.п.).

4.9.1.2.13. Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЗП, состоящего из термохимической и обычной кислотной обработок под давлением.

4.9.1.2.14. Для кислотных обработок используют специальный насосный агрегат типа Азинмаш-30. Кислоты транспортируют в гуммированных автоцистернах 4ЦР, 3ЦР или ЦР-20.

4.9.1.3. Гидропескоструйная перфорация

4.9.1.3.1. Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) применяют при вскрытии плотных, как однородных, так и неоднородных по проницаемости, коллекторов перед ГРП для образования трещин в заданном интервале пласта, а также для срезания труб в скважине при проведении ремонтных работ.

4.9.1.3.2. Не допускается проведение ГПП в условиях поглощения жидкости пластом.

4.9.1.3.3. Различают два варианта ГПП — точечная и щелевая. При точечной ГПП канал образуют при неподвижном перфораторе. Щелевую ГПП осуществляют при движении перфорационного устройства.

4.9.1.3.4. Профиль и плотность ГПП определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики коллектора.

4.9.1.3.5. При осуществлении ГПП используют: перфораторы, НКТ, насосные агрегаты, пескосмесители, емкости для жидкости, сальниковую катушку или превентор, а также жидкость-носитель и кварцевый песок.

4.9.1.3.6. В качестве жидкости-носителя используют дегазированную нефть, 5-6 %-ный раствор соляной кислоты, воду (соленую или пресную) с добавками ПАВ, промывочный раствор, не загрязняющий коллектор. При работах в интервале непродуктивного пласта используют пресную воду или промывочную жидкость. Концентрация песка в жидкости-носителе должна составлять от 50 до 100 г/л.

4.9.1.3.7. Продолжительность процесса при точечном вскрытии составляет 15 мин, при щелевом — не более 2-3 мин на каждый сантиметр длины цели.

4.9.1.3.8. Перепад давления жидкости на насадке (без учета потерь на трение в НКТ) составляет:

1) при диаметре насадки 6 мм — от 10 до 12 МПа;

2) при диаметре насадки 4,5 мм — от 18 до 20 МПа. 4.9.1.3.9. Процесс ГПП осуществляют при движении НКТ снизу вверх.

4.9.1.3.10. При непредвиденных продолжительных остановках немедленно промывают скважину при обратной циркуляции.

4.9.1.3.11. После ГПП при обратной промывке вымывают шаровой клапан, промывают скважину до забоя до полного удаления песка из скважины, поднимают перфоратор и оборудуют скважину для освоения и эксплуатации. Освоение фонтанных скважин допускается без подъема перфоратора.

4.9.1.4. Виброобработка

4.9.1.4.1. Виброобработку производят в скважинах с загрязненной ПЗП; в коллекторах, сложенных низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы; в литологически неоднородных коллекторах с воздействием на низкопроницаемые пропластки; перед химической обработкой; перед ГРП или другими методами воздействия на ПЗП.

4.9.1.4.2. Запрещается проведение виброобработки в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контакта, при интенсивных поглощениях жидкости пластом, при низких пластовых давлениях.

4.9.1.4.3. Для проведения технологического процесса в обрабатываемый интервал на НКТ опускают гидравлический золотниковый вибратор типа ГВГ. При давлениях

закачивания свыше 40 МПа применяют пакеры.

4.9.1.4.4. Величину гидравлического импульса определяют в зависимости от расхода рабочей жидкости и времени перекрытия ее потока.

4.9.1.4.5. В качестве рабочей жидкости используют нефть, соляно-кислотный раствор, предельный керосин и их смеси. Количество кислоты и керосина определяется из расчета 2—3 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта.

4.9.1.5. Термообработка

4.9.1.5.1. Термообработку ПЗП проводят в коллекторах с тяжелыми парафинистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее.

4.9.1.5.2. При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют: при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева); при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

4.9.1.5.3. Выбор метода теплообработки осуществляют в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий:

1) метод индуктивного прогрева осуществляют с использованием глубинных электронагревателей. Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти. При периодической тепловой обработке, после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования, опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 3—7 суток. Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;

2) при стационарной электротепловой обработке совместно с подземным оборудованием в интервале фильтра устанавливают стационарный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев постоянно или по заданному режиму;

3) при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов ППГУ-4/120. Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 МПа • с. Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны. Нагнетание пара осуществляют с таким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе от 10 до 20 м. Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2—3 суток.

4.9.1.6. Воздействие давлением пороховых газов

4.9.1.6.1. Воздействие на ПЗП пороховыми газами осуществляется путем разрыва пласта без закрепления трещин в плотных низкопроницаемых коллекторах (песчаниках, известняках, доломитах с проницаемостью от 0,10 до 0,05 мкм² и менее). Не допускается проведение разрыва пласта указанным методом в коллекторах, сложенных алевролитами, сильно заглинизированными песчаниками с прослоями глин, мергелей, алевролитов с солистыми известняками, а также песками и слабосцементированными песчаниками.

4.9.1.6.2. Технологический процесс осуществляют с использованием пороховых генераторов корпусных типа АСГ или герметичных бескорпусных типа ПДГ БК и негерметичных типа АДС.

4.9.1.6.2.1. Аппараты АСГ 105 К применяют в обсаженных скважинах с минимальным проходным диаметром 122 мм при температуре до 80 °С и гидростатическим давлением от 1,5 до 35 МПа.

4.9.1.6.2.2. Аппараты типа ПДГ БК применяют в обсадных колоннах с проходным диаметром от 118 до 130 мм при температуре до 200 °С и гидростатическим давлением до 100 МПа, а типа АДС — до 100 °С и 35 МПа соответственно. Величина минимального гидростатического давления для ПДГ БК составляет 10 МПа, для АДС — 3 МПа.

4.9.1.6.3. Спуск и подъем генераторов типа ПДГ БК производят на бронированном каротажном кабеле со скоростью не более 1 м/с в жидкости и 0,5 м/с в газожидкостной среде.

4.9.1.6.4. При проведении технологического процесса устье скважины оборудуют

перфорационной задвижкой или фонтанной арматурой, а в отдельных случаях — лубрикатором. Скважину шаблонируют. Производят замену длины кабеля, привязку по каротажу. Замеряют гидростатическое давление и забойную температуру. Устанавливают генератор давления против интервала, подлежащего воздействию, или в непосредственной близости к нему. Если интервал обработки вскрывают торпедированием, генератор давления устанавливают над зоной перфорации на расстоянии 1 м.

4.9.1.6.5. После спуска генератора на заданную глубину каротажный кабель закрепляют на устье скважины.

4.9.1.6.6. Сгорание порохового заряда фиксируют по рывку кабеля, выбросу жидкости или по звуковому эффекту.

4.9.1.6.7. При толщине пласта свыше 20 м производят многократное сжигание пороховых зарядов.

4.9.1.6.8. При воздействии на коллектор, состоящий из нескольких пропластков, производят поинтервальное и последовательное снизу вверх воздействие на отдельные пропластки после предварительного их вскрытия.

4.9.1.6.9. Для регистрации максимального давления, создаваемого в скважине, используют кремнерный прибор, который прикрепляют на кабеле около кабельной головки.

4.9.2. Гидравлический разрыв пласта

4.9.2.1. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые коллекторы, а также при большом радиусе загрязнения ПЗП. При этом в зависимости от геологических характеристик пласта и системы разработки месторождения создается система закрепленных трещин определенной протяженности: от 10 до 30—50 м.

4.9.2.2. Глубокопроникающий гидроразрыв пласта (ГГРП) с созданием более протяженных трещин производят в коллекторах с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

4.9.2.3. Для обеспечения эффективности процесса гидроразрыва перед выбором расклинивающего материала необходимо определить оптимальную длину трещины в зависимости от проницаемости пласта с учетом радиуса зоны дренирования скважины и близости нагнетательных скважин. Теоретическая зависимость оптимальной полудлины трещины L (расстояние от ствола скважины до вершины трещины) от проницаемости пласта k приведена в табл. 6. При выборе L необходимо учитывать радиус зоны дренирования скважины и близость нагнетательных скважин. Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 500 м. Оптимальная величина L не должна выходить за пределы зоны дренирования скважины.

4.9.2.4. В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс гидроразрыва проводят по технологии поинтервального ГРП.

4.9.2.5. В скважинах, совместно эксплуатирующих многопластовые залежи, с целью воздействия на отдельные объекты применяют селективный ГРП.

4.9.2.6. С целью повышения эффективности ГРП предварительно проводят щелевую ГПП.

4.9.2.7. В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 2400 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982—94, свыше 2400 м — искусственные среднепрочностные по ТУ 39-014700-02—92 и высокопрочностные по ТУ 39-1565—91 расклинивающие материалы (проппанты).

4.9.2.8. Для осуществления процесса гидроразрыва используют технологические жидкости на водной и углеводородной основах. Сведения о составах, свойствах полимерных водных и углеводородных систем, методах контроля и регулирования свойств, технологии их приготовления и применения, расчетные материалы для ведения процесса гидроразрыва приведены в руководстве для проведения процесса ГРПР [10].

Таблица 6

Зависимость оптимальной полудлины трещины от проницаемости пласта

$k \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	100	10	1	0.5	0.1	0.05
L, м	40-65	50-90	100-190	135-250	250-415	320-500

4.9.2.9. Выбор типа жидкости гидроразрыва осуществляется в соответствии с пластовыми условиями (литологии, температуры, давления и т.п.). При этом учитывается совместимость выбранной жидкости с матрицей пласта и пластовыми флюидами. При содержании в пласте водочувствительных глин необходимо использовать жидкость на углеводородной основе. Кроме этого, такие жидкости обладают низким коэффициентом инфильтрации и способны создавать более протяженные трещины.

4.9.2.10. Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) при минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности;

2) вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;

3) обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;

4) не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;

5) обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;

6) легко удаляться из пласта после проведения процесса;

7) обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

4.9.2.11. Основными технологическими параметрами для контроля за процессом ГРП следует считать темп и объемы закачки, устьевое давление, концентрацию песка (проппанта) в суспензии.

4.9.2.12. В общем виде технология применения жидкости для проведения ГРП не отличается от технологии, используемой при ГРП. При проведении работ используемое оборудование включает цементировочные агрегаты (ЦА-320М, ЦА-400, АН-700), пескосмесительные агрегаты (4ПА, УСП-50), блоки манифольдов (1БМ-700, 1БМ-700С), емкости. Схемы размещения и обвязки технологического оборудования для производства ГРП приведены в [10].

4.9.2.13. После проведения подготовительных операций, включающих спуск и посадку пакера, установку арматуры, доставляют технологические жидкости, расклинивающий агент, производят расстановку наземного оборудования, проверку и опрессовку всех трубопроводов и пакера. Перед началом процесса делается контроль технологических свойств жидкостей.

4.9.2.14. Системы на водной основе можно готовить в емкостях любого типа. Емкости для приготовления углеводородных систем обязательно должны быть закрытыми в целях безопасности и для исключения попадания внутрь атмосферных осадков. В зимнее время емкости необходимо оборудовать системой обогрева.

4.9.2.15. После обвязки устья скважины нагнетательные трубопроводы спрессовываются на ожидаемое давление при ГРП с коэффициентом запаса прочности:

Рабочее давление,

МПа - <20 20-56 56-65 >65

Коэффициент запаса прочности - 1,5 1,4 1,3 1,25

Продолжительность выдержки под давлением не менее 3 мин.

4.9.2.16. При проведении гидрокислотных разрывов необходимо применение ингибиторов коррозии.

4.9.3. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин

4.9.3.1. Работы по выравниванию профиля приемистости (расхода вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей с целью увеличения охвата пласта заводнением по толщине, перераспределения объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

4.9.3.2. Перед осуществлением процесса проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в том числе с применением индикаторов в соответствии с работами, приведенными в разделе 2.

4.9.3.3. Для ограничения (отключения) воздействия вытесняющего агента на отдельные интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением временно изолирующих материалов (суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе, в том числе водные растворы КМЦ, ПАА и т.п.).

4.9.3.4. Во всех случаях должна быть предусмотрена возможность восстановления первичной (до обработки) приемистости разрабатываемого интервала пласта.

4.9.3.5. В случае необходимости осуществляют работы по восстановлению и повышению приемистости слабопроницаемых интервалов (пропластков).

4.9.3.6. Технологическую эффективность работ по выравниванию профилей приемистости определяют в соответствии с РД [II].

4.10. Консервация и расконсервация скважин

4.10.1. Общие положения

4.10.1.1. Консервацию скважин производят в соответствии с РД [12].

4.10.1.2. Консервацию скважин производят с учетом возможности повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней ремонтных или других работ.

4.10.1.3. Работы по консервации и расконсервации скважин осуществляют по индивидуальным планам предприятия, которые согласуют с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по ликвидации и предупреждению открытых фонтанов и утверждаются предприятием.

4.10.1.4. При наличии межколонных проявлений до начала работ по консервации проводят соответствующие ремонтно-восстановительные работы по специальным планам.

4.10.2. Консервация скважин

4.10.2.1. Консервацию нефтяных скважин осуществляют в соответствии с требованиями действующих инструкций. Цементные мосты не устанавливают.

4.10.2.2. Устье консервированной скважины ограждают. На ограждении крепят табличку с указанием номера скважины, наименования месторождения (площади), организации, пробурившей скважину, и сроков консервации.

4.10.2.3. Во всех консервируемых скважинах для предохранения от замораживания верхнюю часть ствола на глубину 30 м заполняют незамерзающей жидкостью (соляровое масло, 30 %-ный раствор хлористого кальция, нефть и т.п.), а в условиях многолетней мерзлоты скважины заполняют незамерзающей жидкостью на всю глубину мерзлых пород.

4.10.2.4. Устьевое оборудование всех консервируемых скважин должно быть защищено от коррозии.

4.10.2.5. Проверку состояния скважин, находящихся в консервации, проводят не реже одного раза в квартал с соответствующей записью в специальном журнале.

4.10.2.6. По окончании консервационных работ составляют акт по установленной форме.

4.10.3. Расконсервация скважин.

4.10.3.1. Прекращение консервации (расконсервацию) скважин производят по согласованию с органами Госгортехнадзора.

4.10.3.2. Расконсервацию скважины производят в следующем порядке:

- 1) устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры;
- 2) разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры;
- 3) снимают заглушки с фланцев задвижек;
- 4) подвергают фонтанную арматуру гидроиспытанию при давлении, соответствующем условиям эксплуатации;
- 5) промывают скважину, при необходимости производят допуск колонны НКТ до заданной глубины и после оборудования устья производят ее освоение и ввод в эксплуатацию;
- 6) при наличии в скважине цементного моста последний разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя, спускают в колонну НКТ и другое подземное оборудование и после оборудования устья скважину осваивают.

5. Текущий ремонт скважин

5.1. Подготовительные работы

- 5.1.1. Глушат скважину (при необходимости).
- 5.1.2. Производят передислокацию оборудования и бригады.
- 5.1.3. Проверяют работоспособность подъемных сооружений и механизмов.
- 5.1.4. Подбирают и проверяют инструмент и комплект устройств в соответствии со схемой оборудования устья, характером ремонта и конструкцией колонны труб и штанг.
- 5.1.5. Устанавливают индикатор веса.
- 5.1.6. Устанавливают на скважине емкости с жидкостью для глушения в объеме не менее двух объемов скважины.
- 5.1.7. Перед демонтажом устьевого арматуры убеждаются в отсутствии нефтегазопроявлений и производят промывку скважины до вымыва жидкости в объеме скважины.
- 5.1.8. В процессе подъема оборудования скважину доливают жидкостью для глушения в объеме, обеспечивающим противодействие на пласт.
- 5.1.9. При спуске ступенчатой колонны из труб разных марок сталей измеряют их длину, и данные записывают в рабочий журнал. Для соединения труб разных диаметров используют переводники и патрубки заводского производства или изготовленные в ремонтно-механических мастерских ЦБПО.
- 5.1.10. При спуске и подъеме труб, покрытых стеклоэмалями, осматривают каждую трубу, на стыках труб и муфте устанавливают остеклованные кольца. Спуск и подъем остеклованных труб производят плавно, без толчков и ударов. Поднятые трубы укладывают на стеллажи с деревянными прокладками между рядами толщиной не менее 30 мм.

5.2. Ремонт скважин, оборудованных штанговыми насосами

- 5.2.1. Смена насоса.
 - 5.2.1.1. Подготовительные работы.
 - 5.2.1.1.1. Устанавливают специальный зажим для снятия полированного штока.
 - 5.2.1.1.2. Снижают давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного и отсоединяют выкидную линию от устьевого арматуры.
 - 5.2.1.1.3. Поднимают с помощью спецэлеватора полированный шток.
 - 5.2.1.1.4. Устанавливают штанговый крюк на талевый блок.
 - 5.2.1.1.5. Поднимают колонну штанг со вставным насосом или плунжером невставного насоса.

5.2.1.1.6. Укладывают штанги на мостики ровными рядами. Между рядами штанг прокладывают деревянные прокладки с расстоянием между ними не более 1.5 м. В процессе подъема штанг производят отбраковку и замену дефектных штанг на исправные.

5.2.1.1.7. Поднимают НКТ с цилиндром невставного или замковой опорой вставного насоса с помощью автомата АПР-2ВБ. В процессе подъема НКТ производят их отбраковку и замену исправными.

5.2.1.2. Спуск насоса.

5.2.1.2.1. Перед спуском насоса в скважину проверяют плавность хода плунжера. Во вставных насосах дополнительно проверяют состояние стопорного конуса. Неисправности насоса устраняют в мастерских.

5.2.1.2.2. Опускают защитное приспособление (фильтр, предохранительную сетку и др.), цилиндр невставного или замковую опору вставного насоса в колонну НКТ с помощью автомата АПР-2ВБ.

5.2.1.2.3. Спускают колонну штанг с плунжером вставного или цилиндром невставного насоса.

5.2.1.2.4. Соединяют верхнюю штангу с полированным штоком в соответствии с правилами подготовки плунжера в цилиндре насоса.

5.2.1.2.5. Собирают устьевое оборудование и пускают скважину в эксплуатацию.

5.3. Ремонт скважин, оборудованных погружными электронасосами

5.3.1. Подготовительные работы

5.3.1.1. Отключают ЭЦН от электросети и вывешивают табличку «Не включать, работают люди».

5.3.1.2. Устанавливают на мачте подвесной ролик для направления кабеля.

5.3.1.3. Отсоединяют КРБК ЭЦН от станции управления, поднимают пьедестальный комплекс (или планшайбу), пропускают КРБК через отверстие в пьедестальном комплексе (или планшайбе) и подвесной ролик и закрепляют на барабане кабеленаматывателя (автонаматывателя).

5.3.1.4. Устанавливают на фланец обсадной колонны специальное приспособление, придающее кабелю направление и предохраняющее его от повреждений.

5.3.1.5. Поднимают НКТ с ЭЦН и КРБК, не допуская при этом отставания последнего от труб (провисания). В процессе подъема снимают с НКТ крепежные пояса с помощью спецкрючка.

5.3.1.6. Производят при необходимости шаблонирование скважины. При смене типоразмера насоса шаблонирование ствола скважины обязательно.

5.3.1.7. Производят монтаж узлов погружного агрегата ЭЦН и его пробный запуск.

5.3.2. Спуск ЭЦН и КРБК на НКТ.

5.3.2.1. Перед спуском ЭЦН над ним устанавливают обратный клапан, а через одну-две трубы — спускной клапан.

5.3.2.2. В процессе спуска НКТ с помощью поясов (клямсов) крепят КРБК, при этом через каждые 200 м измеряют его изоляцию. При свинчивании не допускается проворачивание подвешенной части НКТ.

5.3.2.3. После спуска ЭЦН на заданную глубину КРБК пропускают через отверстие в

пьедестальном комплексе (планшайбе) и производят обвязку устья скважины.

5.3.2.4. Замеряют сопротивление изоляции, производят пробный пуск ЭЦН и пускают скважину в эксплуатацию.

5.3.3. Монтаж и демонтаж наземного оборудования, электронасосов, осмотр, ремонт и их наладку должен производить электротехнический персонал.

5.4. Ремонт скважин, связанный с очисткой забоя, подъемной колонны от парафина, гидратных отложений, солей и песчаных пробок

5.4.1. Промывку песчаных пробок производят пластовой водой, газожидкостными смесями и пенными системами с применением струйных насосов, желонки, гидробура и др.

5.4.2. Технологический процесс очистки песчаных пробок осуществляют как при прямой, так и при обратной промывке.

5.4.3. Очистку забоя, подъемной колонны от парафина, солей, гидратных пробок проводят по отдельному плану, утвержденному нефтегазодобывающим предприятием, в соответствии с действующими инструкциями.

5.5. Ремонт газлифтных скважин

5.5.1. Текущий ремонт внутрискважинного оборудования газлифтных скважин (открытие или закрытие газлифтных клапанов) осуществляется при помощи тросоканатного метода и описан в разделе 6.

5.5.2. При производстве работ (разрыв пласта, кислотные обработки, закачка тампонажного материала и т.п.), требующих давлений, превышающих допустимые, необходимо устанавливать на устье специальные головки, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера.

6. Ремонт скважин с помощью тросоканатного метода

6.1. Оборудование и инструмент

6.1.1. Подъемник ПК-2, оснащенный кабелем КОБД-6 или КОБД-4.

6.1.2. Агрегат канатных методов работ типа АКМР.

6.1.3. Контейнерные устройства для доставки в скважину жидких и сыпучих материалов.

6.1.4. Грузовые штанги длиной 610, 915 и 1500 мм и весом 5,2; 8,5 и 14 кг соответственно.

6.1.5. Гидравлические и механические ясы.

6.1.6. Набор инструментов.

6.1.6.1. Извлекаемые (для выполнения различных операций).

6.1.6.2. Оставляемые в скважине (различные виды клапанов, заглушек и др.), оснащенные замками или другими устройствами для фиксации их в скважине.

6.1.6.3. Для захвата (при спуске и подъеме оборудования, оставленного в скважине).

6.1.6.4. Специального назначения (пробки для чистки труб от парафина, желонки для чистки песчаных пробок, инструмент для открытия и закрытия циркуляционных клапанов, отклонители для установки или съема газлифтных клапанов в эксцентричных скважинных камерах, оправки для выправления искривленных участков лифтовых труб).

6.2. Подготовительные работы

6.2.1. Глушат скважину.

6.2.2. Сооружают на устье скважины специальную площадку для безопасного ведения работ.

6.2.3. Устанавливают и ориентируют относительно устья скважины гидравлическую лебедку (расстояние от устья 20-25 м, угол перегиба троса на оттяжном ролике 90°).

6.2.4. Присоединяют грузовые штанги к канатному замку, пропускают грузовые штанги внутрь лубризатора, подсоединяют ясс, на который наворачивают подготовленный инструмент.

6.2.5. Устанавливают и крепят лубризатор с превентором на превенторную катушку.

6.2.6. Монтируют датчик индикатора веса с кабелем (тросом) и натяжным роликом. Устанавливают показания индикатора веса и счетчика длины на нулевую отметку.

6.3. Технологические операции

6.3.1. Открывают превентор и опускают на тросе инструмент в скважину без резких остановок и торможений на II скорости.

6.3.2. Не доходя 30—40 м до заданной глубины производят остановку, поднимают инструмент на 20-30 м и фиксируют его вес. Дальнейшее опускание до заданной глубины производят на пониженной скорости.

6.3.3. При работах в глубоких скважинах, заглушенных жидкостью глушения плотностью 1600—1800 кг/м³, в компоновку опускаемого инструмента включают одну или две грузовые штанги для увеличения массы инструмента.

6.3.4. В наклонно направленных скважинах в компоновку опускаемого инструмента дополнительно включают один или два шарнирных соединения на расстоянии 1,0—1,5 м друг от друга для придания гибкости спускаемой колонне. При остановке и съеме газлифтных клапанов шарнирные соединения устанавливают между яссом и нижней грузовой штангой.

6.3.5. При опускании инструментов для захвата ловильной головки массу всего набора инструментов полностью передают на ловильную головку. Затем дают небольшую натяжку для определения надежности захвата ловильной головки, разгружают массу инструмента для приведения ясса в заряженное положение. После каждого удара вверх механическим яссом инструмент опускают на ловильную головку срываемого оборудования плавно, без ударов.

6.3.5.1. Удар вверх гидравлическим яссом производят при натяжении троса в пределах 2,4-2,8 кН с выдержкой 2—4 мин, барабан при этом фиксируют тормозом. При необходимости производят повторный удар гидравлическим яссом, опускают и разгружают инструмент на ловильную головку и выдерживают в течение 6—8 мин.

6.3.5.2. При ударах механическим яссом вниз инструмент поднимают не более чем на длину хода штока (по показанию счетчика глубины и зафиксированного перед посадкой веса инструмента при подъеме).

6.3.6. Установку клапанов-отсекателей производят в следующем порядке.

6.3.6.1. Клапан-отсекатель присоединяют к опускаемому инструменту с ввинченным в него штоком для удержания шарнирного клапана в открытом положении.

6.3.6.2. Опускают клапан-отсекатель до посадочного ниппеля и, прежде чем произвести установку его, с помощью насоса пульта управления нагнетают масло в управляющую трубку до ее заполнения.

6.3.6.3. Ударами вниз с помощью ясса устанавливают клапан-отсекатель в посадочном ниппеле. После 10-12 ударов осуществляют натяжку троса (1,0-1,5 кН) лебедкой, проверяют надежность установки клапана-отсекателя в посадочном ниппеле.

6.3.6.4. Для подъема клапана-отсекателя, если он находится в открытом положении, опускают инструмент для подъема с ввернутым в него штоком, фиксации шарового или другого клапана в открытом положении. После посадки инструмента на замок отключают пульт управления и ударами вверх механическим яссом (вручную) срывают замок и поднимают его с отсекаем. Если клапан-отсекатель находится в закрытом положении, то его подъем осуществляют после выравнивания давлений над и под клапаном-отсекателем.

6.3.6.5. Для открытия (закрытия) механического циркуляционного клапана (скользящей гильзы) убеждаются в отсутствии перепада давления между трубным и затрубным пространством. Если скользящая гильза открывается (закрывается) ударами вверх, то опущенный инструмент пропускают через скользящую гильзу на 1—2 м, приподнимают ее и проверяют зацепление инструмента с внутренней втулкой при натяжении троса усилием 1,0-1,2 кН. Затем ударами механического ясса вверх открывают (закрывают) скользящую гильзу.

6.3.6.6. Если скользящая гильза открывается (закрывается) ударами вниз, то для проверки захвата инструмента внутренней втулкой разгружают полностью инструмент и, убедившись в остановке его в скользящей гильзе, производят удары яссом вниз. После выхода инструмента из скользящей гильзы его два-три раза пропускают через гильзу и убеждаются в ее закрытом положении.

6.3.7. Для извлечения приемных обратных клапанов и глухих пробок предварительно выравнивают давление над и под ними с помощью специальных боковых отверстий для перепуска давления перед извлечением. Для этого после опускания инструмента производят несколько ударов механическим яссом вверх, натягивают трос усилием 1,2—1,5 кН и выдерживают в таком положении в течение открытия перепускных отверстий. Затем при ударах вверх срывают устройство из посадочного ниппеля.

7. Ремонт скважин с помощью гибких труб

7.7. Оборудование и инструмент

7.1.1. Инжекционные головки для ввода в скважину гибкой колонны НКТ.

7.1.2. Катушка, на которую наматывается гибкая колонна НКТ.

7.1.3. Превенторный блок, который включает:

7.1.3.1. Превентор с глухими плашками.

7.1.3.2. Превентор с однонаправленными скользящими плашками, позволяющими при необходимости подвесить на них колонну гибких труб.

7.1.3.3. Превентор с трубными плашками.

7.1.4. Тройник с отводом для создания циркуляции или подключения выкидной линии

устанавливается ниже превенторного блока.

7.1.5. В случае, если работы в скважине выполняются при давлениях на устье более 21 МПа, ниже тройника устанавливается дополнительный Превентор с трубными плашками.

7.1.6. Гидравлическая силовая установка.

7.1.7. Насосный блок.

7.1.8. Пульт управления.

7.1.9. Емкости для технологических жидкостей.

7.1.10. Переводник для подсоединения скважинного инструмента к колонне гибких труб.

7.1.11. Клапан-отсекатель.

7.1.12. Комплект инструмента в зависимости от вида проводимых работ.

7.2. Подготовительные работы

7.2.1. Глушат скважину.

7.2.2. Сооружают на устье скважины специальную площадку для безопасного ведения работ.

7.2.3. Устанавливают на фонтанный фланец тройник, блок превенторов и инжекционную головку. Инжекционная головка стабилизируется с помощью четырех телескопических опор и домкратной стойки и крепится не менее чем тремя цепями.

7.2.4. Устанавливают и ориентируют относительно скважины катушку с гибкими трубами, силовую установку, пульт управления, насосный блок емкости и другое оборудование. Все оборудование должно быть оснащено мостками и трапами для обеспечения возможности обслуживания.

7.3. Технологические операции

7.3.1. Для сверки с показаниями глубиномера при извлечении колонны из скважины на расстоянии 100 м от конца гибкой колонны должна быть нанесена ре-перная «метка глубины».

7.3.2. Открывают превентор и спускают инструмент в скважину на гибких трубах без резких остановок и торможений.

7.3.3. Для герметизации устья в случае работ под давлением используют райзер или лубрикатор, рассчитанный на соответствующее давление.

7.3.4. Дальнейшие работы в зависимости от их вида производятся согласно соответствующему разделу настоящих правил.

8. Освоение скважин после ремонта

8.1. Если величина текущего пластового давления выше гидростатического, то для вызова притока скважинную жидкость постепенно заменяют жидкостью меньшей плотности закачиванием ее в затрубное пространство. Разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 300—400 кг/м³. С целью уменьшения вредного действия фильтраата глинистого раствора и воды на призабойную зону в них добавляют ПАВ.

8.1.1. Если после полной замены скважинной жидкости водой приток жидкости из

пласта отсутствует/ производят замену ее пеной.

8.1.2. Если при использовании пенной системы нет притока жидкости из пласта, производят очистку призабойной зоны в соответствии с п. 4.9.1.

8.2. В условиях равенства величин пластового и гидростатического давлений вызов притока из пласта производят с использованием пенных систем.

8.3. Если после замены скважинной жидкости на пену приток жидкости из пласта отсутствует, производят очистку призабойной зоны путем продавливания пены в пласт и повторного вызова притока через 2—3 ч ожидания.

8.4. При величине пластового давления ниже гидростатического вызов притока жидкости из пласта осуществляют снижением ее уровня или применением пенных систем на основе инертных газов совместно со снижением уровня жидкости в скважине. Для этого применяют однорядный, двухрядный или полуторарядный подъемник. Инертный газ подают в подъемник или в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ или между двумя рядами спущенных труб и по центральным трубам.

8.5. Перед освоением скважины на месторождениях, содержащих сероводород, необходимо иметь запас жидкости глушения, обработанной нейтрализатором сероводорода соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины без учета объема жидкости, находящейся в скважине, а также запас материалов и химических реагентов согласно плану работ на освоение скважины.

8.6. После ремонта нагнетательную скважину испытывают на приемистость. Для этого водовод и саму скважину промывают водой при максимально возможном расходе.

8.6.1. Если приемистость скважины отсутствует или меньше запланированной, работы проводят в соответствии с п. 4.9.1.

8.6.2. В случае отсутствия притока на месторождениях, содержащих сероводород, освоение скважины производят нагнетанием:

- 1) двух- и многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу;
- 2) инертных дымовых газов с объемной долей кислорода не более 2 %;
- 3) жидкости меньшей плотности, инертной к сероводороду и углекислому газу.

8.6.3. Использование воздуха по п. 8.6.2 запрещается.

9. Указание мер безопасности при ремонте скважин и охрана окружающей среды

9.1. Общие требования

9.1.1. К ремонту скважин допускаются лица, обученные согласно Положению о порядке обучения работников безопасным методам работы. Организационные, технические и технологические требования, выполнение которых является обязательным для обеспечения безопасного производства работ, изложены в Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности [13].

9.1.2. Руководящие работники, специалисты, служащие, рабочие, находящиеся на объектах, содержащих сероводород более 6 %, на период проведения ремонтных работ обязаны выполнять Устав о дисциплине работников предприятий и организаций, занятых освоением газовых и нефтяных месторождений с высоким содержанием сероводорода (Постановление Совета Министров от 30.09.87 № 1216).

9.1.3. Бригады по текущему и капитальному ремонтам скважин должны вести Журнал проверки состояния условий труда. В этом журнале ИТР и общественные инспекторы по технике безопасности записывают результаты плановых и внеочередных проверок

состояния техники безопасности, а также мероприятия по устранению выявленных нарушений.

9.1.4. Несчастные случаи, происшедшие на рабочем месте, расследуются в установленном порядке.

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

9.1.6. Перед проведением ремонтных работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время — очищена от снега и льда.

9.1.7. Площадки для установки передвижных подъемных агрегатов должны сооружаться с учетом состава грунта, типа агрегатов, характера выполняемой работы и располагаться с наветренной стороны с учетом розы ветров.

9.1.8. Рабочие места должны быть оснащены плакатами, знаками безопасности, предупредительными надписями в соответствии с типовыми перечнями, утвержденными министерством в установленном порядке.

9.1.9. Бригады по ремонту скважин должны быть обеспечены оборудованием в соответствии с Нормативами оснащения объектов нефтяной промышленности механизмами, приспособлениями и приборами/ повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации, утвержденными Миннефтепромом и Госгортехнадзором СССР.

9.1.10. Оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводоизготовителей, в которые вносят данные об их эксплуатации и ремонте. Запрещается эксплуатация оборудования при нагрузках и давлениях, превышающих допустимые по паспорту. Все применяемые грузоподъемные машины и механизмы должны иметь ясно обозначенные надписи об их предельной нагрузке и сроке очередной проверки.

9.1.11. Техническое состояние подъемных механизмов (лебедка, талевый блок, кронблок), грузоподъемных устройств и приспособлений (штропы, элеваторы, механизмы для свинчивания и развинчивания труб и штанг), а также канатов должно отвечать требованиям соответствующих ГОСТов, ТУ и нормам на изготовление.

9.1.12. Освещенность рабочих мест должна соответствовать Отраслевым нормам проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности ВСН 34—82.

9.1.13. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) по ГОСТ 12.1.005-76 (углеводороды предельные C_1-C_{10} в пересчете на C - 300 мг/м^3 , сероводород в смеси с углеводородами C_1-C_5 — 3 мг/м^3).

9.1.14. К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха сероводородом выше ПДК (в аварийных ситуациях) допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах и дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

9.1.15. Привлекаемый к работам на сероводородных объектах персонал сторонних организаций должен пройти обучение и проверку знаний в объеме, утвержденном главным инженером предприятия-заказчика.

9.1.16. На месторождениях, содержащих сероводород, запрещается выпуск сероводородсодержащего газа в атмосферу без сжигания или нейтрализации, а также слив жидкости, содержащей сероводород, в открытую систему канализации без ее

нейтрализации.

9.1.17. К работам на скважинах не допускаются рабочие и ИТР, не прошедшие в течение трех лет переподготовку в специализированных учебно-курсовых комбинатах по курсу «Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

9.2. Требования безопасности при переезде бригад

9.2.1. Перед переездом на скважину мастер обязан проверить трассу передвижения, определить опасные участки пути движения, принимать при необходимости меры по очистке снега или неровностей, назначать ответственного за передвижение по намеченной трассе. Все работы производить в строгом соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.020—80.

9.2.2. Перед переездом все выдвижные части агрегата должны быть установлены в транспортном положении и застопорены.

9.2.3. При буксировании грузов на санях и гусеничных прицепах и других транспортных средствах следует использовать жесткие сцепки длиной 2,5—4,0 м.

9.2.4. Нахождение людей на платформах агрегатов, площадках саней, а также на грузах, транспортируемых в вагоне, запрещается.

9.2.5. Уклон трассы при перевозке грузов должен быть плавным. Боковой уклон не должен превышать 10°.

9.2.6. Переезд передвижных агрегатов через замерзшие реки и другие водоемы разрешается только при наличии дорожных знаков, указывающих направление, допускаемые к переездам виды транспорта и скорости переезда при отсутствии тумана, поземки, снегопада.

9.2.7. Движение по снежной целине разрешается только по уточненной трассе и по направлению выставленных знаков (вех).

9.2.8. При движении агрегатов по дорогам (магистральям) следует руководствоваться требованиями Правил дорожного движения.

9.3. Требования безопасности при подготовительных работах

9.3.1. Перед разборкой устьевой арматуры фонтанной, газлифтной и глубинно-насосной скважин следует в трубном и затрубном пространствах постепенно снизить давление до атмосферного.

9.3.2. Перед ремонтом глубинно-насосной скважины головка балансира станка-качалки должна быть откинута назад или отведена в сторону. Откидывание и опускание головки балансира, а также снятие и установку канатной подвески необходимо производить специальными приспособлениями, исключающими необходимость подъема рабочего на балансир станка-качалки.

9.3.3. Перед ремонтом скважин, оборудованных центробежными электронасосами, следует обесточить кабель, проверить надежность крепления кабельного ролика и правильность его установки при пробном протягивании кабеля через ролик в обе стороны, кабельный ролик должен быть закреплен к ноге или поясу спускоподъемного сооружения с помощью специального хомута или цепью.

9.3.4. Перед глушением скважины нагнетательный трубопровод должен быть испытан при давлении, равном полутора кратному ожидаемому давлению. Находиться при этом вблизи трубопровода запрещается. В случае, если в процессе гидроиспытания наблюдается утечка, то работы по устранению ее могут быть выполнены только после

остановки работы насоса агрегата и снижения давления в трубопроводе до атмосферного.

9.3.5. Стеллажи и приемные мостки следует устанавливать горизонтально с уклоном не более 1:25.

9.3.6. Рубку стальных канатов следует производить при помощи специальных приспособлений.

9.4. Требования безопасности при монтаже и демонтаже мачт и агрегатов

9.4.1. Перед монтажом агрегата мастер обязан проверить состояние всего агрегата, уделив при этом особое внимание состоянию мачты, талевого системы, якоря, сигнализации, приспособлений для укладки и крепления оттяжных канатов, а также состоянию крепления кронблока с талевым канатом в транспортном положении и металлических ограждений.

9.4.2. При установке агрегата к скважине должно быть предусмотрено такое его положение, при котором будет обеспечено удобное управление им, а также наблюдение за работающим на устье скважины и движением талевого блока.

9.4.3. Агрегаты должны быть установлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью. Расстояние между агрегатами должно быть не менее 1 м.

9.4.4. Подъемные агрегаты (за исключением агрегата АКМ-28) должны быть укреплены оттяжками из стальных канатов так, чтобы они не пересекали дороги, линии электропередачи, находящиеся под напряжением, и переходные площадки.

9.4.5. Вышка (мачта) должна быть отцентрирована относительно оси скважины.

9.4.6. Нагнетательные линии от агрегатов должны быть оборудованы обратными клапанами, тарированными предохранительными устройствами заводского изготовления и манометрами. Отвод от предохранительного устройства на насосе должен быть закрыт кожухом и выведен под агрегат.

9.5. Требования безопасности при гидropескоструйной перфорации и глубокопроникающем гидравлическом разрыве пласта

9.5.1. При проведении гидropескоструйной перфорации (ГПП) и глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта (ГГРП), когда давление может оказаться выше допустимого для эксплуатационной колонны, работы можно производить только после установки пакера и гидроиспытания его на герметичность.

9.5.2. Обвязка блока манифольда с установками и арматурой устья скважины должна осуществляться при помощи специальных труб и шарнирных соединений высокого давления, предусмотренных в комплекте установок и блока манифольда.

9.5.3. Во избежание провисания нагнетательный трубопровод должен быть уложен на опоры. В местах поворота следует устанавливать шарнирные угольники.

9.5.4. Для замера и регистрации давления к устьевой арматуре должны быть присоединены показывающий и регистрирующий манометры, выведенные на безопасное расстояние.

9.5.5. Нагнетательные трубопроводы агрегатов до устья скважины перед началом работы должны быть испытаны при давлении, равном полуторакратному ожидаемому максимальному давлению, но не выше значения, указанного в паспорте. Запрещается при гидроиспытании трубопровода находиться вблизи него.

9.5.6. В зимнее время после временной остановки работ следует пробной прокачкой жидкости убедиться в отсутствии пробок в трубопроводе.

9.5.7. При проведении работ по гидроразрыву пласта необходимо тщательно следить за состоянием резиновых уплотнений быстроразъемных соединений труб высокого давления для своевременного предупреждения утечек углеводородной жидкости на землю.

9.5.8. При приготовлении жидкости гидроразрыва на углеводородной основе применяются меры предосторожности как и при работе с углеводородными жидкостями [13].

9.5.9. Установка по приготовлению жидкости на углеводородной основе является пожароопасным объектом и на ней должны быть предусмотрены следующие меры безопасности:

- 1) на территории и подъездных путях установить аншлаги пожароопасности;
- 2) оснастить установку первичными средствами пожаротушения — огнетушителями, ящиками с песком, стандартным инструментом;
- 3) электродвигатели, пусковые устройства и соединительные провода должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении;
- 4) вращающиеся и движущиеся устройства, которые могут оказаться под напряжением, должны быть заземлены к контуру заземления;
- 5) на территории установки должна быть предусмотрена грозозащита и оборудован пожарный стояк;
- 6) емкости смесительные и для хранения нефти и нефтепродуктов должны быть оборудованы вентиляционными клапанами или вертикальными вытяжными трубами с огнепреградителями;
- 7) устранение неполадок и очистку установки производить при полной остановке приводов и движущихся деталей;
- 8) при приготовлении и применении жидкости на углеводородной основе запрещается на расстоянии менее 25 м от устья скважины и емкостей пользование открытым огнем, пребывание техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах, пребывание посторонних людей;
- 9) транспортирование жидкостей на углеводородной основе производить автоцистернами, оборудованными для перевозки нефтепродуктов.

9.5.10. Жидкости гидроразрыва, как и углеводородное сырье, на котором они готовятся, по степени воздействия на организм человека относятся к IV классу опасности. При попадании жидкости на кожу и другие части тела ее следует удалить с помощью ветоши, а загрязненные участки промыть водой с мылом.

9.5.11. Сухие полимерные добавки, которые вводятся в жидкость гидроразрыва на углеводородной основе, не относятся к токсичным и пожароопасным веществам; при работе с ними не стоит допускать их попадания в глаза, на кожу рук, для чего рекомендуется пользоваться защитными очками, резиновыми перчатками, респиратором.

9.5.12. Требования безопасности при размещении, хранении, транспортировании исходных компонентов жидкости гидроразрыва изложены в действующих стандартах и технических условиях на применяемое оборудование и материалы.

9.6. Требования безопасности при спускоподъемных операциях

9.6.1. При использовании механизма для свинчивания и развинчивания труб и штанг устьевого фланца скважины должен быть расположен на высоте не более 0,5 м от пола рабочей площадки.

9.6.2. Запрещается применять какие-либо стержни, прикрепляемые к талевому блоку и к ходовой или неподвижной струне талевого каната с целью предотвращения его скручивания.

9.6.3. На устье скважины при ремонте которой возможны выбросы до начала ремонта, должно быть установлено противовыбросовое оборудование.

9.6.4. Штанговый, трубный и стопорный ключи механизма для свинчивания и развинчивания штанг и труб должны быть установлены на штанги или трубы и сниматься с них только после полной остановки механизма.

9.6.5. При отвинчивании полированного штока и соединении его со штангами устьевого сальника должен быть прикреплен к штанговому элеватору.

9.6.6. В случае заклинивания плунжера штангового глубинного насоса насосные штанги следует отвинчивать только безопасным круговым ключом.

9.6.7. Запрещается иметь на рабочей площадке во время спускоподъемных операций элеваторы, не соответствующие диаметру поднимаемых (спускаемых) труб.

9.6.8. Перед началом спуско-подъемных операций следует проверить исправность замка элеватора. Применение элеватора с неисправным замком запрещается.

9.6.9. Запрещается для свинчивания и развинчивания штанг механическими ключами применять клиновую подвеску.

9.6.10. Отвинченную трубу следует поднимать только после выхода из зацепления ниппеля из резьбы муфты.

9.6.11. При подъеме НКТ не допускаются резкий переход с одной скорости подъема на другую и превышение допустимых нагрузок для данного типоразмера труб.

9.6.12. При спуско-подъемных операциях лебедку подъемника следует включать и выключать только по сигналу оператора.

9.6.13. Запрещается при подъеме (спуске) труб и штанг оставлять талевый блок на весу при перерывах в работе независимо от их продолжительности.

9.6.14. Если в процессе подъема оборудования наблюдаются газовыделение, перелив жидкости, то подъем оборудования должен быть прекращен, устье герметизировано и проведено повторное глушение скважины.

9.6.15. Скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (ЭЦН, пакер, шаблон и др.) не должна превышать 0,25 м/с.

9.6.16. В процессе подъема НКТ и скважинного оборудования не допускается превышение нагрузки над массой поднимаемых НКТ и скважинного оборудования более чем на 20 %.

9.6.17. Не допускается нанесение ударов по муфте труб с целью ослабления резьбового соединения перед отвинчиванием труб.

9.6.18. При укладке труб на мостки свободный конец их должен быть установлен на скользящую подкладку (тележку, лоток и др.).

9.6.19. При подъеме НКТ с жидкостью необходимо пользоваться приспособлением для предотвращения разлива жидкости на рабочую площадку. Жидкость, вытекающую из поднятых труб, направляют в специальную емкость.

9.6.20. Выброс на мостки и подъем с них НКТ диаметром более 60 мм разрешается выполнять двухтрубками, если длина каждой двухтрубки не превышает 16 м, а вышка или мачта имеет высоту не менее 22 м и ворота вышек позволяют свободный проход труб.

9.6.21. Выброс на мостки и подъем с них штанг разрешается только по одной штанге.

9.6.22. При подъеме труб с мостков не допускается их раскачивание, удары о подъемное сооружение, станок-качалку и другое оборудование.

9.6.23. При свинчивании труб для предотвращения вращения колонны на муфте следует

установить контрключ.

9.6.24. Запрещается проведение спуско-подъемных операций при скорости ветра 11 м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана, если видимость составляет менее 50 м.

9.6.25. Во время подъема (спуска) НКТ обслуживающий персонал должен отойти на безопасное расстояние.

9.6.26. Работы по ликвидации нефтегазовых выбросов проводят в строгом соответствии с действующими правилами. Работы выполняются противифонтанной военизированной службой.

9.7. Требования безопасности при сложных и ловильных работах

9.7.1. Сложные и ловильные работы в скважине должны проводиться по утвержденному плану под непосредственным руководством инженера или мастера по сложным работам и при участии мастера капитального ремонта скважин.

9.7.2. Члены бригады перед ликвидацией аварии должны быть проинструктированы по безопасному ведению данной работы.

9.7.3. Перед производством сложных, ловильных и других работ, связанных с приложением повышенных нагрузок на подъемное оборудование, необходимо произвести осмотр его талевой системы и тормоза лебедки. Во время этих работ рабочие, за исключением работающего у пульта управления, должны быть удалены в безопасное место.

9.7.4. Запрещается без индикатора массы вести ремонтные работы, связанные с расхаживанием и натяжкой труб, независимо от глубины скважины. При расхаживании и подъеме труб следует вести наблюдение за показаниями индикатора массы. Нагрузка на крюке не должна превышать грузоподъемность установленного оборудования. В противном случае необходимо применять гидравлические домкраты.

9.7.5. Запрещается при использовании гидравлических домкратов производить одновременную натяжку труб при помощи домкрата и лебедки.

9.7.6. После проведения работ по ликвидации аварии проверяют состояние оборудования и вышки. Результаты проверки состояния вышки оформляются актом.

9.7.7. Запрещается производить работы по ремонту ловильного инструмента над устьем скважины.

9.8. Требования безопасности при химических и тепловых методах воздействия на призабойную зону пласта

9.8.1. На нагнетательном трубопроводе у устья скважины устанавливают обратный клапан и запорное устройство, а на устьевой арматуре — манометр.

9.8.2. Запорные устройства, обратные клапаны и расходомер должны быть только заводского изготовления и по техническим характеристикам соответствовать рабочим параметрам.

9.8.3. После обвязки передвижной насосной установки и устья скважины производят гидроиспытание нагнетательного трубопровода на полутора кратное давление от ожидаемого максимального. Результаты гидроиспытания оформляют актом.

9.8.4. Все емкости для кислоты и щелочи устанавливают на расстоянии не менее 50 м от устья скважины. Расстояние между емкостями должно быть не менее 1 м.

9.8.5. Соединение автоцистерны с емкостью должно осуществляться с помощью гибких

шлангов через сливной патрубок с задвижкой, установленной в нижней части цистерны.

9.8.6. Запрещается производить закачку кислоты в темное время суток и при скорости ветра более 12м/с.

9.8.7. Перед разборкой трубопровода давление в обвязке должно быть снижено до атмосферного.

9.8.8. При кислотной обработке работники бригады должны быть обеспечены защитными средствами, предусмотренными при работе с кислотой.

9.8.9. На паропроводе от ППУ должен быть установлен предохранительный клапан, отвод от которого следует вывести под пол установки.

9.8.10. Ремонтные работы в скважине, находившейся под тепловым воздействием, разрешаются только после остывания поверхности поднимаемого оборудования до температуры 45 °С и снижения давления в скважине до атмосферного.

9.9. Электробезопасность

9.9.1. На скважинах должны быть предусмотрены штепсельные розетки для подключения электрооборудования агрегатов при производстве ремонтных работ.

9.9.2. Передвижное распределительное устройство (РУ) устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины на ровном месте.

9.9.3. Измерения сопротивления изоляции какой-либо части электроустановки могут производиться только после полного снятия напряжения.

9.9.4. Перед началом работы с мегомметром необходимо убедиться в отсутствии *людей*, производящих работу на той части электроустановки, к которой присоединен мегомметр.

9.9.5. При дистанционном управлении электродвигателями в наружных установках обслуживающий персонал должен пользоваться диэлектрическими перчатками как основным защитным средством. В качестве дополнительного защитного средства в этих условиях должны применяться резиновые боты.

9.9.6. Измерение мегомметром и снятие остаточного заряда следует проводить в диэлектрических перчатках.

9.10. Противопожарная безопасность

9.10.1. При организации ремонтных работ следует строго придерживаться требований Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-0137085).

9.10.2. Члены бригады обязаны знать правила противопожарной безопасности, расположение противопожарного инвентаря, оборудование и номер телефона пожарной части.

9.10.3. Агрегаты, автотранспорт, тракторы должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями, а также средствами пожаротушения.

9.10.4. Не допускается замазучивание территории вокруг скважины. При подъеме труб из скважины не допускается разлив нефти.

9.10.5. Запрещается применение открытого огня для разогрева замерзших трубопроводов, оборудования и химпродуктов, используемых для ремонта скважин.

9.10.6. При возникновении пожара следует немедленно вызвать пожарную часть и одновременно приступить к ликвидации пожара имеющимися на скважине средствами пожаротушения.

9.10.7. Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах,

имеющих надпись «Место для курения».

9.11. Охрана окружающей среды

9.11.1. Все работы по ремонту скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории РФ.

9.11.2. Мероприятия по охране окружающей среды должны быть предусмотрены в утвержденных документах на ремонт скважин (заявка, план, смета) и дополнительных указаниях и требованиях, сформулированных в процессе работ.

9.11.3. Природоохранные мероприятия должны учитывать специфические особенности процесса ремонта скважин, время года, природно-климатические условия *района ведения работ*, народнохозяйственную ценность водных объектов, лесов, отведенных земель и должны быть согласованы в местных комитетах по охране окружающей среды.

9.11.4. Загрязнение окружающей среды буровыми сточными водами (БСВ) должно быть исключено в результате:

1) централизованного сбора БСВ в емкости или пожарный амбар со всех точек поступления;

2) очистки БСВ на передвижной установке для последующего использования в оборотном водоснабжении или очистки до нормативного уровня для сброса на рельеф местности.

9.11.5. Загрязнение объектов окружающей среды буровыми растворами должно быть исключено за счет:

1) применения реагентов и рецептур буровых растворов, относящихся к малоопасным веществам — IV классу токсичности и опасности по ГОСТ 12.1.007—76;

2) исключения применения нефти для обработки буровых растворов или приготовления специальных жидкостей;

3) уменьшение объема нарабатываемого бурового раствора путем использования специальных химических реагентов и рецептур, а также совершенствования очистки буровых растворов на передвижных установках;

4) замены земляных амбаров на циркуляционные системы;

5) разделения отработанных буровых растворов (ОБР) на центрифуге на жидкую и твердую фазы. Жидкая фаза очищается совместно с БСВ, а твердая — захороняется шламом. При использовании буровых растворов, содержащих компоненты III класса опасности, в случае отсутствия центрифуги необходимо производить их обезвреживание для последующего захоронения;

6) использования отработанных буровых растворов для приготовления рабочих буровых растворов, необходимых при ремонте других скважин;

7) транспортирования буровых растворов в закрытых емкостях или по трубопроводу.

9.11.6. Все завозимые на скважину химические реагенты и материалы должны быть упакованы в специальную тару или контейнеры и храниться в закрытом помещении, предохраняющем от попадания в них осадков и размыва их на территории буровой. Для приготовления буровых растворов и специальных жидкостей необходимо максимально использовать средства механизации.

9.11.7. Защита окружающей среды от загрязнения буровым шламом (БШ) в зависимости от уровня его опасности осуществляется следующим образом:

1) при IV классе опасности шлам может быть захоронен в траншеях амбарного типа или вывезен на полигон для захоронения;

2) при III классе опасности необходимо предусмотреть сбор, обезвреживание и по согласованию с местными природоохранными органами захоронение в траншеях или вывоз на полигон для захоронения;

3) при ремонтных работах в природоохранных зонах необходимо применять безамбарный способ бурения. В этом случае должен быть предусмотрен сбор шлама в накопительные контейнеры и вывоз на полигон для захоронения.

9.11.8. Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха необходимо использование специальных реагентов-нейтрализаторов, а также буровых растворов с высокой нейтрализующей способностью при вскрытии продуктивных пластов, содержащих сероводород.

9.11.9. Сероводородсодержащая пластовая вода, используемая для глушения скважин и других технологических нужд, перед ее сбором в накопительные емкости должна быть нейтрализована.

9.11.10. Запрещается использовать пластовую воду без нейтрализации в ней сероводорода.

9.11.11. Химические реагенты для нейтрализации сероводорода и других вредных веществ, содержащихся в пластовой воде, должны отвечать следующим требованиям:

- 1) предлагаемый реагент должен полностью нейтрализовывать сероводород;
- 2) реакция реагента-нейтрализатора с сероводородом в пластовой воде должна протекать сразу после их взаимодействия и носить необратимый характер;
- 3) водные растворы реагента-нейтрализатора сероводорода должны сохранять свои свойства не менее 15 дней после их приготовления;
- 4) реагент-нейтрализатор сероводорода не должен снижать плотность обрабатываемой воды;
- 5) после нейтрализации сероводорода в пластовой воде последняя должна быть нетоксичной и пригодной для глушения, промывки и долива скважин;
- 6) реагент-нейтрализатор сероводорода должен быть пригодным для применения в климатических условиях любого нефтяного района страны;
- 7) реагент-нейтрализатор сероводорода должен транспортироваться любым видом транспорта в деревянных, железных, фанерных бочках, полиэтиленовых и других влагонепроницаемых мешках.

9.11.12. Реагенты-нейтрализаторы сероводорода должны быть обезврежены и захоронены на специальных полигонах по согласованию с местными природоохранными органами.

9.11.13. Для предупреждения возможного загрязнения окружающей среды флюидами ликвидированных или законсервированных скважин необходимо выполнять природоохранные мероприятия в соответствии с РД 08-71—94 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов.

9.11.14. С целью предотвращения фильтрации загрязненных БСВ или жидкой фазы ОБР и БШ в подпочвенные воды все поверхности сточных сетей и амбаров необходимо гидроизолировать пленкообразующими или закупоривающими составами и материалами.

9.11.15. При ремонте скважин в пойменных зонах естественных водоемов администрацией предприятия совместно с организациями санитарного надзора и бассейновой инспекции должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие предотвращение загрязнения грунтовых и паводковых вод вредными веществами и производственными отходами.

9.11.16. Запрещается выпускать в атмосферу газ, содержащий вредные вещества, без сжигания или нейтрализации.

9.11.17. Способы сжигания и нейтрализации должны обеспечить концентрацию вредных веществ на границе санитарно-защитной зоны в пределах установленных значений ПДК при максимально ожидаемых объемах сжигаемого газа с учетом фоновое загрязнения атмосферы и влияния соседних источников технологических выбросов.

9.11.18. При аварийных разливах промышленные стоки, содержащие вредные вещества, следует немедленно собрать в приемники и на месте нейтрализовать.

9.11.19. Отложения и грязь, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций, должны захороняться в местах, отведенных по согласованию с местными органами пожарного и санитарного надзора.

9.11.20. По окончании ремонта скважин необходимо:

1) вывезти оставшиеся буровые растворы для повторного их использования или регенерации;

2) утилизировать, нейтрализовать и захоронить отходы бурения;

3) очистить загрязненные нефтью и химреагентами участки вокруг скважины, засыпать шламовые и другие амбары.

9.11.21. Захоронение шлама в шламонакопителе по завершении капитального ремонта скважины или же по окончании вскрытия отдельных горизонтов производится в соответствии с решением главного инженера предприятия по согласованию с органами санитарного надзора и бассейновой инспекции. Вывоз шлама должен осуществляться спецтранспортом с металлической емкостью или контейнером.

9.11.22. Бытовой и производственный мусор, как в процессе ремонта скважин, так и после его завершения, следует собирать и вывозить в места свалки, согласованные с землепользователем, а также частично сжигать и захоронять в шламовых амбарах при ликвидации последних.

9.11.23. При капитальном ремонте скважин с применением бурового оборудования помимо требований настоящего РД надлежит руководствоваться также требованиями соответствующих разделов РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше — М., Роснефть, НПО «Буровая техника», 1994.

9.11.24. При текущем и капитальном ремонтах скважин анализ воздуха рабочей зоны экспресс-методом с помощью газоанализаторов УГ-2, ГУ-4, АМ-5 и аналогичных им приборов производится мастером бригады или бурильщиком (оператором).

9.11.25. Для проведения анализа воздуха рабочей зоны экспресс-методом мастер бригады и бурильщик (оператор) должны пройти дополнительное обучение на рабочем месте и иметь право на проведение анализа воздуха рабочей зоны.

9.11.26. В процесс ремонта скважин каждая смена должна начинать работу с анализа экспресс-методом воздуха, взятого у открытого устья. Результаты анализа регистрируются в специальном журнале.

9.11.27. В случае газопроявлений в процессе ремонта (за счет колебаний уровня закачиваемой жидкости и др.) всякая работа на скважине должна быть прекращена. При этом экспресс-методом проводится анализ воздуха рабочей зоны на присутствие сероводорода, сернистого газа, углеводородов, окиси углерода. Если загазованность рабочей зоны превышает ПДК, то необходимо загерметизировать устье скважины и принять срочные меры по ликвидации газопроявлений. При данной ситуации члены бригады должны пользоваться СИЗОД.

9.11.28. Освоение скважины после ремонта (откачка закачанной жидкости с целью вызова притока из пласта) производится после полной сборки устьевого арматуры.

При проведении ремонтных работ в скважинах следует также руководствоваться Инструкцией по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ — М., Миннефтепром, 1982; Отраслевой инструкцией по безопасности труда при эксплуатации и ремонте скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов (ИБТВ 1-119-86) — Баку, ВНИИТБ, 1986;

Отраслевой инструкцией по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин (ИБТВ 1-119—85) — Баку, ВНИИТБ, 1986; Отраслевой инструкцией по безопасности Труда при работах по очистке насосно-компрессорных труб и трубопроводов от отложений парафина (ИБТВ 1-109-85) — Баку, ВНИИТБ, 1985;

Отраслевой инструкцией по безопасности труда при тросово-канатных работах с применением установок для исследования скважин и гидравлических лебедок (ИБТВ 1-093-82) — Баку, ВНИИТБ, 1982; Отраслевой инструкцией по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа (ИБТВ 1-103-84) — Баку, ВНИИТБ, 1984; Отраслевой инструкцией по безопасности труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями (конденсат, сжиженный газ и др.) и закачке их в пласт (ИБТВ 007-77) — М., Миннефтепром, 1979;

Инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ (РД 39-133-94) — М., 1994; Методическими указаниями по определению интенсивности опасных химических факторов в новых технологических процессах по увеличению нефтеотдачи пластов (РД 39-22-1146-84) — Уфа, Вост-НИИТБ, 1984 и другими соответствующими нормативно-техническими руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.