

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



**ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ВЕДЕНИЯ
РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ
РД-39-0147009-23-87**

1987 г.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ВЕДЕНИЯ
РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

РД 39 - 0147009-23-87

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским и проектным институтом по
креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКрнефть) совместно
с институтами ВНИИ, ВНИОЭНГ, ВНИИнефтепромгеофизики, Башнианефть,
СевКавнианефть, ВНИИТЬ, ВостНИИТЬ, Азанинефть и ВНИИТнефть

Директор ВНИИКрнефти



А. И. Булатов

Ответственные исполнители:

Зав. лабораторией ВНИИКрнефти

Э. М. Тосунов

Зав. сектором ВНИИКрнефти

Р. Р. Алишанян

СОГЛАСОВАНО

Постановлением секретариата

ЦК профсоюза рабочих нефтяной

и газовой промышленности

Протокол № 5 от 25.05.87г.

А Н Н О Т А Ц И Я

Руководящий документ составлен в соответствии с отраслевой комплексной программой "КАЧЕСТВО" на 1986-1990 гг., п. I. I. 7., утвержденной первым заместителем Министра от 30.04.86г.

В процессе работы над окончательной редакцией "Единых правил ведения ремонтных работ в скважинах" комиссией, состоящей из представителей ведущих научно-исследовательских институтов отрасли, было учтено большое количество замечаний и предложений, поступивших на проект указанных "Правил" от 32 производственных объединений, научно-исследовательских институтов отрасли и Госгортехнадзора СССР.

"Правила" состоят из 8 разделов, в том числе: Общие положения, исследования скважин, подготовительные работы, капитальный и текущий ремонт скважин, ремонт скважин с помощью тросоканатного метода, освоение скважин после ремонта и указания мер безопасности и охрана окружающей среды.

В приложениях приведены:

1. Классификатор ремонтных работ.
2. Планирование, организация и финансирование ремонта скважин.
3. Типовые правила технического оснащения бригад и цехов текущего и капитального ремонта скважин.

Составители РД:

От института ВНИИРнефть-С.А.Рябоконе, Э.М.Тосунов, Р.Р.Алишанян

От Миннефтепрома-Ю.М.Матвеев, В.А.Михайлов

От института ВНИИ-И.А.Сидоров, Ю.А.Поддубный, Р.В.Мустафин

От института Башнипинефть-В.Г.Уметбаев

От института СевКавнипинефть-В.С.Сиятский

От института ВНИИнефтепромгеофизики-Б.М.Рябов

От института ВНИИНефть-В.И. Григорьев
От института ВНИИГБ-Ч.Б. Везиров, Р.Л. Гальперин
От института ВостНИИГБ-М.А. Расторгуев
От института АзНИПнефть-Г.М. Гаджиев, Ш.С. Мовламов
От института ВНИИСЭНГ-К.С. Каменецкий, Э.Т. Длгушев, А.Н. Юсупова
От ПО "Татнефть" -Б.А. Лерман

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

РД 39-0147009 - 23 - 87

Вводится впервые

Срок введения установлен с 01.01.88

Срок действия до 01.01.91

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие правила регламентируют основные требования по выполнению ремонтных работ в скважинах и обязательны для всех нефтегазодобывающих, научно-исследовательских и проектных организаций отрасли.

1.2. При проведении ремонтных работ должны соблюдаться указания мер безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с главой 8 настоящих "Правил".

1.3. При ремонте скважин, содержащих сероводород и другие токсичные компоненты, должны соблюдаться дополнительные требования, регламентированные специальными документами [11, 12].

1.4. Ремонтные работы в скважинах могут проводиться только при наличии утвержденных документов (заявка, план и др.). Исключением составляют аварийные ситуации, требующие немедленного принятия решения. В этих случаях руководители организаций самостоятельно принимают меры по ликвидации аварийной ситуации с последующим оповещением вышестоящей организации.

1.5. Ремонтные работы, в зависимости от назначения, подразделяют на капитальный, включающий в том числе работы по повышению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, и текущий ремонт (см. приложение 1) [1].

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

1.6.1. Промышленно-геофизические исследования в скважинах с целью информационного обеспечения проводят до ремонта (в работающей скважине), в период ремонтных работ и после их завершения [2].

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

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

1.8. Ремонт газлифтных скважин, оборудованных газлифтными клапанами, заключается в их замене. 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.

1.9. 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.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

2.1. Гидродинамические исследования

2.1.1. Работы по КРС должны начинаться с гидродинамических исследований в скважинах. Виды технологических операций приведены в табл. I [3].

Виды технологических операций Таблица I

Технологические методы исследования	Данные, приводимые в плане на ремонт скважин
1. Гидроиспытание колонны	Глубина установки моста (пакера), отключающего интервал перфорации (нарушения), тип и параметры жидкости для гидройспытания, величина устьевого давления.
2. 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.
3. Величина снижения и динамика восстановления уровня жидкости	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения), способ и глубина снижения уровня в скважине, способ и периодичность регистрации положения уровня жидкости в скважине
4. Определение пропускной способности нарушения или специальных отверстий в колонне	Режим продавливания жидкости через нарушение колонны и величина устьевого давления на каждом режиме, тип и параметры продавливаемой жидкости
5. Прокачивание индикатора (красителя)	Тип и химический состав индикатора, концентрация и объем раствора индикатора

2.1.2. Выявление обводнившихся интервалов (пропластков) производят гидродинамическими методами в комплексе с геофизическими исследованиями при селективном испытании этих интервалов на при-

ток с использованием двух пакеров (сверху и снизу).

2.2. Геофизические исследования

2.2.1. Комплекс геофизических исследований в зависимости от категорий 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 [4] и его приложениях.

2.2.2. Порядок приема и выполнения заявок должен соответствовать требованиям РД [2].

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.

2.2.4. Заключения об интервалах негерметичности обсадной колонны, глубине установки оборудования, НКГ, положении забоя, динамического и статического уровней, интервале прихвата труб и привязке измеряемых параметров к разрезу, оценке 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 заключениях геофизического предприятия приводятся результаты ранее проведенных исследований (в том числе и не связанных с КРС), а в случае их противоречия с данными предыдущих исследований, ука-

зывают причины.

2.2.5. Геофизические исследования в интервале объекта разра-
ботки.

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

2.2.5.2. Основная цель исследований состоит в определении ис-
точников обводнения продукции скважин.

2.2.5.3. При выявлении источников обводнения продукции в дей-
ствующих скважинах комплекс исследований должен включать измере-
ния высокочувствительным термометром, гидродинамическим и термо-
кондуктивным расходомерами, влагомером, плотномером, резистив-
метром, импульсным генератором нейтронов. Состав обязательного
комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продук-
ции. Привязку измеряемых параметров по глубине осуществляют с по-
мощью локатора муфт и Гк.

2.2.5.4. Для выделения обводнившегося пласта (пропластка) из
ряда других, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощ-
ности коллектора при минерализации воды в продукции 100 г/л и бо-
лее в качестве дополнительных работ проводят исследования импульс-
ными нейтронными методами (ИНМ) как в работающих, так и в остановлен-
ных скважинах. В случаях обводнения неминерализованной водой эти же
задачи решаются ИНМ по измерениям до и после задавки в скважину
минерализованной воды с концентрацией соли более 100 г/л.

Эти измерения комплексируют с исследованиями высокочувстви-
тельным термометром для определения интервалов поглощения закачан-
ной воды и выделения интервалов заколонной циркуляции.

2.2.5.5. Измерения ИНМ входят в основной комплекс при исследо-
вании 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 прискажинной 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, отличных 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 мощности 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 объективными являются исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие (принимające) интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства.

2.2.6. Контроль технического состояния добывающих скважин.

2.2.6.1. Если объектом исследований 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 (воздуха) в интервале, не перекрытом НКТ, обязательный комплекс включает измерения рахомером, термометром 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 ГИР при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, кондуктором, креплении слабцементированных пород в призабойной зоне пласта осуществляют акустически или гамма-гамма-цементомером по методике сравнительных измерений до и после проведения изоляционных работ.

2.2.6.5. Для контроля глубины спуска в скважину оборудования (НКТ, гидрперфоратора, различных пакерующих устройств), интервала и толщины отложения парафина, положения статического и динамического уровней жидкости 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 отклонения 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 скважин, 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 докатор муфт, акустический телевизор САТ, индукционный дефектоскоп ДСИ, аппаратуру контроля перфорации АКП, микроаверномер.

В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и жидкости ее насыщающей, дополнительно проводят исследования ИНМ до и после ремонта скважины с целью оценки эффективности проведенных работ.

2.2.9. Оценку результатов ремонтных 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 ликвидация обводненности добываемой продукции, увеличение дебита скважины;
- 2) при исправлении негерметичности колонны - результаты ис-

пытания ее на герметичность гидрокисланием 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 устанавливает 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 термометрией. 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 полномерную свинцовую конусную печать диаметром на 6–7 мм меньше внутреннего диаметра колонны.

2.3.1.1. Если печать остановится не доходя 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 спускают на НКТ плоскую свинцовую печать.

2.3.3. При проведении работ по 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.

3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

3.1. Глушение скважин

3.1.1. Требования, предъявляемые к жидкости для глушения скважин.

3.1.1.1. Плотность определяют из расчета создания столбом жидкости для глушения давления, превышающего пластовое в соответствии с требованиями РД [5].

3.1.1.2. Не допускается отклонение величины плотности жидкости для глушения от установленных проектом величин более чем на $\pm 20 \text{ кг/м}^3$.

3.1.1.3. Жидкость для глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

3.1.1.4. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы при любом значении рН пластовой воды.

3.1.1.5. Жидкость для глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость кор-

розии стали не должна превышать 0,1 мм/год [7, 10].

3.1.1.6. Жидкость должна быть термостабильной при высоких температурах и не кристаллизоваться на поверхности в зимних условиях.

3.1.1.7. Жидкость глушения должна быть негорючей, взрыво-пожаробезопасной, нетоксичной.

3.1.1.8. Жидкость должна быть технологична в приготовлении и использовании.

3.1.1.9. Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться.

3.1.2. Подготовительные работы.

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

3.1.2.2. Определяют величину текущего пластового давления.

3.1.2.3. Производят расчет необходимой плотности жидкости глушения, определяют потребное количество жидкости глушения и материалов для ее приготовления.

3.1.2.4. Готовят требуемый объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса.

3.1.2.5. Останавливают скважину, производят разрядку скважины, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

3.1.2.6. Расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидротисплатание нагнетательной линии при давлении, превышающем ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

3.1.3. Проведение процесса глушения.

3.1.3.1. Заменяют скважинную жидкость на жидкость для глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной за-

мене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.

3.1.3.2. Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят при условии выхода циркуляции жидкости глушения и обеспечения необходимого противодействия на пласт.

3.1.3.3. Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов: после остановки скважинного насоса и сбоя циркуляционного клапана. При низкой приемистости скважину оставляют в покое на период вытеснения скважинной жидкости жидкостью глушения и производят последующий цикл глушения.

3.1.3.4. После выравнивания давления контролируют наличие перелива жидкости из скважины. При необходимости производят дополнительный цикл глушения.

3.1.3.5. В случае глушения скважин с высоким газовым фактором, 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 нефте- водо- кислоторастворимые наполнители-кольматанты с последующим восстановлением проницаемости ПЗП.

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.

3.3. 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. Подготавливают рабочую зону для установки передвижного агрегата.

3.3.3. Производят монтаж передвижного агрегата.

3.3.4. Расставляют оборудование.

3.3.5. 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 службам трубного хозяйства (УПТО и КО, трубные базы и др.).

3.4.1.2. Компоновку колонны бурильных труб осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 631-75, с замками-ГОСТ 5286-75 в зависимости от диаметров обсадных колонн. Их соотношения приведены в табл.2.

Таблица 2

Соотношение диаметров колонн	
Диаметр колонны, мм	
обсадной	бурильной
114	60
127	60
140	73
146	73
168	89
178	89
	102

Диаметр колонны, мм	
обсадной	бурильной
194	102 114
219	114 127 140
245	114 127 140
273	127 140
299 и более	140

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

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

3.4.1.5. При проведении ремонтных работ, кроме работ с кислотами и щелочами, допускается использование алюминиевых труб (ТУ 14-3-1229-83).

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.

При шаблонировании труб в случае задержки шаблона трубу следует забраковать.

3.4.1.9. Длину труб измеряют стальной рулеткой.

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

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

3.4.1.12. 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, оправочных долот или грушеобразных фрезеров.

4.1.2. Диаметр первого спускаемого оправочного инструмента должен быть меньше диаметра обсадной колонны на участке смятия на 5 мм. Диаметр последующего оправочного 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 на угол не более чем 30° . Осевую нагрузку при этом выбирают в зависимости от диаметров обсадных и буровых труб (из табл.3).

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. 3. Не допускается применение фрезеров с твердосплавными наплавками на его боковой поверхности.

Таблица 3

Внуор 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

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. производят методом тампонирувания под давлением без установки пакера через общий фильтр или с установкой съемного или разбуриваемого пакера через фильтр отключаемого пласта:

- 1) производят глушение скважины;
- 2) спускают НКТ с "пером" или пакером (съемным или разбуриваемым);
- 3) при отключении верхних и 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 взрыв-пакер;

4) производят гидротестирование НКТ или НКТ с пакером;

5) определяют приемистость вскрытого интервала пласта. Если она окажется менее $0,6 \text{ м}^3/\text{ч МПа}$, проводят работы по увеличению приемистости исследуемого интервала (например, обработку соляной кислотой);

6) выбирают тип и объем тампонажного раствора;

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

4.2.2. Исправление негерметичности цементного кольца.

4.2.2.1. Производят глушение скважины.

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 пластов поглощенной жидкости.

4.2.2.6. Выбирают из дела скважины сведения по изолируемому интервалу:

- 1) величину кривизны и кавернзности ствола скважины;
- 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 [3] .

4.2.2.9. За 3-5 суток 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 ТП.

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 I 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 тампонирующее проводят через эксплуатационный фильтр, то его перекрывают песчаной пробкой из расчета оставления непокрытой верхней части фильтра в 1 м.

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 изолируемого объекта:

1) при приемистости $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ МПа и более - на 20 м выше спецотверстий;

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

4.2.2.17. Производят гидротестирование колонны НКТ и пакера.

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

1) при приемистости скважины до $2,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ МПа применяют цементный раствор или его комбинацию с полимерными составами;

2) при приемистости более $2,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ 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 ГИР 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 планирует проводить через специальные перфорационные отверстия, эти отверстия простреливают или в зоне НКТ 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. Нарастивание цементного кольца за обсадной колонной

4.2.3.1. Перед проведением процесса устанавливают из дела скважины:

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

2) наличие и интенсивность поглощения в процессе бурения скважины;

3) тип буферной жидкости и другие необходимые данные.

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

4.2.3.3. Производят глушение скважины.

4.2.3.4. Поднимают и производят ревизию НКТ.

4.2.3.5. Шаблонируют 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.

4.2.3.7. Проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований.

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.

4.1.3.10. 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 обсадную колонну 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.

4.2.3.13. Качество работ оценивают по результатам гидроиспытания обсадной колонны, определения высоты подъема тампонажного раствора за обсадной колонной, а также по результатам наблюдений за изменением величины межколонного давления при опорожнении обсадной колонны воздухом.

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

4.3. Устранение негерметичности обсадной колонны

4.3.1. Тампонируванием.

4.3.1.1. Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыкочные устройства, муфты ступенчатого цемнтирования) [3].

4.3.1.2. Останавливают и глушат скважину. Проводят исследование 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 тампонируванием под давлением.

4.3.1.6. Ликвидацию негерметичности резьбовых соединений обсадных колонн, кроме работ по п.4.3.1.5, осуществляют методом двинчивания обсадных колонн с устья скважины.

4.3.1.7. В случае достоверной ликвидации негерметичного резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

4.3.1.8. Технологии тампонирования негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят в соответствии с РД [3].

4.3.1.9. В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие в предельном состоянии газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

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

4.3.1.11. Тампонирование под давлением с оставлением тампонажного моста производят в соответствии с РД [3].

4.3.1.12. В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидростатическом испытании, балласт НКТ устанавливают на 5-10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала в этих случаях используют гелеобразующие составы.

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

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

4.3.1.15. В случае, если величина межколонного давления больше 4,0 МПа, в качестве тампонирующего материала допускается использование отверждающихся составов.

4.3.1.16. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

4.3.1.17. Ликвидацию каналов негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования производят в

соответствии с РД [3].

4.3.1.18. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

1) замена дефектной части колонны или перекрытие её 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.

4.3.1.19. При наличии в обсадной колонне нескольких дефектов тампонируют каждый дефект производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м.

4.3.1.20. При приемистости дефекта колонны более $3 \text{ м}^3/\text{ч.МПа}$ предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.

4.3.1.21. При приемистости $0,5 \text{ м}^3/\text{ч.МПа}$ в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы в соответствии с РД 3 .

4.3.1.22. При тампонировании под давлением удаление излишнего объема тампонажного раствора из зоны дефекта не производят.

4.3.1.23. При проведении работ по п.4.3.1 на период ОЗЦ скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60% от достигнутого при продавливании тампонажного раствора.

4.3.1.24. Определяют местоположение цементного моста и разбуривают его из условия оставления его над дефектом толщиной не менее 3 м.

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

- 1) замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;
- 2) метод тампонирувания не обеспечивает заданной герметичности обсадной колонны;
- 3) обсадная колонна имеет несколько дефектов и устранение этих дефектов технически невозможно или экономически нецелесообразно;
- 4) по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны.

4.3.1.26. Оценка качества работы:

- 1) при оценке качества изоляционных работ руководствуются действующим РД. При испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать;
- 2) качество ГИР 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. Установкой стальных пластин.

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

4.3.2.2. Устанавливают цементный мост в обсадной колонне на 50–100 м выше интервала перфорации.

4.3.2.3. Доставляют на скважину комплект НКТ или бурильных труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилий, создаваемых массой колонны труб, опускаемых до ремонтируемого интервала.

4.3.2.4. Производят шаблонирование НКТ или бурильных труб. Диаметр шаблона должен быть на 3 мм меньше проходного сечения шаблоняемых труб.

4.3.2.5. Производят гидротестирование труб при избыточном давлении не менее 15 МПа.

4.3.2.6. Определяют глубину, интервал и характер нарушения обсадной колонны с использованием геофизических методов:

- 1) при поинтервальном гидротестировании с применением пакера;
- 2) боковой гидравлической печатью типа ПП-2.

4.3.2.7. Очищают внутреннюю поверхность обсадных труб в интервале нарушения от загрязнений с использованием механического скребка типа СГМ-1.

4.3.2.8. Производят шаблонирование обсадной колонны.

1) Для шаблонирования обсадной колонны диаметром 146 мм используют шаблон диаметром 121 мм, длиной 400 мм.

2) Для шаблонирования обсадной колонны диаметром 168 мм используют шаблон диаметром 140 мм, длиной 400 мм.

4.3.2.9. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале нарушения с помощью измерителя периметра типа ИП-1. Измеритель периметра может быть спущен в скважину на трубах или кабеле.

4.3.2.10. Если в процессе обследования обсадной колонны установлено несколько нарушений, в каждом из них работы проводят в соответствии с пп. 4.3.2.6.—4.3.2.18.

4.3.2.11. Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластиря, дорна, продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

4.3.2.12. Дорны для ремонта эксплуатационных колонн должны соответствовать требованиям ОСТ 39-048-77 [6].

4.3.2.13. Транспортировку дорна производят в собранном виде вместе с продольно-гофрированной трубой. Запрещается дорны и пластири при разгрузке сбрасывать с автомашины.

4.3.2.14. Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости из инструмента при спускоподъемных операциях.

4.3.2.15. Конструкция дорна должна обеспечивать его проходимость по стволу скважины.

4.3.2.16. Длина продольно-гофрированной трубы выбирается исходя из длины нарушения участка обсадной колонны. При необходимости допускается сварка нескольких секций продольно-гофрированных труб для обеспечения перекрытия нарушения. Работы по сварке гофрированных труб производят на устье скважины с использованием специального оборудования и технологии.

4.3.2.17. Наружный периметр продольно-гофрированной заготовки выбирают исходя из результатов замера внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки её в интервале ремонта.

4.3.2.18. Техника и технология ремонта обсадных труб стальными пластырями:

1) на устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;

2) спускают на НКТ или буровых трубах дорн с продольно-гофрированной трубой 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) осуществляют пригласивание пластыря с помощью расширителя (при избыточном давлении, равном 12 МПа) не менее 5-6 раз;

5) поднимают колонну труб с дорном; осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

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

4.3. 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 ПИ 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) Пенцементы.

4.4.1.2. Крепление призабойной зоны с использованием вязких 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 типа А-50 или Азинмаш-43, цементировочный агрегат типа ЦА ЗСОМ.

4.4.3.6. Останавливают и глушат скважину.

4.4.3.7. Спускают НКГ до забоя и промывают ствол скважины.

4.4.3.8. Если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, в колонную 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.

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

4.4.3.11. ТП 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 на ликвидацию 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 на ликвидацию аварии с учетом возможности возникновения проявлений и открытых фонтанов согласуют с воензированной службой по предупреждению открытых газовых и нефтяных фонтанов и утверждают главным инженером НГДУ.

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 комплект ловильного инструмента, печатей, спецдолот, фрезеров и т.п.

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

4.5.2. Технология проведения аварийных работ

4.5.2.1. Процессу освобождения прихваченных НКТ расхаживанием предъявляют следующие требования.

Расхаживание колонны труб производят при растяжении на длину не более 0,3 – 0,5 м за один прием, при этом трубы оставляют под натяжкой. Продолжительность натяжки зависит от конструкции и диаметра спущенных труб и глубины скважин, характера и места прихвата. Если после 2–3 натяжек (величину натяжек контролируют по индикатору массы) удается поднять трубы по 0,3 – 0,5 м, то это свидетельствует о возможности освобождения прихваченных труб при расхаживании. В противном случае расхаживание прекращают. Дальнейшие работы по освобождению НКТ производят по специальному плану.

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, волнутость 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 опускают и офрезеровывают зацементированные трубы при помощи трубного или кольцевого фрезера. Длина фрезера с направлением должна быть не менее 10 м. Офрезерование и отворот труб производят с таким расчетом, чтобы конец оставшейся в скважине трубы был офрезерован. Офрезерование 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, колскалы, метчики, овершоты, магнитные фрезеры, фрезеры-пауки. Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно офрезеровывают. В случае, если предмет не удастся извлечь из скважины, его офрезеровывают или дробят на мелкие куски, захватыва-

ют ловильными инструментами и поднимают из скважины.

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

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

4.6. Перевод на другие горизонты и приобщение пластов

4.6.1. Переход 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 пластов и 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 (50 - 100 м и более) от нижнего, устанавливает цементный мост над нижним горизонтом. При этом может использоваться предварительная установка разбуриваемого

пакера или цементный раствор с наполнителями.

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 негерметичном цементном кольце, так и в случае герметичности 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 (до 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 $2 \text{ м}^3/\text{ч.МПа}$ и цементный раствор и его моди-

фикации - при приемистости более $2 \text{ м}^3/\text{ч.МПа}$.

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

1) Для отключения верхних пластов - методы тампонирования под давлением, установки металлических пластырей и сочетание этих методов.

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

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) 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.

4.6.4. Ремонтные работы по приобщению пластов заключаются во вскрытии перфорацией продуктивных пластов, расположенных выше или ниже по отношению к эксплуатируемому пласту.

4.6.4.1. До приобщения пластов, в случае необходимости, проводят РИР по технологии исправления негерметичности цементного кольца.

4.7. Перевод скважин на использование по другому назначению

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

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

4.7.3. Работы по переводу скважины по другому назначению производят по плану, составленному цехом КРС, УПП и КРС, утвержденному НГДУ.

План работ по переводу скважины составляют на основании "Заказа на производство капитального ремонта скважин", оформленного цехом по добыче нефти и газа и утвержденного НГДУ.

4.7.4. В план работ по переводу скважины 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 эксплуатационной 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 оценка характе-

ра 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 ПЗИ в соответствии с работами по разделу 4.9.

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

4.7.5.3. Выбор скважинного оборудования (ШГН, ЭЦН) производят в зависимости от продуктивности пласта.

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

4.7.6. В случае освоения 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. З а р е з к а н о в ы х с т в о л о в

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 принимают равным на 10 - 12 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.

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

$$D_{ш} = D_0 \mp 10 \dots 12 \text{ мм};$$

$$L_{ш} = 0 + 300 \dots 400 \text{ мм},$$

где D_0 - наибольший диаметр отклонителя;

L - длина отклонителя.

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 отклоне-

нием 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. Тип 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 2,0 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.

Дальнейшее бурение производят в соответствии с решением,

принятым для данного геологического разреза.

4.9. Обработка призабойной зоны пласта

4.9.1. Общие положения

4.9.1.1. 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.

1) 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, проводимых в соответствии с РД [2] .

2) ОПЗ проводят только в технически исправных скважинах, при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями по разделу 2.

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

4) Однократное и многократное воздействие на ПЗП производят в следующих случаях.

- В однородных пластах, не разделенных перемычками, толщиной до 10 м при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) выше 0,5 производят однократное воздействие.

- В случаях, когда отбором (нагнетанием) охвачены не все пропластки и при коэффициенте охвата менее 0,5, осуществляют

многократное (поинтервальное) воздействие с использованием временно блокирующих (изолирующих) материалов или оборудования.

5) 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 проведение работ по ОПЗ (например, оборудованных глубинным насосом) производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования.

6) После проведения ОПЗ исследуют скважины методами установившихся или неуставившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

7) Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие ТП:

- кислотные ванны;
- промывки пеной или раствором ПАВ;
- гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);
- циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;
- многоцикловая очистка с применением пенных систем;
- воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса;
- ОПЗ с применением самогенерирующихся пенных систем (СППС);
- воздействие на ПЗП с использованием растворителей

(бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.).

4.9.2. Кислотная обработка

4.9.2.1. 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.

4.9.2.2. Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и т.п.) обрабатывают 10 - 16 %-ной соляной кислотой.

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

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

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

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

2) для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс.) вводят от 0,5 до 3,0 % масс. КМЦ или сульфитспиртовой барды.

4.9.2.6. Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гид-

рофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором диаминдиолеат, первичные амины, алкилоламыды от 0,5 до I % масс.

4.9.2.7. Объем и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость и проницаемость пласта, забойная температура, пластовое давление) выбирает из табл.4.

Таблица 4

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

Количество обработок	Объем кислоты (из расчета на 15 %-концентрацию на I м вскрытой части пласта, м ³)		
	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 температуре до 30 °С - 2 часа, от 30 до 60°С - от I до I,5 часов.

2. При температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

4.9.2.8. Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 % масс., а также в случае загрязненной ПЭП 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.

1) Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород.

2) При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м³ раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

4.9.2.9. Для обработки коллекторов, представленных ангидридами, используют солянокислотные растворы с добавками от 6 до 10 % масс азотнокислого натрия.

4.9.2.10. Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии в соответствии с требованиями РД [7].

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

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

2) Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЭП, состоящего из термохимической и обычной кислотной обработки под давлением.

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

4.9.3. Гидравлический разрыв пласта

4.9.3.1. ГРП применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые коллекторы, а также при большом радиусе загрязнения ПЭП. В этом случае создают систему закрепленных трещин протяженностью от 10 до 30 м.

4.9.3.2. Глубокопроникающий ГРП, протяженностью от 50 до 100 м, производят в коллекторах с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

4.9.3.3. В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс проводят по технологии многократного поинтервального ГРП.

4.9.3.4. В скважинах, совместно эксплуатирующих многопластовые объекты, с целью воздействия на отдельные объекты применяют селективные ГРП.

4.9.3.5. С целью повышения эффективности ГРП предварительно проводят целевую ГПП.

4.9.3.6. Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1) При минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности.

2) Вязкость жидкости должна обеспечивать высокую несущую способность песка и создание заданной раскрытости трещин.

3) Не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта.

4) Обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке.

5) Легко удаляться из пласта после проведения процесса.

6) В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 3000 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982-84.

4.9.3.7. Основными технологическими параметрами для контроля за процессом ГРП следует считать: темп и объемы закачки, устьевое давление, концентрацию песка в суспензии.

4.9.4. Гидропескоструйная перфорация.

4.9.4.1. 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.

4.9.4.2. Не допускается проведение ГПШ в условиях поглощения жидкости пластом.

4.9.4.3. Различают два варианта ГПШ - точечная и щелевая.

При точечной ГПШ канал образуют при неподвижном перфораторе. Щелевую ГПШ осуществляют при движении перфорационного устройства.

4.9.4.4. Профиль и плотность ГПШ определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики коллектора.

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

4.9.4.6. 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.

4.9.4.7. Продолжительность процесса при точечном вскрытии - 15 мин, при щелевом - не более 2 - 3 мин. на каждый сантиметр длины щели.

4.9.4.8. Перепад давления жидкости на насадке (без учета потерь на трение в НКГ) составляет:

при диаметре насадки 6 мм - от 10 до 12 МПа,

при диаметре насадки 4,5 мм - от 18 до 20 МПа.

4.9.4.9. Процесс ГПШ осуществляют при движении НКГ снизу вверх.

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

4.9.4.11. После ГПШ, при обратной промывке, вымывает 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.

4.9.5. Виброобработка

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

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

4.9.5.3. Для проведения ТП в обрабатываемый интервал на НКТ опускают гидравлический золотниковый вибратор типа ГВГ. При давлениях закачивания свыше 40 МПа применяют пакеры.

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

4.9.5.5. В качестве рабочей жидкости используют нефть, соляно-кислотный раствор, предельный керосин и их смеси.

Количество кислоты и керосина определяют из расчета от 2 до 3 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта.

4.9.5.6. ТП осуществляют в соответствии с требованиями работы [8].

4.9.6. Термообработка

4.9.6.1. Термообработку ПЭИ проводят в коллекторах с вязкими парафинистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже ее.

4.9.6.2. 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).

4.9.6.3. 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 кабель-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение от 3 до 7 суток. Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 часов.

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 ПЭИ осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов типа ШПУ-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 проведе-

нием 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 от 2 до 3 суток.

4.9.7. Воздействие давлением пороховых газов

4.9.7.1. Воздействие на ПЗП пороховыми газами осуществляют путем разрыва пласта без закрепления трещин в плотных низкопроницаемых коллекторах (песчаники, известняки, доломиты, с проницаемостью от 0,100 до 0,050 мкм² и менее). Не допускается проведение разрыва пласта указанным методом в коллекторах, сложенных алевролитами, сильнозаглинизированными песчаниками с прослоями глин, мергелей, алевролитов с оолитовыми известняками, а также песками и слабосцементированными песчаниками.

4.9.7.2. ТП осуществляют с использованием пороховых генераторов корпусных типа АСГ или герметичных бескорпусных типа ПГДБК и негерметичных типа АДС.

1) Аппарат 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.

2) Аппараты типа ПГД БК применяют в обсадных колоннах с проходным диаметром от 118 до 130 мм при температурах до 200 °С и гидростатических давлениях до 100 МПа, а АДС соответственно до 100 °С и 35 МПа. Величина минимального гидростатического давления составляет соответственно для ПГД БК - 10,0, а для АДС - 3,0 МПа.

4.9.7.3. Спуск и подъем генераторов типа ПГД БК производят на бронированном каротажном кабеле со скоростью не более

1 м/с в жидкости и 0,5 м/с-в газожидкостной среде.

4.9.7.4. При проведении ТП устье скважины оборудуют перфорационной задвижкой или фонтанной арматурой, а в отдельных случаях - лубрикатором. Скважину шаблонируют. Производят замер 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.

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

4.9.7.6. Страниз порохового заряда фиксируют по рыжку кабеля, выбросу жидкости или по звуковому эффекту.

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

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

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

4.10. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин

4.10.1. 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, пере-

распределения объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

4.10.1.1. Перед осуществлением процесса проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в том числе с применением индикаторов в соответствии с работами по разделу 2.

4.10.1.2. 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 т.ч. водные растворы КМЦ, ПАА и т.п., а также механические устройства (пакер, забойный клапан, штуцер и т.п.).

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

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

4.10.1.5. Технологическую эффективность работ по выравниванию профилей приемистости определяют в соответствии с РД [13].

4.II. Консервация и расконсервация скважин

4.II.1. Общие положения.

4.II.1.1. Консервацию скважин производят после получения разрешения в соответствии с действующим "Положением" [9].

4.II.1.2. Консервация скважин производится с учетом возможности повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней

ремонтных или других работ.

4.II.1.3. Работы по консервации и расконсервации скважин осуществляют по индивидуальным планам организации, на балансе которой находится скважина, которые согласуют с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов и утверждаются объединением.

4.II.1.4. При наличии межколонных проявлений до начала работ по консервации должны быть проведены соответствующие ремонтно-восстановительные работы по специальным планам.

4.II.2. Консервация газовых скважин

4.II.2.1. Консервацию газовых скважин с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое, в зависимости от сроков консервации и оснащённости комплексом подземного оборудования производят в следующем порядке.

4.II.2.2. При консервации на срок менее трех месяцев задавка скважины не обязательна.

4.II.2.3. При консервации на период от 3 месяцев до 2 лет скважину заполняют жидкостью, обработанной ПАВ, исключаящей ухудшение коллекторских свойств пласта и обеспечивающей гидростатическое давление в скважине, превышающее пластовое на величину в соответствии с п. 3.I, НКГ не извлекают, а поднимают над забоем скважины на 50 м в эксплуатационных колоннах. На устье скважины устанавливают трубную головку фонтанной арматуры (крестовину) с контрольным вентиляем и по одной центральной и затрубной задвижке; снимают штурвалы с задвижек арматуры и манометры; патрубки герметизируют, фланцы задвижек оборудуют заглушками.

4.II.2.4. Если общая продолжительность консервации более двух лет, скважину в продуктивной зоне заполняют жидкостью, исключающей снижение коллекторских свойств пласта, над интервалом перфорации устанавливают цементный мост высотой 25-50 м, а остальной объем заполняют раствором, плотность которого позволяет создать давление в скважине в соответствии с п. 3.I, извлекают НКГ, устанавливают на устье задвижку высокого давления с контрольным вентиляем, снимают штурвалы с задвижек фонтанной арматуры и манометры, патрубки герметизируют, фланцы задвижек оборудуют заглушками.

4.II.2.5. Консервацию газовых скважин с пластовым давлением, превышающим гидростатическое (коэффициент аномальности $I,0 - I,3$), независимо от продолжительности сроков консервации, осуществляют в соответствии с п. 4.II.2.3.

4.II.2.6. При консервации газовых скважин, оснащенных комплектом подземного оборудования, вне зависимости от глубины их и сроков консервации цементные мосты над интервалом перфорации не устанавливают.

При этом проход колонны НКГ перекрывают глухой пробкой, устанавливаемой в ниппельной части труб ниже пакера. Межколонное пространство и лифтовую колонну заполняют ингибированным раствором.

На устье скважины устанавливают фонтанную арматуру, оборудованную глухой пробкой, применяемой для смены фонтанной арматуры под давлением.

4.II.3. Консервация нефтяных скважин

4.II.3.1. Консервацию нефтяных скважин осуществляют в соответствии с требованиями пп. 4.II.2.1 и 4.II.2.3. Цементные

мости при консервации нефтяных скважин не устанавливают.

4.II.4. Устье консервированной скважины ограждают. На ограждении крепят табличку с указанием номера скважины, наименования месторождения (площади), организации, пробурившей скважину и сроков консервации.

4.II.4.1. 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.II.4.2. Устьевое оборудование всех консервируемых скважин должно быть защищено от коррозии.

4.II.4.3. По скважинам, находящимся в консервации, не реже одного раза в квартал проводят проверку их состояния с соответствующей записью в специальном журнале.

4.II.4.4. По окончании консервационных работ составляет акт установленной формы.

4.II.5. Расконсервация скважин

4.II.5.1. Прекращение консервации (расконсервацию) скважин производят по решению организации, утвердившей акт на консервацию. Это решение является основанием для составления плана работ на вывод скважины из консервации.

4.II.5.2. Расконсервацию скважин производят в следующем порядке:

- 1) устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры;
- 2) разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры;
- 3) снимают заглушки с фланцев задвижек;
- 4) фонтанную арматуру подвергают гидротиснению при давлении

нии, соответствующем условиям эксплуатации;

5) скважину промывают, 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 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 (при необходимости).

5.1.6. Устанавливают на скважине емкости с жидкостью для глушения в объеме не менее двух объемов скважины.

5.1.7. Перед демонтажем устьевого арматуры убеждаются в отсутствии нефтегазопоявлений.

5.1.8. В процессе подъема оборудования скважину доливают жидкостью для глушения в объеме, обеспечивающем противодействие на пласт.

5.1.9. При спуске ступенчатой колонны из труб разных марок сталей измеряют их длину и записывают в рабочий журнал. Для соединения труб разных диаметров используют переводники

и патрубки заводского производства или изготовленные в ремонтно-механических мастерских ЦПО.

5.1.10. При спуске и подъеме труб, покрытых стекломаллами, производят осмотр состояния каждой трубы, на стыках труб и на 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.

1) Устанавливают специальный зажим для снятия полированного штока.

2) Снижают давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного и отсоединяют выкидную линию от устьевой арматуры.

3) Поднимают с помощью спецэлеватора полированный шток.

4) Устанавливают штанговый крюк на талевый блок.

5) Поднимают колонну штанг со вставным насосом или плунжером невставного насоса.

6) Укладывают штанги на мостки равными 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.

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

5.2.1.2. Спуск насоса.

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

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

3) Спускают колонну штанг с плунжером вставного или цилиндром невставного насоса.

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

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 УЭНЦ 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 УЭЦН от станции управления, поднимают пьедестальный комплекс (или планшайбу), пропускают

КРБК через отверстие в пьедестальном комплексе (или планшайбу), подвесной ролик и закрепляют на барабане кабеленамотателя (автонамывателя).

5.3.1.4. Устанавливают на фланц обсадной колонны специальное приспособление, придающее кабелю направление и предохраня-

щее его от повреждений.

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

5.3.1.6. Производят шаблонирование скважины (при необходимости).

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

5.3.2. Спуск УЭЦН и КРЕК на НКТ.

5.3.2.1. Перед спуском УЭЦН над ним устанавливают обратный клапан, а через I-2 трубы - спускной клапан.

5.3.2.2. В процессе спуска и НКТ с помощью поясов (клямсов) крепят КРЕК. При этом через каждые 200 м замеряют его изоляцию.

При свинчивании не допускается проворачивание подвешенной части НКТ.

5.3.2.3. После спуска УЭЦН на заданную глубину КРЕК пропускают через отверстие в пьедестальном комплексе (планшайбе) и производят обвязку устья скважины.

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

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, газжидкостными смесями и пенными системами с применением струйных насосов, желонки, гидробура и др.

5.4.2. ТП 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 НРДУ, в соответствии с действующими инструкциями.

6. РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРОСОКАНАТНОГО МЕТОДА

6.1. Оборудование и инструмент

6.1.1. Подъемник типа ПК-2, оснащенный кабелем типа 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, весом соответственно 5,2; 8,5; 14 кг.

6.1.5. Гидравлические и механические ящики.

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, присоединяют к ней ясс, наворачивают на ясс 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 на 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 глущения плотностью 1600 - 1800 кг/м³, в компоновку опускаемого инструмента включают одну или две грузовые штанги для увеличения массы инструмента.

6.3.4. В наклоннонаправленных 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 опускаемой 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 инструмента полностью передают на ловильную головку для ее захвата. 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.

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.

При ударах механическим яссом вниз инструмент поднимают не более чем на длину хода штока (по показанию счетчика глубины и зафиксированной 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 нишпеля 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 нишпеле. После 10 - 12 ударов осуществляют натяжку троса (1,0 - 1,5 кН) лебедкой, проверяют надежность установки клапана-отсекателя в посадочном нишпеле.

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 механическим яссом (вручную) вверх срывают замок и поднимают его с отсекателем. 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.

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 ясами вниз. После входа 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 ясом 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 гнезда.

7. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТА

7.1. Вызов притока

7.1.1. 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 фильтра-та глинистого раствора и воды на призабойную зону в них добавляют ПАВ.

7.1.1.1. Если после полной замены скважинной жидкости водой приток жидкости из пласта отсутствует, производят замену ее пеной.

7.1.1.2. Если при использовании пенной системы нет притока жидкости из пласта, производят очистку призабойной зоны в соответствии с п. 4.9.

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

7.1.2.1. 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 часа ожидания.

7.1.3. При величине пластового давления ниже гидростатического вызов притока жидкости из пласта осуществляют снижением уровня или применением пенных систем совместно со снижением уровня в скважине. Для этого применяют однорядный, двурядный или полторарядный подъемник. Воздух или азот подают в подъемник или в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ или между двумя рядами спущенных труб и по центральным трубам.

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

7.2.1. Если приемистость скважины отсутствует или меньше запланированной, работы проводят в соответствии с п. 4.9.

8. УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

8.1. Общие требования

8.1.1. К ремонту скважин допускаются лица, обученные согласно "Положению о порядке обучения работников безопасным методам работы "Единой системы управления охраны труда в нефтяной промышленности.

При ремонте скважин, в продукции которых содержится сероводород, обслуживающий персонал должен пройти обучение и проверку знаний также в соответствии с "Инструкцией по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ".

8.1.2. 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.

8.1.3. Несчастные случаи, происшедшие на рабочем месте, расследуются в соответствии с "Единой системой управления охраной труда в нефтяной промышленности".

8.1.4. 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.

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

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

8.1.7. 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.

8.1.8. Оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводов-изготовителей, 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.

8.1.9. 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 должны отвечать требованиям соответствующих ГОСТ, ТУ и нормам на изготовление.

8.1.10. Освещенность рабочих мест должна соответствовать "Отраслевым нормам проектирования, искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности" ВСН 34-82, Миннефтепром.

8.1.11. 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 $C - 300 \text{ мг/м}^3$, сероводород в смеси с углеводородами $C_1 - C_5 - 3 \text{ мг/м}^3$).

8.2. Требования безопасности при переезде бригад

8.2.1. Перед переездом на скважину мастер обязан проверить трассу передвижения, определить опасные участки пути движения, принимать меры при необходимости по очистке снега или

неровностей, назначить ответственного за передвижение по намеченной трассе. Все работы производить в строгом соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.020-80.

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

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

8.2.4. Нахождение людей на платформе агрегатов, на площадке саней, а также на грузах, транспортируемых вагоном - запрещается.

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

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

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

8.2.8. При движении агрегатов по дорогам (магистральям) следует руководствоваться требованиями "Правил дорожного движения", утвержденных МВД СССР.

8.3. Требования безопасности при подготовительных работах

8.3.1. Перед разборкой устьевой арматуры фонтанной, газ-лифтной и глубиннонасосной скважин следует в трубном и за-трубном пространстве постепенно снизить давление до атмосферного.

8.3.2. 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 установка канатной подвески необходимо производить специальными приспособлениями, исключающими необходимость подъема рабочего на балансир станка-качалки.

8.3.3. 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 служебного сооружения с помощью специального хомута или цепи.

8.3.4. Перед глушением скважины нагнетательный трубопровод должен быть испытан при давлении, равном полуторакратно ожидаемому давлению. Находиться при этом вблизи трубопровода запрещается. В случае, если в процессе гидреиспытания наблюдается утечка, то работы по устранению ее могут быть выполнены только после остановки работы насоса агрегата и снижения давления в трубопроводе до атмосферного.

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

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

8.4. Требования безопасности при монтаже и демонтаже мачт и агрегатов

8.4.1. Перед монтажом агрегата мастер обязан проверить состояние всего агрегата, уделить при этом особое внимание состоянию мачты, талевого системы, якоря, сигнализации,

приспособлений для укладки и крепления оттяжных канатов, а также крепления кронблока с талевым канатом в транспортном положении и металлических ограждений.

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

8.4.3. 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.

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

8.4.5. Вышка (мачта) должна быть отцентрована относительно оси скважины.

8.4.6. 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.

8.5. Требования безопасности при гидropескоструйной перфорации и гидравлическом разрыве пласта

8.5.1. При проведении гидropескоструйной перфорации (ГПШ) и гидравлического разрыва пласта (ГРП), когда давление может оказаться выше допустимого для эксплуатационной колонны, работы можно производить только после установки пакера и гидроис-

пытании его на герметичность.

8.5.2. 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.

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

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

8.5.5. Нагнетательные трубопроводы агрегатов до устья скважины перед началом работ должны быть испытаны при давлении, равном полуторакратному ожидаемому максимальному давлению, но не выше давления, указанного в паспорте. При гидростопытании трубопровода находиться вблизи него запрещается.

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

8.6. Требования безопасности при спуске подъемных операциях

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

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

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

8.6.4. 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.

8.6.5. При отвинчивании полированного штока и соединения его со штангами устьевой сальник должен быть прикреплен к шланговому элеватору.

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

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

8.6.8. Перед началом спускоподъемных операций следует проверить исправность замка элеватора. Применение элеватора с неисправным замком запрещается.

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

8.6.10. Отвинченную трубу следует поднимать только после выхода из зацепления нишпеля из резьбы муфты.

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

8.6.12. При спускоподъемных операциях лебедку подъемника следует включать и выключать только по сигналу оператора.

8.6.13. Запрещается при подъеме (спуске) труб и штанг оставлять талевый блок на весу при перерывах в работе, не-

зависимо от их продолжительности.

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

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

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

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

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

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

8.6.20. 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.

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

8.6.22. При подъеме труб с мостков не допускается их раскачивание, удары о подъемное сооружение, станок-качалку и дру-

гое оборудование.

8.6.23. При свинчивании труб для предотвращения вращения колонны труб на муфте следует установить контролльч.

8.6.2.4. При перерывах в работе по спуску и подъему труб устье скважины должно быть надежно закрыто.

8.6.25. Запрещается проведение спускоподъемных операций при скорости ветра II м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м.

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

8.6.27. Работы по ликвидации нефтегазовых выбросов проводятся в строгом соответствии с действующими правилами. Планы работ согласуются воензированной частью по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов и утверждаются главным инженером НГДУ.

8.7. Требования безопасности при сложных и ловильных работах

8.7.1. 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.

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

8.7.3. 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 исключе-

нием работающего у пульта управления, должны быть удалены в безопасное место.

8.7.4. 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 крике не должна превышать грузоподъемность установленного оборудования, в противном случае необходимо применять гидравлические домкраты.

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

3.7.6. Замковые соединения бурильных труб.

3.7.7. После проведения работ по ликвидации аварии необходимо проверить состояние оборудования и вышки. Результаты проверки состояния вышки оформляются актом.

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

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

8.8.1. На нагнетательном трубопроводе у устья скважины должны быть установлены обратный клапан и запорное устройство, а на устьевой арматуре – манометр.

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

8.8.3. После обвязки передвижной насосной установки и устья скважины необходимо произвести гидротестирование нагнетательного трубопровода на полуторакратное давление от ожидаемого максимального.

Результаты гидротестирования должны быть оформлены актом.

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

8.8.5. Соединение автоцистерны с емкостью должно осуществляться с помощью гибких шлангов через сливной патрубок с задвижкой, установленной в нижней части цистерны.

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

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

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

8.8.9. При разбавлении соляно-кислотного раствора следует кислоту вливать в воду, но не наоборот.

8.8.10. На паропроводе от ШПУ должен быть установлен предохранительный клапан. Отвод от предохранительного клапана следует вывести под пол установки.

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

8.9. Э л е к т р о б е з о п а с н о с т ь

8.9.1. На скважинах должны быть предусмотрены штепсельные розетки для подключения электрооборудования агрегатов при про-

изводстве ремонтных работ.

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

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

8.9.4. Перед началом работы с мегасмметром необходимо убедиться в отсутствии людей, производящих работу на части электроустановки, к которой присоединен мегасмметр.

8.9.5. 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 диэлектрические боты.

8.9.6. Измерение мегасмметром и снятие остаточного заряда следует проводить в диэлектрических перчатках.

8.10. П р о т и в о п о ж а р н а я б е з о п а с н о с т ь

8.10.1. При организации ремонтных работ следует строго придерживаться требований "Правил пожарной безопасности и нефтяной промышленности" - ПШБО-0137-85, утвержденных Миннефтепромом 25.II.85 г.

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

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

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

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

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

8.10.7. Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, имеющих надпись "Место для курения".

8.II. О х р а н а о к р у ж а ю щ е й с р е д ы

8.II.1. Все работы по ремонту скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории Союза ССР и союзных республик.

8.II.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.

8.II.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 установленном порядке.

8.II.4. Загрязнение окружающей среды буровыми растворами должно быть исключено в результате:

широкого внедрения гидрофобизирующих кремнийорганических жидкостей, что позволит уменьшить количество потребляемой для

обработки буровых растворов нефти и объема наработанного бурового раствора;

уменьшения объема наработанного бурового раствора при использовании фосфоновых комплексов;

улучшения очистки буровых растворов вследствие применения наиболее совершенных технических средств (вибросит, гидроциклонов и центрифуг);

замены земляных амбаров металлическими емкостями с циркуляционными системами;

разработки новых рецептур буровых растворов, учитывающих степень вредности для объектов окружающей среды каждого компонента и системы в целом; для внедрения их в производство необходимо определить ПДК на все реагенты, используемые в процессе приготовления раствора;

утилизации или захоронения с предварительной нейтрализацией обработанных буровых растворов;

использования отработанных буровых растворов при приготовлении рабочих буровых растворов, необходимых при проходке последующих интервалов данной или других скважин;

транспортировки промывочной жидкости в закрытых емкостях, контейнерах или по трубопроводу;

транспортировки сыпучих материалов, утяжелителя и химических реагентов на скважины в контейнерах или другой закрытой упаковке и хранения их в герметичной таре или закрытом помещении.

8.11.5. Защита окружающей среды от загрязнения шламом должна предусматривать сбор, обезвреживание и вывоз шлама; захоронение его после нейтрализации в шламовых амбарах при их ликвидации; в случае применения безамбарного способа бурения сбор шлама производится в накопительных контейнерах, в которых шлам вывозится в места захоронения по согласованию с органами и учреж-

денями санитарно-эпидемиологической службы.

8.II.6. Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха необходимо использование специальных реагентов-нейтрализаторов, а также буровых растворов, обладающих высокой нейтрализующей способностью при вскрытии продуктивных пластов, содержащих сероводород.

8.II.7. Сероводородсодержащая пластовая вода, используемая для глушения скважин и других технологических нужд, перед ее сбором в накопительные емкости должна быть нейтрализована.

8.II.8. Запрещается использовать пластовую воду без нейтрализации сероводорода в ней.

8.II.9. Химические реагенты для нейтрализации сероводорода и других вредных веществ в составе пластовой воды должны отвечать следующим требованиям:

предлагаемый реагент должен полностью нейтрализовать сероводород;

реакция реагента-нейтрализатора с сероводородом в пластовой воде должна протекать сразу после их взаимодействия и носить необратимый характер;

водные растворы реагента-нейтрализатора сероводорода должны сохранять свои свойства не менее 15 дней после их приготовления;

реагент-нейтрализатор сероводорода не должен снижать плотности обрабатываемой воды;

после нейтрализации сероводорода в пластовой воде последняя должна быть нетоксичной и пригодной для глушения, промывки и долива скважин;

реагент-нейтрализатор должен быть пригодным для применения в климатических условиях любого нефтяного района страны;

реагент-нейтрализатор сероводорода должен транспортировать-

ся любым видом транспорта в деревянных, железных, фанерно-барабанных бочках, полиэтиленовых и других влагонепроницаемых мешках.

8.II.10. Для предупреждения возможного загрязнения окружающей среды флюидами ликвидированных или законсервированных скважин необходимо выполнять природоохранные мероприятия в соответствии с РД 39-2-1182-84 "Инструкция по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных, структурных, структурно-геохимических и специальных скважин при их ликвидации или консервации" - М., Мяннефтепром, Мингазпром, Мингео СССР, 1985.

8.II.11. С целью предотвращения фильтрации загрязненных жидкостей в грунтовые воды внутренние поверхности сточных сетей, шламовых амбаров должны быть выполнены из противодиффузионных материалов.

8.II.12. 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.

8.II.13. Запрещается газ, содержащий вредные вещества, выпускать в атмосферу без сжигания или нейтрализации.

8.II.14. Способы сжигания и нейтрализации должны обеспечить концентрацию вредных веществ на границе санитарно-защитной зоны в пределах установленных ПДК при максимальных ожидаемых объемах сжигаемого газа с учетом фонового загрязнения атмосферы и влияния соседних источников технологических выбросов.

8.II.15. При аварийных разливах промышленные стоки, содержащие вредные вещества, следует немедленно собрать в приямки и на месте нейтрализовать.

8.II.16. Отложения и грязь, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций должны захороняться в местах, отведенных по согласованию с местными органами пожарного и санитарного надзора.

8.II.17. По окончании ремонта скважин необходимо:
вывести оставшиеся буровые растворы для повторного их использования или регенерации;
утилизировать, нейтрализовать и захоронить отходы бурения;

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

8.II.18. 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.

8.II.19. Как в процессе ремонта скважин, так и по его завершении бытовой и производственный мусор следует собирать и вывозить в места свалки, согласованные с землепользователем, а частично сжигать или захоронять в шламовых амбарах при ликвидации последних.

8.II.20. При капитальном ремонте скважин с применением бурового оборудования помимо настоящих Правил надлежит руководствоваться также требованиями соответствующих разделов

РД 39-0148052-518-86 "Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ" - М., Миннефтепром, ВНИИБТ, 1986.

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

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

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

8.11.24. В случае газопроявлений в процессе ремонта (за счет колебаний уровня задавочной жидкости в скважине разгазирования этой 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, необходимо загерметизировать устье скважины и принять срочные меры по ликвидации газопроявлений. При данной ситуации члены бригады должны пользоваться СИЗ ОД.

8.11.25. Освоение скважины после ремонта (откачка задавочной жидкости с целью вызова притока из пласта) производится после полной сборки устьевой арматуры.

При проведении ремонтных работ в скважинах помимо требований, приведенных в данном разделе Правил, следует руководствоваться "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышлен-

ности" - М., Недра, 1974; "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 I-II9-86) - Баку, ВНИИГБ, 1986; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин" (ИБТВ I-II9-85) - Баку, ВНИИГБ, 1986; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при работах по очистке насосно-компрессорных труб и трубопроводов от отложений парафина" (ИБТВ I-109-85) - Баку, ВНИИГБ, 1985; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при тросово-канатных работах с применением установок для исследования скважин и гидравлических лебедок" (ИБТВ I-093-82) - Баку, ВНИИГБ, 1982; "Отраслевой инструкцией по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа" (ИБТВ I-103-84) - Баку, ВНИИГБ, 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; "Временной инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ" (РД39-0148052-518-86)- М., Миннефтепром, ВНИИГБ, 1986; "Методическими указаниями по определению интенсивности опасных химических факторов и новых технологических процессах по увеличению нефтеотдачи пластов" (РД 39-22-II46-84) - Уфа, ВостНИИГБ, 1984 и другими соответствующими нормативно-техническими и руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.

КЛАССИФИКАТОР РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ [I]

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Единицами ремонтных работ различного назначения являются:

I.1.1. Капитальный ремонт скважины

I.1.2. Текущий ремонт скважины

I.1.3. Скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов

I.2. Капитальным ремонтом скважин называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке, а также ликвидацией скважин.

I.3. Текущий ремонт скважин называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафинистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.

I.4. Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи.

I.5. Единицей ремонтных работ перечисленных направлений (ремонт, скважино-операция) является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных бригадой текущего, капитального ремонта скважин или звеном по интенсификации, от передачи им скважины заказчиком до окончания работ, предусмотренных планом и принимаемых по акту.

Если после окончания работ скважина не отработала 48 часов гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС, звена по интенсификации, то независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы на скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.

1.6. Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:

1.6.1. С помощью спускаемой колонны труб;

1.6.2. Путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;

1.6.3. На кабеле или канате.

В связи с резким несоответствием времени работы бригад, затрачиваемого на проведение работ с извлечением подземного оборудования, и в целях контроля за развитием применения малотрудоемких способов в различных видах ремонтных работ их планирование и учет следует вести по каждому способу отдельной строкой, обозначая каждый способ соответствующим индексом. Например, КР1-2, КР1-2/БПГ, КР1-2/НК

будет означать соответственно: отключение отдельных пластов закачкой тампонажных материалов с устья без установки подъемника (гидравлический способ), отключение отдельных пластов спуском инструмента на тресе или кабеле без установки подъемной мачты через стационарно спущенный лифт (канатно-кабельный метод).

1.7. Комплекс технологических работ, включающий в себя несколько видов ремонтов, считается одним скважино-ремонтом и обозначается в графе I формы учета суммой шифров всех видов ремонтов, входящих в него. Если в комплекс входят виды как капитального, так и текущего ремонта, скважино-ремонт заносится в форму учета капитальных

ремонтов. Пример: в пределах одного скважино-ремонта сменили насос, прозвевли гидроиспытание труб, пропарили НКТ. Этот вид ремонта следует обозначать ТР4-1+ТР4-7+ТР4-8.

2. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

К капитальному ремонту скважин относятся следующие виды работ:

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а)
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при еокращениях или увеличении дебита нефти.
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колонной, кондуктором	Отсутствие нефтегазопровывлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями
КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
КР2-1	Устранение негерметичности тампонируванием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании

Шифр	! Виды работ по капитальному ремонту скважин	! Техничко-технологические требования к сдаче
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	То же
КР3	Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта	
КР3-1	Извлечение оборудования из скважин после аварий, допущенных в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работы фрезером
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	То же
КР3-3	Очистка забоя и ствола скважины от металлических предметов	То же
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий.
КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	
КР4-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока.
КР4-2	Приобщение пластов	Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти.

Шифр	! Виды работ по капиталь- ! ному ремонту скважин	! Техничко-технологические ! требования к сдаче
КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
КР6	Комплекс подземных работ, связанных с бурением	
КР6-1	Зарезка новых стволов	Выполнение запланированного объема работ
КР6-2	Бурение цементного стакана	То же
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе	То же
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	То же
КР7	Обработка призабойной зоны	
КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР7-2	Проведение ГРП	То же
КР7-3	Проведение ПП	То же
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны	То же
КР7-5	Термообработка призабойной зоны	То же
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителями	То же
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворами ПАВ	То же

Шифр	! Виды работ по капиталь- ! ному ремонту скважин	! Техничко-технологические ! требования к сдаче
КР7-8	Обработка термогазохими- ческими методами	Выполнение запланированного объема работ, увеличение про- дуктивности нефтяных и прие- мистости нагнетательных сква- жин
КР7-9	Прочие виды обработки при- забойной зоны	То же
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	Выполнение запланированного объема работ, увеличение про- дуктивности нефтяных и прие- мистости нагнетательных скважин
КР8	Исследование скважин	
КР8-1	Исследование характера на- сыщенности и выработки продуктивных пластов, уточ- нение геологического раз- реза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в за- данном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения.
КР8-2	Оценка технического состо- яния скважины, обследова- ние скважины	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключе- ния
КР9	Перевод скважин на исполь- зование по другому назначе- нию	
КР9-1	Освоение скважин под нагне- тательные	Достижение приемистости, ого- воренной в плане.
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	Выполнение запланированного объема работ. Получение прито- ка

Шифр	! Виды работ по капиталь- ! ному ремонту скважин	! Техничко-технологические ! требования к сдаче
KP9-3	Перевод скважин в наблюдатель- ные, пьезометрические	Выполнение запланированного объема работ
KP9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	Получение приемистости
KP10	Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин	
KP10-1	Оснащение паро-и воздухо- нагнетательных скважин про- тивопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости
KP10-2	Промывка в паро-и воздухо- нагнетательных скважин пес- чаных пробок	Восстановление приемистости
KP11	Консервация и расконсерва- ция скважин	Выполнение запланированного объема работ
KP12	Ликвидация скважин	То же
KP13	Прочие виды работ	То же

3. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

К текущему ремонту скважин относятся следующие виды работ:

Шифр	! Виды работ по текущему ! ремонту скважин	! Техничко-технологические ! требования к сдаче
TP1	Оснащение скважин скважин- ным оборудованием при вво- де в эксплуатацию (из бурен- ния, освоения, бездействия, консервации).	
TP1-1	Ввод фонтанных скважин	Выполнение заданного объема работ
TP1-2	Ввод газлифтных скважин	То же
TP1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН	То же

Шифр	! Виды работ по текущему ! ! ремонту скважин	! Техничко-технологические ! ! требования к сдаче
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН	Выполнение заданного объема работ
ТР2	Перевод скважин на другой способ эксплуатации	
ТР2-1	Фонтанный - газлифт	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2	Фонтанный - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-3	Фонтанный - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-4	Газлифт - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-5	Газлифт - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-6	ШГН - ЭЦН	То же
ТР2-7	ЭЦН - ШГН	То же
ТР2-8	ШГН - ОРЭ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор.
ТР2-9	ЭЦН - ОРЭ	То же
ТР2-10	Прочие виды перевода	То же
ТР3	Оптимизация режима эксплуатации	
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН	Достижение цели ремонта
ТР3-2	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ЭЦН	То же
ТР3-3	Изменение режима работы газлифтного подъемника заменой скважинного оборудования	То же

Шифр	! Выполнение работ по текущему ! ! ремонту скважин	! Техничко-технологические ! ! требования
ТР4	Ремонт скважин, оборудованных ШГН	
ТР4-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР4-2	Устранение обрыва штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-3	Устранение отворота штанг	То же
ТР4-4	Замена штанг	Достижение цели ремонта
ТР4-5	Замена полированного штока	То же
ТР4-6	Замена, гидроиспытание и устранение негерметичности НКТ	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса.
ТР4-7	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР4-8	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР5	Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН	
ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	То же
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта, нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР6	Ремонт фонтанных скважин	
ТР6-1	Ревизия, смена, гидроиспытание и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса

Шифр	! Виды работ по текущему ! ремонту скважин	! Техничко-технологические ! требования к сдаче
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса.
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	То же
ТР7	Ремонт газлифтных скважин	
ТР7-1	Ревизия, смена, гидротестирование и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР8	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР9	Очистка, промывка забоя	
ТР9-1	Промывка голячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Достижение цели ремонта
ТР9-2	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)	То же То же
ТР10	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
ТР11	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

4.ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Шифр	Виды и подвиды работ	Технико-технологические требования к сдаче
ПНП1	Создание оторочек:	
ПНП1-1	растворителя;	Выполнение запланированного объема работ
ПНП1-2	раствора ПАВ;	
ПНП1-3	растворов полимеров;	
ПНП1-4	кислот;	
ПНП1-5	щелочей;	
ПНП1-6	горячей воды;	
ПНП1-7	пара;	
ПНП1-8	газожидкостных смесей;	
ПНП1-9	активного ила;	
ПНП1-10	газа;	
ПНП1-11	парогазовых смесей;	
ПНП1-12	и мицеллярного раствора;	
ПНП1-13	других реагентов;	
ПНП2	Инициирование и регули-	Выполнение запланированного объема работ
ПНП1	рование внутрипластового горения.	

ПЛАНИРОВАНИЕ, ОРГАНИЗАЦИЯ И ФИНАНСИРОВАНИЕ
РЕМОНТА СКВАЖИН

1. Последовательность работ при
ремонте скважин

1.1. Согласно "Классификатору ремонтных работ в скважинах" (приложение I настоящих Правил), ремонты скважин многообразны и они имеют различные цели, то есть ремонты скважин различаются по видам и подвидам ремонта.

1.2. Цель ремонта скважин, особенно капитального ремонта скважин, определяется на основании исследований скважин, которые в полном объеме могут быть проведены лишь после подъема скважинного эксплуатационного оборудования. Так как ремонт скважин начинается с подъема скважинного оборудования, то до начала ремонта скважины исходные данные для определения всех видов работ имеются не в полном объеме. В этих условиях важное значение имеет установление последовательности выполнения отдельных видов работ, процессов и исследований скважин в процессе ремонта скважин.

1.3. Ввиду неполноты исходной информации о скважине и различных геолого-технических условий, существующих в скважине, последовательность работ устанавливается в виде алгоритмического описания процесса ремонта скважины в форме логической блок-схемы. Сущность алгоритмического описания процесса ремонта заключается в том, что весь процесс ремонта скважины расчленяется на отдельные комплексы работ, которые логически связываются между собой в зависимости от геолого-технических параметров скважины.

1.4. Первое крупное расчленение процесса ремонта скважин - это выделение подготовительного, основных и заключительного комплексов работ.

1.5. Текущий ремонт скважин

1.5.1. Подготовительный комплекс работ включает работы по передислокации ремонтного оборудования, планировке территории рабочей зоны, глушению скважины, монтажу подъемного оборудования и разборке устьевой арматуры.

1.5.2. Заключительный комплекс работ - это работы, которые осуществляются после спуска скважинного эксплуатационного оборудования: сборка устьевой арматуры, очистка арматуры, ремонтного оборудования и инструмента от различного рода отложений, накопившихся в процессе выполнения ремонтных работ, демонтаж комплекса ремонтного оборудования, очистка территории рабочей зоны от посторонних предметов и ее планировка.

1.5.3. К основным работам относятся спуск и подъем скважинного эксплуатационного оборудования, спуск и подъем колонны НКГ для промывки, промывка скважины, шаблонирование скважин, очистка устьевой арматуры, труб и штанг от парафинисто-смолистых и солевых отложений, смена труб и штанг, монтаж-демонтаж УШГН, УЭЦН, работы по ремонту оборудования устья скважины, обвязывающего колонны обсадных труб и герметизирующего межколонные пространства.

1.5.4. Ремонт скважины осуществляется в следующей последовательности (форма 1)

1.5.4.1. Выполняется подготовительный комплекс, заканчивающийся разборкой устьевой арматуры.

1.5.4.2. Если предусмотрено изменение глубины подвески скважинного эксплуатационного оборудования, то производится спуск или подъем необходимого количества НКГ.

1.5.4.3. При обрыве или отвинчивании штанг производится подъем верхней части колонны штанг, извлечение с помощью ловильного инструмента нижней части колонны штанг, спуск полного комплекта штанг.

1.5.4.4. При замене скважинного оборудования (насоса, труб) смене способа эксплуатации, очистке забоя и подъемной колонны от парафино-смолистых и солевых отложений и песчаных пробок производится полный подъем скважинного эксплуатационного оборудования, его демонтаж и вывоз на ремонтную базу.

1.5.4.5. Проверяется оборудование устья скважины, обвязывающее колонны обсадных труб и герметизирующее межколонные пространства. При необходимости производится его ремонт. При неисправном оборудовании устья производство дальнейших работ не разрешается.

1.5.4.6. Если НКТ и штанги отработали установленный срок, то они заменяются. Если на стенках НКТ и штанг имеются парафинисто-смолистые и солевые отложения, то производится их очистка или замена.

1.5.4.7. Если предусмотрена очистка эксплуатационной колонны от парафинисто-смолистых и солевых отложений или ликвидация песчаной пробки, то вначале производится обследование скважины спуском шаблона-печати с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины. Затем производится очистка колонны от отложений и песчаной пробки.

1.5.4.8. Если предусмотрен спуск УЭЦН или газлифтного оборудования, то проверяется проходимость эксплуатационной колонны спуском на кабеле шаблона соответствующего диаметра и длины до глубины спуска оборудования.

1.5.4.9. Производится монтаж скважинного эксплуатационного оборудования и его спуск в скважину.

1.5.4.10. Выполняется заключительный комплекс работ, заканчивающийся сдачей скважины в эксплуатацию.

1.5.5. Замена клапанов в газлифтных скважин^{ax} осуществляется с применением специального оборудования без подъема скважинного оборудования.

1.6. Капитальный ремонт скважин

1.6.1. Производится подготовительный комплекс работ, который включает работы по передислокации ремонтного оборудования, планировке территории рабочей зоны, глушению скважины, монтажу подъемного оборудования, разборке устьевой арматуры и подъему скважинного эксплуатационного оборудования, его демонтажу и вывозу на ремонтную базу, очистке штанг и труб от парафинисто-смолистых и солевых отложений, смене эксплуатационных НКТ на технологические (рабочие) НКТ или бурильные трубы, завозу в желобную систему и резервные емкости технологической жидкости.

1.6.2. Далее выполняются основные комплексы работ по капитальному ремонту скважин (форма 2).

1.6.2.1. Проверяется техническое состояние оборудования устья скважины, обвязывающего колонны обсадных труб и герметизирующего межколонные пространства. При необходимости производится его ремонт. При неисправном оборудовании устья производство дальнейших работ не разрешается.

1.6.2.2. Производится обследование скважины спуском шаблона-печати на колонне НКТ или кабеле. Обследование производится с целью определения глубины забоя и уровня жидкости в скважине, проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины, чтобы установить наличие в нем дефектов, аварийного подземного оборудования, посторонних предметов, различных отложений на стенках колонны.

При непрохождении шаблона-печати до забоя скважины дальнейшие работы определяются в зависимости от результатов обследования поднятого шаблона-печати (очистка стенок эксплуатационной колонны и забоя от парафинисто-смолистых и солевых отложений, извлечение посторонних предметов, исправление смятия колонны).

При прохождении шаблона-печати до забоя производится промывка скважины.

Обследование ствола скважины и ее промывка обязательны перед проведением работ по капитальному ремонту.

1.6.2.3. Производятся запланированные промышленно-геофизические и гидродинамические исследования скважины.

1.6.2.4. При выявлении негерметичности эксплуатационной колонны или межпластовых перетоков производятся восстановительные работы по устранению негерметичности колонны или цементного кольца и исследования по определению качества проведенных работ.

Если негерметичность колонны установлена до начала ремонта или одним из планируемых видов ремонта является наращивание цементного кольца, то после подготовки ствола скважины производится установка тем или иным способом разделительного моста ниже предполагаемого места нарушения герметичности или верхнего уровня цементного кольца за колонной. Затем проводятся необходимые исследования и восстановительные работы, после чего разделительный мост разбуривается.

1.6.2.5. При отсутствии твердых отложений на стенках эксплуатационной колонны, посторонних предметов в скважине, дефектов и при условии герметичности колонны могут выполняться другие работы по ремонту скважин, осуществлению геолого-технических мероприятий и исследованию скважин.

1.6.2.6. Все работы по капитальному ремонту скважины завершаются очисткой стенок эксплуатационной колонны и забоя от возможных в процессе ремонта отложений твердых частиц с обязательной сменой жидкости, заполняющей скважину.

1.6.3. Производится заключительный комплекс работ: смена технологических НКТ или бурильных труб на эксплуатационные НКТ, монтаж и спуск скважинного эксплуатационного оборудования, сборка устьевого арматуры, пуск и освоение скважины, очистка устьевого арматуры, технологических труб и инструмента, демонтаж подъемного оборудования, вывоз отработанных жидкостей, очистка территории рабочей зоны от

посторонних предметов и ее планировка, вывоз отработанной технологической жидкости и труб.

Перед спуском УЭЦН или газлифтного оборудования производится шаблонирование колонны.

1.6.4. При ремонте нагнетательной скважины за несколько дней до ремонта скважина останавливается. Продолжительность остановки определяется темпом снижения пластового давления.

Глушение скважины производится в случае, если пластовое давление превышает гидростатическое давление.

В остальном последовательность работ аналогична последовательности работ при ремонте нефтяных скважин.

2. Регламентация процессов капитального ремонта скважин

2.1. Регламентация процесса ремонта скважин производится в целях разработки единых правил ведения ремонтных работ, осуществления единой технологии ремонта скважин, обеспечения единой методики проектирования процесса ремонта скважин, достоверности учета и контроля фактического объема ремонтных работ.

2.2. С целью регламентации весь процесс ремонта скважин расчленяется на отдельные комплексы работ с установлением последовательности их выполнения, описанные в предыдущем разделе I настоящего приложения

2.3. Каждый комплекс работ расчленяется на отдельные виды работ и технологические процессы. Примерами технологических процессов в капитальном ремонте скважин являются закачивание в скважину и заколонное пространство тампонажных растворов, гидropескоструйная перфорация, гидроразрыв пластов и др. Примерами видов работ являются сборка на приемных мостках ремонтной оснаст-

ки и спуск ее в скважину на колонне НКГ или кабеле,

подъем колонны НКГ или кабеля с оснасткой и разборка ее на приемных мостках, монтаж и демонтаж УЭЦН и др.

2.4. Основные комплексы работ по выполнению того или иного вида или подвида ремонта состоят из различной комбинации видов работ и технологических процессов.

Некоторые виды и подвиды ремонта, такие, как КР1, КР2, КР3, КР5-1, КР6, могут быть выполнены несколькими методами. Наличие нескольких методов ремонта обусловлено как различием в геолого-технических параметрах скважин, так и тем, что методы осуществления некоторых видов ремонта еще несовершенны. Результаты их применения носят вероятностный характер, когда ряд работ и процессов вынуждены неоднократно повторять.

2.5. Геофизические и гидродинамические исследования планируются в зависимости от полноты данных о скважине. Для этого для каждого вида ремонта разрабатывается необходимый банк данных, а также комплексы геофизических и гидродинамических исследований по определению необходимых данных (раздел 2 настоящих "Правил").

2.6. Для каждого комплекса работ составляется типовая перечень последовательностей и содержаний видов работ, процессов и исследований. Для некоторых комплексов работ, когда вид или подвид ремонта может быть выполнен несколькими методами в зависимости от параметров скважины, последовательность видов работ и процессов представляется в виде логической блок-схемы в зависимости от геолого-технических параметров скважины.

При установлении перечня видов работ и процессов для выполнения того или иного комплекса работ следует исходить из того, что выполнен предыдущий комплекс работ. Пример перечня последовательности и содержания видов работ при отключении нижнего пласта методом тампонирования приведен в форме 3

2.7. На каждый вид работ и технологический процесс составляется типовая технологическая карта, в которой приводятся:

- 1) перечень оборудования, инструмента, приборов, приспособлений, не входящих в техническую оснащенность ремонтных бригад;
- 2) перечень спецтехники;
- 3) перечень вспомогательных материалов;
- 4) краткая технологическая инструкция по проведению процесса или выполнению вида работ;
- 5) типовые расчеты по определению параметров процесса: расчетные формулы или таблицы по определению объемов закачки тампонажных растворов, химреагентов, суспензий, буферной, продавочной и промывочных жидкостей, определению необходимого количества спецтехники, а также указания по определению давлений при проведении процесса;
- 6) схема оборудования устья скважины и обвязки ее со спецтехникой, схема расположения спецтехники и обвязки ее между собой;
- 7) схема компоновки ремонтного инструмента и оборудования, спускаемого в скважину;
- 8) перечень элементарных работ в технологической последовательности с указанием исполнителей и норм времени.

2.8. Типовые перечни содержаний и последовательностей видов работ и процессов и типовые технологические карты по видам работ и процессам составляются для каждого вида ремонта территориальными научно-исследовательскими организациями и ремонтными предприятиями и утверждаются производственными объединениями.

При разработке и внедрении новых методов ремонта перечисленные выше документы составляют организации-разработчики.

3. Категория сложности ремонтных работ

3.1. В соответствии с Постановлением Государственного коми-

тета Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы от 31 октября 1974г. № 301 ремонтные работы в скважинах разделяются на две категории сложности в зависимости от объема работ, их характера и сложности.

3.2. Виды работ по категориям сложности при текущем ремонте скважин приведены в "Единых нормах времени на подземный (текущий) ремонт скважин". Часть I. ЦНИСнефть, М., 1977, при капитальном ремонте - в "Единых нормах времени на капитальный ремонт скважин", ЦНИСнефть, М., 1979.

4. С л у ж б ы р е м о н т а с к в а ж и н

4.1. Текущий ремонт скважин (ТРС) нефтегазодобывающие управления (НГДУ) осуществляют хозяйственным способом силами бригад ТРС специализированных цехов текущего (ЦТРС) или текущего и капитального ремонта скважин (ЦТКРС).

4.2. Капитальный ремонт скважин НГДУ осуществляет хозяйственным способом силами бригад КРС цехов капитального ремонта скважин (ЦКРС) или ЦТКРС и подрядным способом, когда бригады КРС входят в состав подчиненных объединениям управлений повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (УПНП и КРС).

4.3. Работы в скважинах, связанные с использованием специального технологического транспорта, бригады ТРС и КРС выполняют совместно с соответствующими бригадами и звеньями управлений технологического транспорта (УТТ).

4.4. Промыслово-геофизические и гидродинамические (РГД и ДГД) исследования, прострелочные и взрывные работы в скважинах осуществляют промыслово-геофизические партии. Гидродинамические и другие (помимо геофизических) исследований осуществляют также соответствующие исследовательские бригады (звенья) цеха научных и производственных работ НГДУ или научно-исследовательской лаборатории (НИЛ) УПНП и КРС.

4.5. Техническое оснащение бригад ТРС и КРС, цехов ТРС и КРС

осуществляют в соответствии с перечнем, приведенным в приложении 3 настоящих Правил.

4.6. Материально-техническое обеспечение бригад ТРС и КРС и техническое обслуживание их оборудования осуществляют подразделения ЦТРС (ЦТКРС), НГДУ, УПНП и КРС и объединения.

4.7. В НГДУ при технологическом отделе по добыче нефти создается технологическая группа по учету, анализу и контролю работы скважинного эксплуатационного оборудования, работ бригад ТРС, контроля за правильностью подбора типо-размера эксплуатационного оборудования скважин в зависимости от характеристики скважины, планирования конкретных видов работ при текущем ремонте скважин.

В отделе разработки или геологическом отделе НГДУ создается служба капитального ремонта скважин, задачей которой является планирование объемов геолого-технических мероприятий, осуществляемых средствами и методами КРС, а также контроль соблюдения технологии и объемов работ по капитальному ремонту скважин.

4.8. В производственных объединениях создаются постоянно действующие комиссии из представителей производственных отделов (управлений) добычи нефти или ремонта скважин, отдела разработки, планового отдела и отдела труда, которая не реже одного раза в месяц осуществляет контроль соблюдения технологии ведения капитального ремонта скважин, планирования процессов ремонта и достоверности учета выполненных работ по капитальному ремонту скважин в одном-двух цехах КРС (ЦПНП и КРС).

5. П л а н и р о в а н и е р е м о н т н ы х р а б о т

5.1. Планирование ремонтных работ в скважинах является частью технико-экономического планирования и включает:

- 1) текущий ремонт;
- 2) капитальный ремонт скважин или их ликвидацию;
- 3) мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

Вид ремонта скважин планируется и учитывается в зависимости

от характера ремонтных работ в скважинах в соответствии с "Классификатором ремонтных работ в скважинах" (приложение 1).

5.2. Единицей ремонтных работ является скважино-ремонт. Это комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, предусмотренных планом производства каждой конкретной скважины и выполняемых на скважине от ее приема в ремонт до ввода ее в эксплуатацию или ее физической ликвидации.

Если после окончания ремонтных работ в процессе ее освоения будет выявлена необходимость выполнения дополнительных работ на скважине, эти работы считаются продолжением первоначального ремонта, т.е. одним скважино-ремонтом.

5.3. Текущий ремонт скважин

5.3.1. Основой плана текущих ремонтов скважин являются плановые величины межремонтного периода работы скважинного оборудования, геолого-технические мероприятия по выполнению государственных заданий по добыче нефти, осуществляемые путем оптимизации технологических режимов работы скважин, план ввода скважин из бурения и освоения.

5.3.2. За 15 дней до начала года НГДУ устанавливает цеху текущего ремонта скважин (ЦТРС) общий фонд скважин с разбивкой по способам эксплуатации и по месяцам, межремонтный период работы скважин по способам эксплуатации, количество ремонтов скважин, связанных с мероприятиями по оптимизации технологических режимов работы скважин и вводу скважин из бурения и освоения, численность (количество) бригад ТРС и их сменность, норматив простоя скважин в ожидании ремонта (ОТРС) и в текущем ремонте (ТРС), норматив недобора нефти из-за простоя скважин в ОТРС и ТРС, смету затрат на текущий ремонт по цеху (форма 4)

5.3.3. Цех ТРС с учетом обязательств бригад ТРС определяет количество бригад ТРС, количество скважин, обслуживаемых каждой

бригадой ТРС, с разбивкой по способам эксплуатации, количество ремонтов, в т.ч. ГТМ и вводу скважин из бурения, норматив простоя скважин в ожидании текущего ремонта и в текущем ремонте, норматив недобора нефти из-за простоя скважин в ОПРС и ТРС, межремонтный период по обслуживаемому ЦДНГ, численность и фонд заработнойной платы бригады, транспортные расходы и лимит материальных затрат (форма 4).

5.3.4. Выбор скважин для проведения текущего ремонта осуществляют цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ). Скважины, на которых фактический дебит не соответствует режимному и по которым требуется приведение производительности скважинного оборудования в соответствие с добычными возможностями скважины (оптимизация), выбираются в начале месяца и утверждаются главным инженером НГДУ при рассмотрении технологических режимов работы скважин.

5.3.5. График проведения текущих ремонтов скважин (форма 5).

составляется еженедельно на техническом совете при начальнике ЦИТС с участием представителей ЦДНГ, ЦТРС и подразделений, осуществляющих ремонт УШГН, УЭЦН, НКГ и штанг. В график для ремонта включаются скважины из месячного плана по выполнению ГТМ, скважины, в которых отказало скважинное оборудование и скважины, находящиеся в ожидании ввода после бурения и освоения.

В течение плановой недели в график могут вноситься изменения исходя из приоритетного обслуживания наиболее высокодебитных скважин, если такие вышли из строя в течение планового периода.

5.4. Капитальный ремонт скважин

5.4.1. Основой плана капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов являются геолого-технические мероприятия по выполнению государственных заданий по добыче нефти, мероприятия по охране природных ресурсов и недр, а также количественный анализ

ыхода из строя элементов конструкции скважин и аварий в скважинах со скважинным эксплуатационным оборудованием и исследовательскими приборами.

5.4.2. В сентябре, предшествующего планируемому году, нефтегазодобывающие управления (НГДУ) составляют заявки на проведение в предстоящем году работ по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин и представляют их в объединение и УПНП и КРС (при подрядном производстве КРС). В заявке приводится планируемое количество ремонтов скважин по номенклатуре,

ожидаемого прироста добычи нефти, закачки воды или ограничения объемов попутно-добываемой воды.

5.4.3. УПНП и КРС и НГДУ для собственных цехов КРС до 15 октября представляют расчеты объемов работ по ремонту скважин в соответствии с проектом планов НГДУ, а УПНП и КРС также собственный проект плана.

Объем ремонтных работ определяется исходя из количества бригад, их сменности, предусматриваемого роста производительности труда и средней достигнутой продолжительности I-го ремонта по номенклатуре.

К проекту плана должны быть приложены:

- 1) Калькуляция эксплуатационных расходов на КРС (форма 6);
- 2) Сводная смета затрат на производство работ по КРС (форма 7);
- 3) Смета затрат на ремонт I скважины (форма 8)

5.4.4. Производственные отделы (управления) объединения по добыче нефти, ремонту скважин, разработки нефтяных месторождений, ПЦД и ПНП к 15 ноября разрабатывают план по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин с указанием номенклатуры ремонта для каждого НГДУ и УПНП и КРС с поквартальной разбивкой (форма 9). Разработка плана увязывается с планами добычи

нефти, имеющимися ремонтными мощностями и источниками финансирования.

5.4.5. НГДУ и УПНП и КРС производят разбивку годового плана помесячно с учетом роста мощностей ремонтных бригад. При этом УПНП и КРС согласовывает месячную разбивку годового плана с НГДУ.

5.4.6. До 20 числа месяца, предшествующего планируемому, НГДУ и УПНП и КРС совместно составляют месячный план-график работ по капитальному ремонту скважин, в котором указываются номера скважин, подлежащих ремонту, вид и категория ремонта, предполагаемые продолжительность и сроки проведения ремонта, эффективность от проводимых работ, перечень необходимого оборудования и другие данные (форма 10).

Объем работ, включаемый для завершения в месячный план-график, должен соответствовать количеству и номенклатуре помесячной разбивки годового плана, утвержденного объединением. Месячный план-график утверждается главным инженером и главным геологом УПНП и КРС и согласовывается с главным инженером и главным геологом НГДУ. Для цехов КРС НГДУ месячный план-график утверждает главный инженер и главный геолог НГДУ.

5.4.7. До 10 числа месяца после отчетного УПНП и КРС и НГДУ (ЦКРС и геологическая служба НГДУ) уточняют плановое количество отремонтированных скважин за отчетный месяц, исходя из фактически выполненных работ по ремонту скважин, подтверждаемых соответствующими исследованиями, и нормами времени на их выполнение в соответствии с п.п.6.2.7 и 6.2.12, оформляют совместным протоколом и направляют в объединение.

6. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН

6.1. Организация работ по текущему ремонту скважин

6.1.1. Основанием для проведения текущего ремонта скважин является утвержденный еженедельный план-график текущих ремонтов скважин.

6.1.2. К составлению плана-графика ЦДНГ представляет план-заказ (форма II), в котором приводятся данные о скважине, причина выхода скважины в ремонт, вид ремонта и типоразмер скважинного оборудования, которое необходимо спустить в скважину, планируемый дебит и содержание воды в продукции скважины. План-заказ составляется старшим технологом ЦДНГ, согласовывается со старшим геологом и утверждается старшим инженером. К план-заказу прилагается гарантийный паспорт на находящееся в скважине эксплуатационное оборудование (УЭЦН, УШГН).

6.1.3. План-заказ с гарантийным паспортом поступает в технологическую группу ЦТРС, которая проверяет правильность подбора оборудования и видов работ при текущем ремонте скважины, а также определяет необходимость замены НКГ и штанг. Если технологическая группа не согласна с типоразмером скважинного оборудования или видами работ, то она согласовывает свои рекомендации с ЦДНГ. При разногласии с ЦДНГ арбитром выступает начальник технологического отдела добычи нефти или начальник ЦТРС.

Гарантийный паспорт на скважинное оборудование, предназначенное для спуска в скважину, выписывает подразделение, осуществляющее ремонт оборудования (УШГН, УЭЦН, НКГ, штанги).

6.1.4. Группа нормирования ЦТРС на основании плана-заказа составляет технический наряд на текущий ремонт скважины (форма I2.)

в котором в технологической последовательности приводится перечень видов работ по ремонту скважины и норм времени на

их выполнение.

Технический наряд предназначен для учета всех видов работ при ТРС и норм времени на их выполнение.

План-заказ и технический наряд утверждает старший инженер ЦТРС.

6.1.5. План-заказ, технический наряд, гарантийный паспорт на скважинное оборудование выдаются мастеру ТРС. Мастер ТРС принимает скважину, наземное оборудование и территорию по акту (форма 13) и организует ремонт скважины с записью заданий каждой смене бригады ТРС в вахтовом журнале в соответствии с план-заказом и техническим нарядом. Если скважина эксплуатировалась УЭЦН, то гарантийный паспорт на УЭЦН бригада ТРС передает бригаде, демонтирующей установку, с внесением соответствующих записей. Если в скважину при ремонте спущена УЭЦН, то монтажная бригада передает бригаде ТРС гарантийный паспорт на эту установку с внесением соответствующих записей. Гарантийный паспорт на УШГН передается бригаде ТРС при завозе ее на скважину, а гарантийный паспорт на поднятую из скважины установку бригада передает ремонтному подразделению при ее вывозе со скважины.

6.1.6. Сдача скважины из ремонта осуществляется по акту, составляемому в 2-х экземплярах (см.раздел 7).

6.1.7. После ремонта мастер ТРС заносит в технический наряд фактически выполненные работы. Технический наряд подписывает старший мастер и старший инженер ЦТРС. Группа нормирования проверяет наряд, нормирует и направляет в службу обработки информации. Один экземпляр акта на сдачу скважины и план-заказ поступает в технологическую группу, которая заносит в карточки соответствующие данные о проведенном ремонте и спущенном скважинном оборудовании, затем акт на сдачу скважины передается в службу обработки информации.

Один акт сдачи скважины и гарантийный паспорт остается в

ЦДНГ и подшивается в дело скважины.

6.1.8. Оперативно-технологическая служба ЦТРС на основании заявок мастеров КРС и решений руководства ЦТРС составляет график обслуживания бригад ТРС (глушение скважин, завоз и вывоз труб, штанг, другого оборудования, работы выездного звена по ремонту оборудования и инструмента бригад ТРС и другие работы), принимает сведения по радию от бригад ТРС о состоянии работ по ТРС, ведет оперативную карту учета работ по ремонту скважин, учет выезда транспорта.

6.1.9. Технологическая группа ЦТРС ведет учетные карточки, в которых фиксируются все ремонты скважины, их причины, спущенные скважинное оборудование, тип и количество спущенных труб и штанг, режим работы скважины.

6.2. Организация работ по капитальному ремонту скважин

6.2.1. Основанием для производства ремонта скважин является утвержденный НГДУ и УПНП и КРС месячные планы-графики работы бригад КРС.

6.2.2. К составлению плана-графика геологическая служба цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ) представляет в отдел разработки (геологическую службу) НГДУ заказ на производство капитального ремонта скважин (форма I4) с обоснованием видов предстоящего капитального ремонта скважин, предполагаемых методов ремонта и необходимыми данными по скважине согласно перечня для каждого вида ремонта.

6.2.3. К заказу прилагаются:

1) результаты промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, проводимых в скважине до передачи ее в КРС в соответствии с п.2 настоящих Правил. В тех случаях, когда исследования провести невозможно без привлечения бригад КРС, то есть когда

необходимо поднять скважинное оборудование, очистить ствол скважины от посторонних предметов, а стенки эксплуатационной колонны и забой от отложений твердых частиц, а также при возбуждении ее с помощью компрессора, исследования поручаются ремонтной службе. В этом случае комплекс необходимых исследовательских работ включается в объем ремонтных работ;

2) акт расследования аварий с глубино-насосным оборудованием и другим подземным оборудованием (при ликвидации аварий);

3) акт сдачи-приема скважины в капитальный ремонт с перечислением наземного оборудования, площадки под подъемный агрегат, наземных и подземных коммуникаций в радиусе 50м от устья скважины и их технического состояния (состояние заземления ЛЭП, заземляющих устройств электрооборудования, состояние факельных и нефтяных линий, задвижек, наличие лестниц, крышек на колодцах, мерников, состояние подъездных путей и т.д.), а также указанием схем движения техники в рабочей зоне. Акт составляют мастер по добыче нефти и мастер КРС (форма I3).

4) схема проезда от баз ремонтной службы до скважины.

6.2.4. За достоверность данных о скважине несет ответственность главный геолог НГДУ.

6.2.5. Геологическая служба УПНП и КРС (ЦКРС НГДУ) производит экспертизу качества поступивших материалов о скважине, полноты данных, разрабатывает предложения по определению недостающих данных и совместно с технологическим отделом (старший инженером ЦКРС НГДУ) составляют технологический план ремонта скважины, в котором уточняются виды и методы ремонта и исследований скважин. В особо сложных условиях в технологическом плане указывается необходимость до начала ремонта скважины демонтажа наземного оборудования, препятствующего выполнению ремонта скважины согласно правилам техники безопасности (станка-качалки, ЛЭП, манифольдов и т.п.).

Технологический план ремонта скважины утверждается главным геологом и главным инженером УПНП и КРС (НГДУ) (форма I5).

6.2.6. Нормативная группа ЦКРС НГДУ под руководством старшего инженера ЦКРС или проектно-сметная группа УПНП и КРС на основании заказа и технологического плана ремонта скважины составляет единый наряд на производство капитального ремонта скважины (форма I6)

6.2.7. В едином наряде на производство капитального ремонта скважины в технологической последовательности приводятся виды работ, выполняемых на скважине, и по обслуживанию бригад КРС, исполнители, перечень необходимой спецтехники, оборудования и материалов, нормы времени для бригад КРС и других исполнителей, общая нормативная продолжительность ремонта.

Последовательность работ определяется в соответствии с блок-схемой процесса капитального ремонта скважин и типовыми перечнями содержаний и последовательностей видов работ и процессов на выполняемые виды КРС согласно классификатора ремонтных работ в скважинах.

Исполнители перечень спецтехники, оборудования и материалов, нормы времени для каждого вида работ определяются в соответствии с типовой технологической картой на выполнение соответствующего вида работ.

В единый наряд включаются только те виды работ, которые точно определяются исходя из имеющейся информации о скважине.

Если вид ремонта определен, но метод ремонта, а значит и виды работ, должны быть уточнены по результатам запланированных исследований, например, тампонирование по колонне НКГ или кислотные ОПЗ без пакера или с применением съемного (извлекаемого) пакера, то в едином наряде должны быть отражены оба возможных варианта работ с указанием условий выполнения того или иного варианта.

На такие виды ремонта, как устранение негерметичности эксплуатационной колонны или кондуктора, наращивание цементного кольца, методы ремонта которых могут быть определены лишь по результатам специальных исследований, составляется дополнительный наряд после проведения исследований. В основном наряде записывается, что метод ремонта будет приведен в дополнительном наряде.

На дополнительные виды ремонта, необходимость в которых выясняется по результатам исследований, составляется дополнительный единый наряд.

В дополнительном наряде указывается после какого вида работ по основному наряду начинаются работы по дополнительному наряду и вид работ по основному наряду, с которого продолжают ремонтные работы после выполнения всех работ по дополнительному наряду.

6.2.8. Технологические процессы, связанные с тампонированием скважин и ОПЗ, выполняются по технологическим планам, которые одновременно являются и актами на выполнение указанных процессов.

В технологическом плане приводятся расчеты необходимого количества тампонажных растворов, химреагентов, продавочной жидкости, жидкости для вымывания остатков тампонажных растворов, вымывания продуктов реакции; указываются режимы проведения процесса, количество необходимой спецтехники, схема их обвязки с устьем скважины, последовательность проведения процесса. Технологический план составляется на основе соответствующей типовой технологической карты старшим инженером и старшим технологом ЦНРС (НГДУ) или технологическим отделом УПНП и НРС по типовым формам, утвержденным объединением.

6.2.9. Все работы звеньев специальной технологической техники, партий научно-исследовательской лаборатории, а также работы обслуживающих подразделений по завозу и вывозу со скважины труб, сварочные работы по ремонту устья скважины и подъемного оборудования, работы по ремонту электрооборудования на скважине и под-

ключению электрооборудования, по заводу и вывозу со скважины ремонтного оборудования (забойного двигателя, ключа, КМУ, пакера и др.) выполняются по операционным нарядам, выписываемым технологической службой ЦКРС на основании единого наряда на производство капитального ремонта скважины и выдаваемым исполнителям в день выполнения работ.

В операционном наряде указывается вид работ, состав исполнителей, спецтехники, оборудования, нормы времени, начало и окончание работ. По прибытии на скважину отмечается время прибытия, начало и окончание работ, стоимость работ время и причины простоя, причины невыполнения работ. После окончания работ операционный наряд подписывает мастер (или бурильщик) и старший исполнитель работ.

На основании операционного наряда осуществляется оплата труда соисполнителей ремонта скважин, а также взаиморасчеты между УППИ и КРС (НГДУ) и УТТ.

6.2.10. УТТ формирует звенья спецтехники и выполняет работы на скважине в соответствии с операционными нарядами.

6.2.11. Отпуск со склада материалов технологического назначения (цемент, химреагенты и др.) производится по требованиям, выписываемым технологической службой ЦКРС на основании единого наряда на производство капитального ремонта скважин.

6.2.12. Смета затрат на капитальный ремонт скважины составляется на основе единого наряда на производство капитального ремонта скважины, а также дополнительных нарядов.

Смету составляет в УППИ и КРС проектно-сметная группа, а в НГДУ - планово-экономический отдел.

На основании сметы производятся взаиморасчеты между УППИ и КРС и НГДУ.

6.2.13. Бригаде КРС передается заказ, технологический план, единый наряд и смета на производство КРС;

технологической службе ЦКРС - единый наряд на производство КРС;

геологической службе ЦКРС – заказ и технологический план;
ЦИТС – единый наряд;

в плановый отдел – смета;

геологической службе НГДУ – заказ, технологический план и
единый наряд.

6.2.14. Мастер КРС ежедневно записывает в вахтовый журнал
адание вахтам КРС на основании единого наряда на производство
РС.

6.2.15. Технологическая служба цеха КРС по каждой скважине
едет ежедневный учет на основании сообщений по рации вахт КРС и
одписанных мастером или бурильщиком операционных нарядов.

6.2.16. Все результаты исследований сообщаются мастером или
вахтой КРС в технологическую службу ЦКРС по рации и документально.

6.2.17. Если в наряде на производство КРС указано, что вид
работ определяется результатами исследований, то решение о кон-
кретном виде работ принимается технологической службой после пе-
редачи по рации результатов исследований. Решение передается по
рации и записывается в специальном учетном журнале и едином наряде.

Если в наряде на производство КРС указано, что метод ремонта
пределяется по результатам исследований с составлением дополни-
тельного наряда, то результаты исследований поступают в геологи-
ческий отдел УЛНП и КРС (или геологическую службу ЦКРС НГДУ), ко-
торый совместно с технологическим отделом (со старшим инженером)
пределяет метод ремонта и это решение передает в проектно-смет-
ную группу (нормативную группу ЦКРС). ПСГ в течение 2^х часов сос-
авляет, утверждает и передает дополнительный наряд в ЦИТС (тех-
нологическую службу ЦКРС).

С целью ускорения ремонта ЦИТС УЛНП и КРС передает в техно-
логическую службу ЦКРС по телефону первый вид работ по дополни-
тельному наряду, а технологическая служба – бригаде КРС по рации.
Журнале фиксируется время передачи.

6.2.18. Операционные наряды и требования выдаются цехом КРС исполнителям и обслуживающим подразделениям в начале планируемых суток исходя из анализа выполнения процесса капитального ремонта. В операционных нарядах технологической службой представляется планируемое время выполнения работ.

Операционные наряды выдаются исполнителям в двух экземплярах. После выполнения работ мастером КРС или бурьщиком в наряде проставляется фактическое время выполнения работ. Если работы не были выполнены, то в наряде указывается причина и немедленно сообщается об этом в цех ПНП и КРС по радию.

После выполнения работ не позднее следующих суток один экземпляр операционного наряда передается в УТТ, другой - в цех ПНП и КРС. Цех после проверки правильности заполнения и соответствия выполненных работ наряду на производство КРС передает операционные наряды в бухгалтерию УПНП и КРС (НГДУ).

6.2.19. Технологические планы проведения технологических процессов после их выполнения, а также один экземпляр акта на выполнение промышленно-геофизических и гидродинамических исследований и прострелочных работ, передаются в геологическую службу ЦКРС и подшиваются в „дело“ скважины.

7. Качество ремонтных работ

7.1. Оценка качества ремонтных работ определяется на основании исследований, проводимых в процессе выполнения ремонтных работ в соответствии с п.2 настоящих Правил, и в период освоения и дальнейшей эксплуатации скважины после ремонта по дебиту и составу

добываемой продукции для добывающих скважин и приемистости и давлению нагнетания для нагнетательных скважин.

7.2. Освоение скважин осуществляется способом, указанным в "Заказе на производство капитального ремонта скважины".

Освоение нефтяных скважин, эксплуатируемых фонтанным или газлифтным способами, УШГН или компрессором, также нагнетательных скважин, осуществляет исполнитель ремонта, а освоение скважин, эксплуатируемых УЭЦН, производится в соответствии с п. 3.11 РД 39-1-845-82. В процессе освоения скважин устанавливается наличие, величина и характер притока и соответствие их требованиям, установленным в "Заказе на производство капитального ремонта скважин".

7.3. При механизированной эксплуатации скважины дебит и состав продукции определяются после 48 час. нормальной работы, когда подача жидкости происходит без срыва, динамограмма работы УШГН нормальная. Если состав продукции не отвечает предъявляемым требованиям, то освоение должно продолжаться без участия бригад КРС до извлечения из скважины определенного объема жидкости. При этом необходимый объем извлечения жидкости устанавливается в зависимости от добычных возможностей скважины.

7.4. При фонтанной эксплуатации дебит и состав продукции скважины определяется после 24 часов фонтанирования, либо после извлечения из нее жидкости постоянного состава в объеме, равном трем объемам скважины.

7.5. Если дебит скважины и состав продукции не отвечают требованиям, определенным в "Заказе", то исполнитель работ имеет право произвести повторные исследования по определению качества ремонта. Если в результате будет установлено, что ремонт выполнен некачественно вследствие того, что были ошибочны результаты ранее проведенных исследований, либо ошибочно определен вид ремонта, то этот ремонт считается не окончанным, скважина не подлежит сдаче.

7.6. Если в процессе продолжения ремонта исполнителем будет доказано, что первоначальный ремонт был выполнен качественно, то дополнительные исследования и ремонтные работы включаются в объем ремонта и оплачиваются заказчиком. Если ремонт был произведен некачественно по вине исполнителя, то дополнительный ремонт производится за счет средств исполнителя ремонта.

8. С д а ч а с к в а ж и н ы в э к с п л у а т а ц и ю

8.1. Скважина считается законченной ремонтом, если выполнены все виды работ, предусмотренные нарядом на ремонт скважины, скважина освоена и отвечает требованиям, изложенным в п.п. 5.1-5.4.

8.2. При сдаче скважины из ремонта мастер КРС сдает, а мастер по добыче нефти и газа принимает установленное на скважине наземное оборудование и территорию с оформлением акта (форма I3).

8.3. Сдача скважины в эксплуатацию из ремонта производится после ее освоения на основании двухстороннего акта (формы I7 и I8)

8.4. Каждый законченный ремонт скважины оформляется одним актом, независимо от количества проведенных видов ремонта, согласно классификатору ремонтных работ в скважинах.

8.5. Акт составляет исполнитель ремонта: ЦГРС, ЦЦНП и КРС УГНП и КРС или ЦГРС (ЦПКРС) НГДУ.

8.6. Исполнитель ремонта предъявляет акт цеху по добыче нефти и газа (ЦДНГ) в течение суток с момента выполнения требований к освоению и сдаче скважины после ремонта.

8.7. К акту прилагаются: результаты проведенных промышленно-геофизических и гидродинамических исследований и испытаний, акт о приеме и сдаче скважины, установленного оборудования и территории в капитальный ремонт и из ремонта; гарантийный паспорт на спущенное скважинное оборудование; смета на производство КРС.

9. Финансирование

9.1. Порядок и источники финансирования ремонтных работ на скважинах обусловлены назначением ремонтов и их экономической сущностью.

9.2. Финансирование капитального ремонта скважин осуществляется в порядке, предусмотренном инструкцией Государственного Банка СССР от 29 декабря 1979г. № II "О порядке финансирования капитального ремонта основных фондов".

9.3. Источником финансирования КРС являются амортизационные отчисления, предназначенные на капитальный ремонт. Начисление амортизации на капитальный ремонт скважин осуществляется объединением (НГДУ) по дифференцированным нормам, установленным для нефтедобывающих объединений постановлением Совета Министров СССР от 14 марта 1974г. № 183, а для объединений "Азнефть" и "Татнефть" письмом Госплана СССР от 8 августа 1977г. № АБ-234.

9.4. Затраты на текущий ремонт скважин относятся на себестоимость добычи нефти и газа.

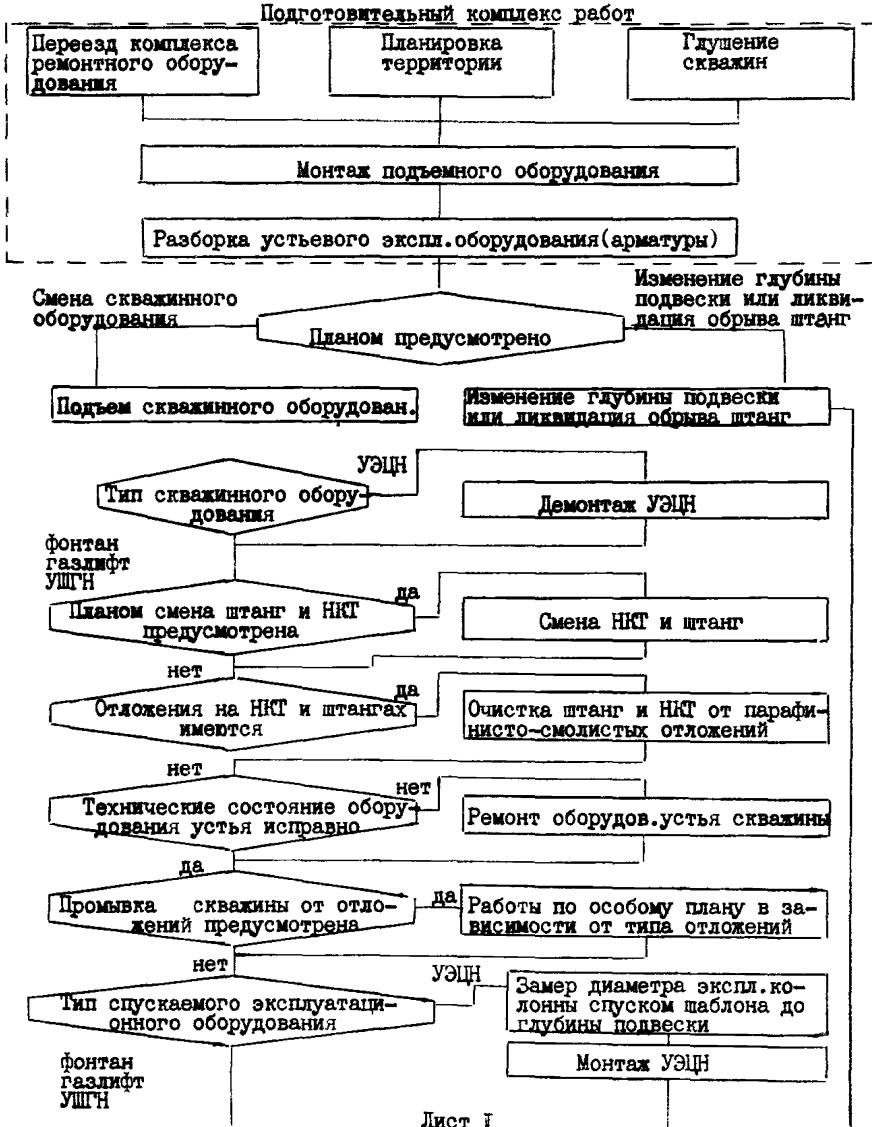
9.5. Работы по повышению нефтеотдачи пластов и увеличению продуктивности (приемистости) скважин финансируются за счет централизованного "фонда повышения нефтеотдачи пластов".

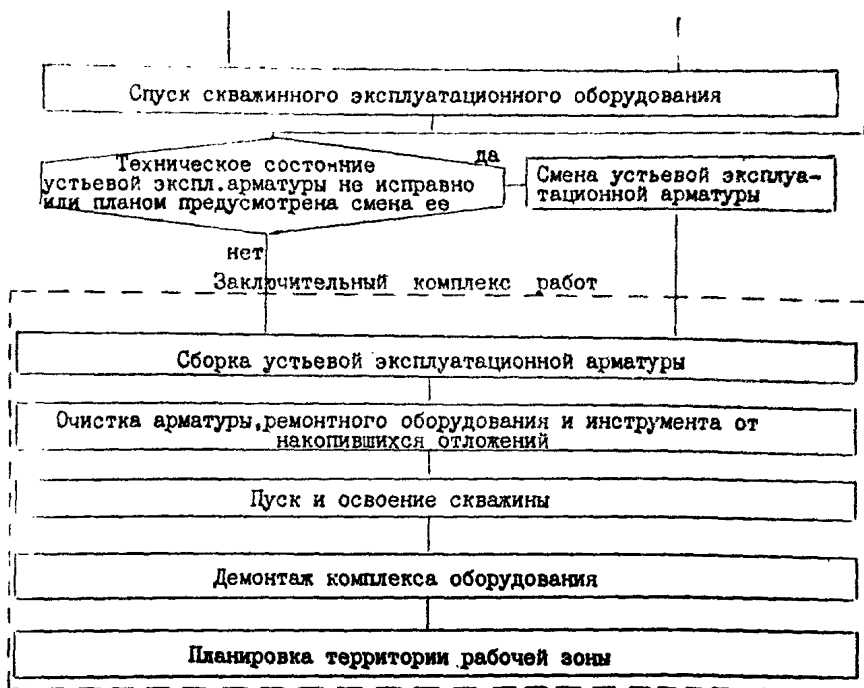
Формирование фонда и его расходование осуществляется в соответствии с "Инструкцией о порядке планирования, финансирования и учета затрат в нефтяной промышленности, производимых за счет фонда повышения нефтеотдачи пластов", утвержденной Госпланом СССР, Минфином СССР, Госкомцен СССР, ГИИТ и ЦСУ СССР 6 июля 1977 г. № АБ-31-д.

9.6. Работы по ликвидации скважин производятся за счет уменьшения уставного фонда.

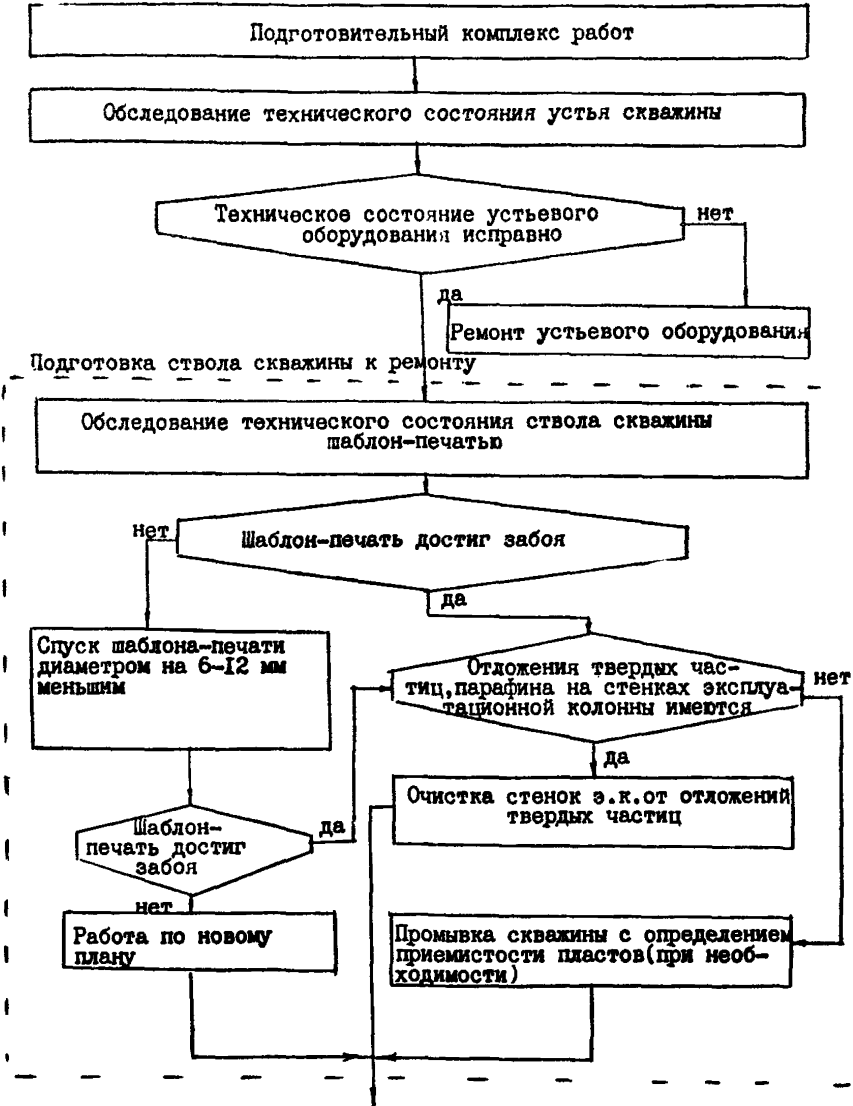
10. Взаимоотношения УЛНП и КРС с НГДУ и ЦКРС НГДУ с другими подразделениями и службами НГДУ должны определяться стандартом, разрабатываемым каждым объединением.

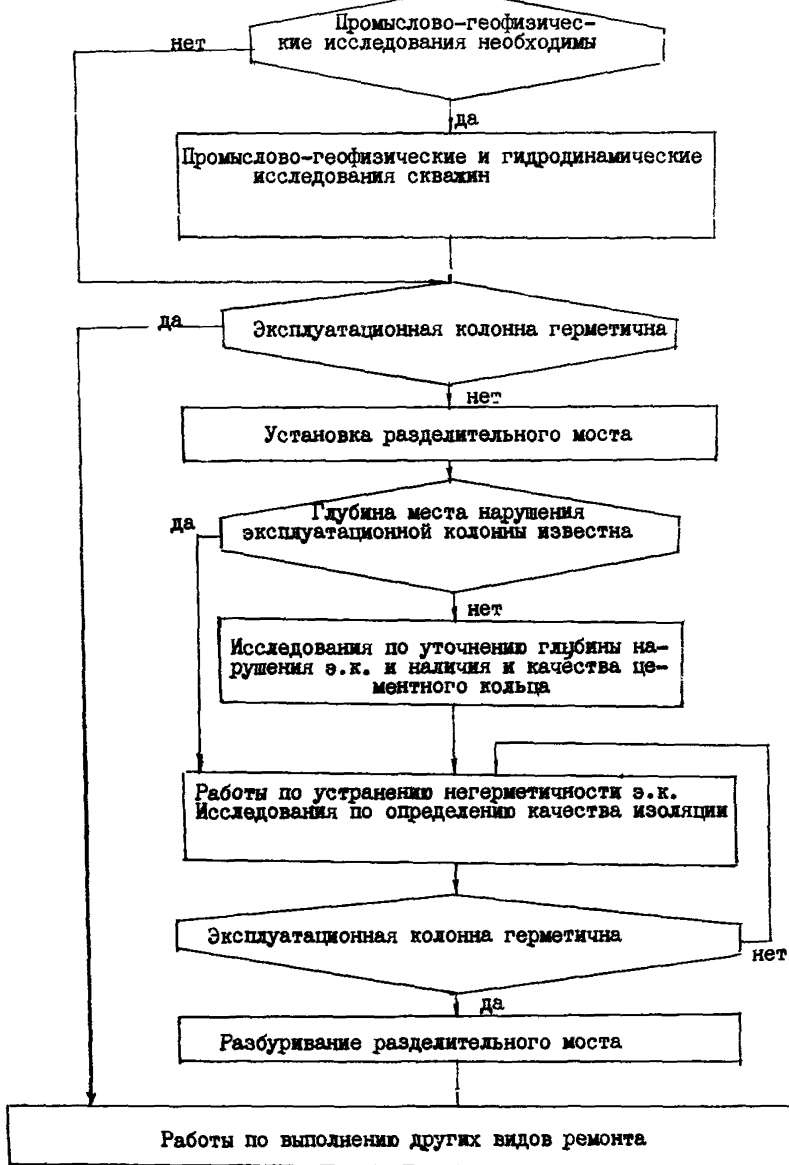
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ
РАБОТ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

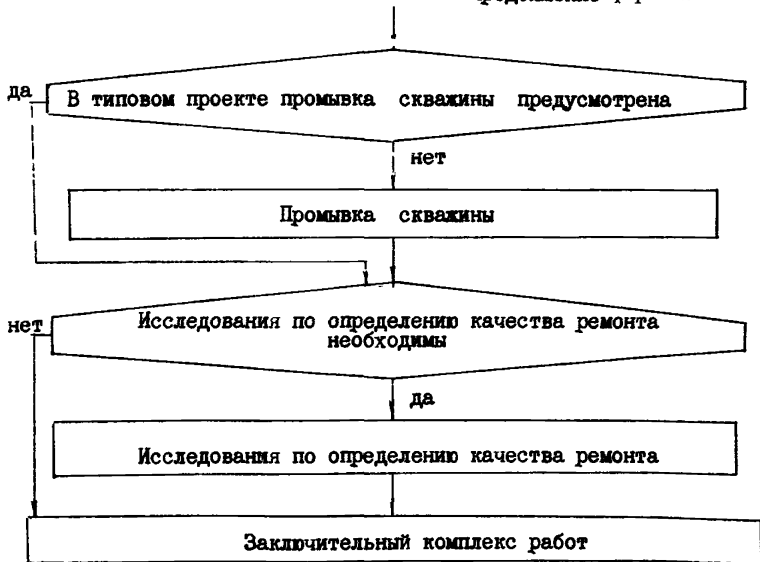




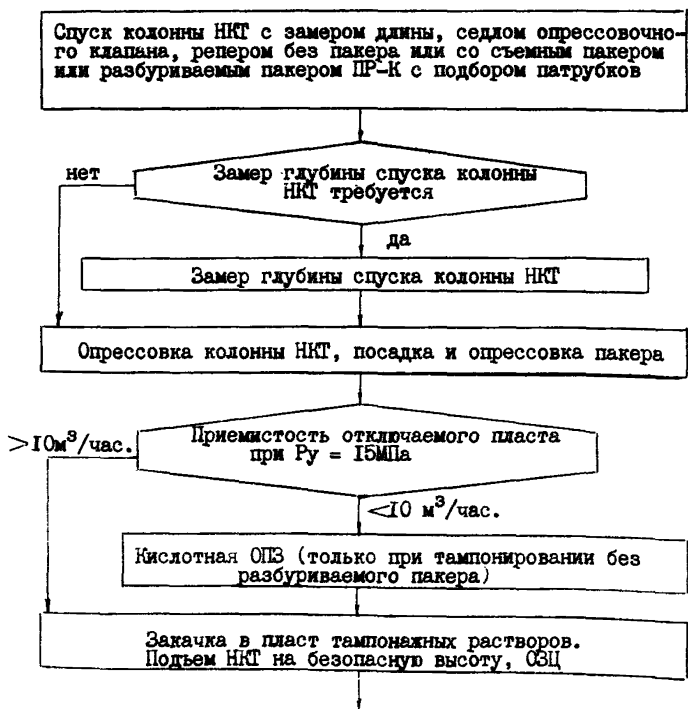
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ
РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

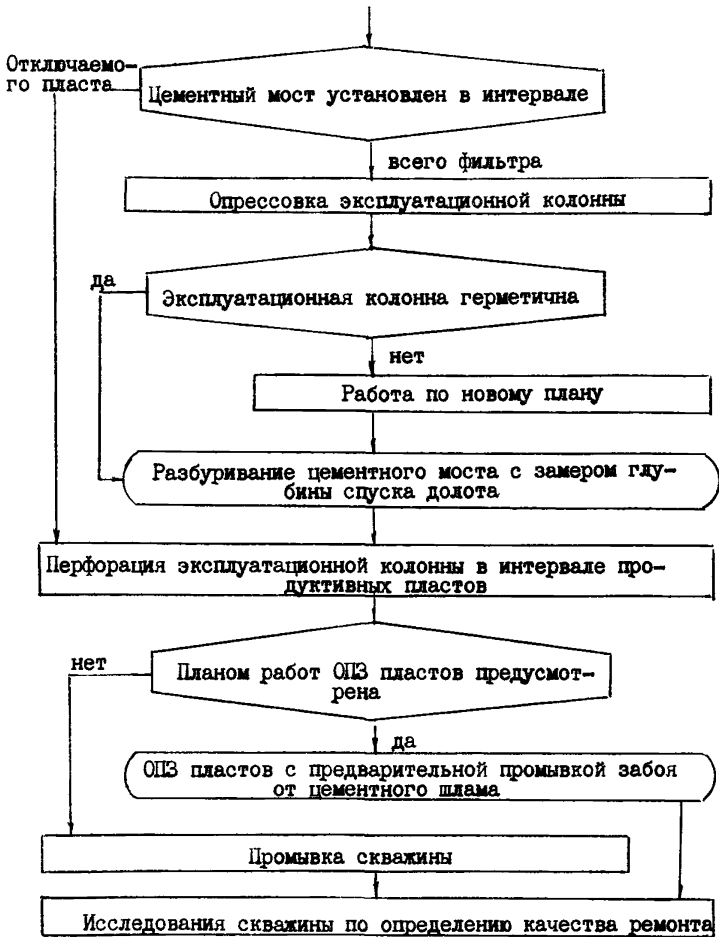






**ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ
ПРОЦЕССА ОТКЛЮЧЕНИЯ НИЖНЕГО ОБВОДНЕННОГО
ПЛАСТА МЕТОДОМ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПО КОЛОННЕ НКТ
БЕЗ ПАКЕРА, СО СЪЕМНЫМ ИЛИ РАЗБУРИВАЕМЫМ
ПАКЕРОМ**





СИСТЕМА
планово-оценочных показателей цехов
и бригад текущего ремонта скважин

Показатели	Для ЦТРС	Для бригад
I. Объема производства		
1. Добыча нефти, тн	по НГДУ	по ЦДНГ
2. Фонд обслуживаемых скважин, скв.	+	+
в том числе, фонтанные	+	+
газифитные	+	+
ЭЦН	+	+
УШГН	+	+
3. Количество ремонтов скважин, скв.	+	+
в том числе ГТМ	+	+
4. Количество скважин, находящихся в ТРС и ОТРС, скв.	+	+
5. Задание по внедрению и расширению использования новой техники (отдельным документом)	+	+
2. Качественного уровня работ		
1. Норматив недобора нефти из-за простоя скважин в ТРС и ОТРС, тн	+	+
2. Норматив календарного времени скважин в ожидании ввода из бурения и освоения, сут.	+	+
3. Межремонтный период работы скважин, сут.	+	+
в том числе, фонтанных		
газифитных		
ЭЦН		
СКН		
4. Численность	+	+
5. Смета затрат	+	
в том числе, фонд заработной платы	+	+
амортизация	+	+
материалы	+	+
транспортные расходы	+	+
в т.ч., подъемники	+	+
агрегаты	+	+
автоцистерны	+	+
ШПУ	+	+
внутрипроизводственные гру-		
зоперевозки	+	+
6. ФМП	+	+

НЕДЕЛЬНЫЙ ГРАФИК

движения бригад текущего ремонта по скважинам
цеха добычи нефти и газа №
на _____ месяц 19__ г.
числа месяца

Ф.И.О. мастера	Коли- : чест- : во : вахт	№ : сква- : жины	Вид : ре- : мон-	Плас : товое : дав-	Вид и : плот- : ность	Тип : обо- : рудо-	Дата ре-									
							ванья : на- : ча-	мон- : ко- : нец								
				ле- : ни- : МПа	жидкос- : ти : глу- : шения, : кг/м ³											
I	:	2	:	3	:	4	:	5	:	6	:	7	:	8	:	9

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
объединения
(начальник НГДУ)

" _ " _ _ 19 _ г.

Калькуляция эксплуатационных расходов
на капитальный ремонт скважин на 19 _ г.

Наименование статей	Единица	19 _ г.	В 19 _ г.				19 _ г. %			
	измере- ния	(текущий период)	принятый	в т.ч. по кварталам				в % к 19 _ г.		
				план	план	I	II		III	IV
I	2	3	4	5	6	7	8	9		
Сырье и материалы (за вычетом возвратных отходов)										
Топливо и энергия для технических целей										
Основная заработная плата бригад капитально-го ремонта										
Дополнительная заработная плата бригад капитального ремонта.										
Отчисления на социальное страхование.										
Расходы на содержание подготовительных бригад.										
Итого затраты на содержание бригад										
Услуги спецтехники УГТ.										
всего										

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9
в т.ч.: <i>подъемники,</i>									
<i>агрегаты</i>									
автоцистерны									
паропередвижные установки									
исследовательские машины									
Геофизические услуги									
Всего									
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования - всего									
в т.ч.:									
услуги ЦБПО									
.									
Цеховые расходы									
Общеправленческие расходы									
Итого									
Непроизводительные расходы									
Всего эксплуатационные расходы на производство									
Справочно:									
Бригадо-часы отработанные									
Стоимость бригадо-часа									

Начальник УПП и КРС

Начальник ЦКРС

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----

в т.ч.:

- а)
- б)

Геофизические услуги

- а)
- б)

Итого услуги

Всего затрат

Справочно:

Бригадо-часов

Стоимость бригадо-часа, всего

в т.ч.:

- а) по прямым затратам
- б) стоимость услуг . .

Процент накладных расходов к
прямым затратам

Начальник УПНП и КРС
(Начальник ЦКРС)

РАСЧЕТ
сметы затрат на ремонт I-й скважины

Наименование затрат	!Единица! !измерен!	!Шифр рас-! !ценки	!Цена! !во	!Кол-! !во	!сумма
Бригадо-час					
Накладные расходы					
Транспортные услуги - всего . .					
в т.ч.					
подъемники.					
агрегаты.					
паро-передвижные уста- новки.					
автоцистерны.					
Геофизические услуги - всего. .					
в т.ч.:					
перфорация.					
исследования.					
Всего затрат					

Главный геолог
Начальник ПЭО

Согласовано:
Гл.геолог объединения
(гл.геолог НГДУ)

" _ " _ _ _ _ _ 19__г.

Форма 9
Утверждаю:
Зам.генерального директора
объединения
(гл.инженер НГДУ)

" _ " _ _ _ _ _ 19__г.

П Л А Н
работ по капитальному ремонту скважин и
повышению нефтеотдачи пластов

УПНП и КРС (ЦКРС) на 19__год

Виды работ (по классификатору)	! на год !	Количество скважин			
		! I !	! II !	! III !	! IV !

1. Ремонтно-изоляционные работы .
2. Переход на другие горизонты. .
3. Устранение аварий и т.д. . . .
4. Увеличение и восстановление
производительности и приемис-
тости скважин
5. Создание оторочек раствором
ПАВ и т.д.

Начальник ПЭО

Начальник отдела ремонта скважин

СОГЛАСОВАНО
 Главный инженер НГДУ,
 Главный геолог НГДУ
 19__ г.

УТВЕРЖДАЮ
 Форма IO
 Главный инженер УПНП и КРС,
 Главный геолог УПНП и КРС
 19__ г.

ПЛАН-ГРАФИК
 работы бригад капитального ремонта скважин
 цеха № ___ УПНП и КРС на ___ 19__ г.

Ф.И.О. мастера	Ко- ли- чест- во вахт	№ скв.	Вид ре- мон- та	Р. пл. атм	Шифр	Продолжитель- ность ремонта по наряд-зада- нию, бр./час	Дата ремон- та	Смет- ная стои- мость, тыс. руб.	Ожидае- мый эф- фект, т/сут (м³/ сут.)	Нали- чие эл. энер- гии	Необ- ходи- мые мате- риалы	Обо- рудо- вание с НГДУ	Срок пред- ставления труб и другого оборудова- ния с НГДУ

Начальник технологического
 отдела УПНП и КРС

Старший инженер УПНП и КРС №

Старший геолог УПНП и КРС №

Инженер по нормированию

Инженер-экономист

Примечание: для цехов КРС, входящих в состав НГДУ, план-график утверждает:
 Главный инженер и главный геолог НГДУ.

1981

ПЛАН-ЗАКАЗ

форма I59580

на подземный ремонт скважины № _____
 ЦДНГ № _____ НГДУ _____

"СОГЛАСОВАНО"

"УТВЕРЖДАЮ"

" " 19__ г.

" " 19__ г.

Категория по опасности газонефте- Дата последнего ремонта _____
 проявления) _____

Диаметр экспл. колонны, мм _____ глубина, м _____ толщина стенки,
 мм _____

Интервал перфорации, м _____

Искусственный забой, м _____ дата замера _____

Пластовое давление, МПа _____ дата замера _____

Буферное давление, МПа _____ дата замера _____

Дебит жидкости, м³/сут _____ дата замера _____

Обводненность, % _____ дата отбора пробы _____

Динамический уровень, м _____ дата замера _____

Коэффициент продуктивности, т/(сут. МПа) _____ дата рас-
 чета _____

Плотность пластовой воды, г/см³ _____ дата отбора пробы _____

Причина ремонта _____

ПЛАН РАБОТЫ:

Старший технолог

Передал _____

Принял _____

А К Т

о приеме(сдаче) скважины № ___ на ___ из текущий(его)(капитальный(ого)) ремонт(а).

Мы, нижеподписавшиеся, представитель ЦДНГ тов. _____

мастер ЦПНП и КРС тов. _____ составили настоящий акт в том, что

первый сдал принял, а второй принял сдал, скважину на из текущий(его) (капитальный(ого)) ремонт(а).

При приеме скважины ее состояние следующее:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____

Принял: Представитель ЦПНП и КРС _____
 Представитель ЦДНГ _____

Сдал: Представитель ЦДНГ _____
 Представитель ЦПНП и КРС _____

УТВЕРЖДАЮ

Гл. геолог НГДУ _____
" " _____ 198 г.ПЛАН-ЗАКАЗ НА ПРОИЗВОДСТВО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИНЫ № _____МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____ ПЛОЩАДЬ, ЗАЛЕЖЬ _____
ЦДНГ, ЦППД _____ ЦППИ и КРС _____

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:

Категория скважины _____ Способ эксплуатации _____	
Дебит жидкости (приемистость) _____ т/сут ($\text{м}^3/\text{сут}$) Обводненность жидко- сти, % _____	
Плотность воды, $\text{г}/\text{см}^3$ _____ Наличие сероводорода _____	
Пластовое давление, МПа _____ определено " " _____ 198 г.	
Искусственный забой, м _____ Текущий забой, м _____	
Состояние забоя _____	
Глубины нарушения эксплуатационной колонны, м _____	
НАПРАВЛЕНИЕ	диаметр, мм _____ длина, м _____
	закреплено цементом в интервалах, м _____
КОНДУКТОР	диаметр, мм _____ длина, м _____
	закреплен цементом в интервалах, м _____
ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА	диаметр, мм _____ длина, м _____
	закреплена цементом в интервалах, м _____
ТЕХНИЧЕСКАЯ КОЛОННА	диаметр, мм _____ длина, м _____
	закреплена цементом в интервалах, м _____
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА ИЛИ ЛЕТУЧКА	диаметр, мм _____ материал _____
	спущена в интервал, м _____ закреплена в интервалах, м _____
ДИАМЕТР СТВОЛА СКВАЖИНЫ (долота), мм: под кондуктор _____ под эк- сплуатационную колонну _____	
ЗОНЫ УХОДА ПРИ БУРЕНИИ В ИНТЕРВАЛАХ, м: _____	
АЛЬТИТУДА, м: ротора _____ муфты _____ фланца _____	
ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ _____	
спущено на _____ мм НКГ на глубину, м _____	

ДАННЫЕ О ПЕРФОРАЦИИ

Интервалы перфорации, м		Тип перфоратора	Плотность перфорации, отв/м	Горизонт, ярус, подъярус	Пласт
верх	низ				

РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫЕ РАБОТЫ ПО КРС (цель, дата проведения, что проделано)

РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СКВАЖИНЕ (вид исследования, дата проведения, результаты исследований):

Ц Е Л Ь Р Е М О Н Т А :

ПО ОКОНЧАНИЮ РЕМОНТА В СКВАЖИНЕ УСТАНОВИТЬ: на глубине _____ м
оборудование _____ на _____ мм НКТ

Старший инженер ЦДНГ, ЦПЦД _____

Старший геолог ЦДНГ, ЦПЦД _____ 198 г.
(подпись) (фамилия, и.о.) (дата составления документа)

"Согласовано"
 Гл.геолог НГДУ "-----"

 Командир пункта АВО

 " " ----- 198 г.

"Утверждаю"
 Гл.инженер УПНП и КРС

 Гл.геолог УПНП и КРС

 " " ----- 198 г.

П Л А Н

на производство капитального ремонта
 на скважине № -----
 площадь -----
 ЦДНГ № -----
 ЦПНП и КРС -----
 Мастер -----
 Подъемное сооружение -----

I. Геолого-техническая характеристика

1. Категория скважины -----
2. Способ эксплуатации -----
3. Кондуктор _____ мм. толщина стенки _____ мм. спущен на гл. _____ м. закреплен _____ в интервале _____ м. от устья.
4. Направление _____ мм. спущено на гл. _____ м. закреплено _____ в интервалах _____ м. от устья.
5. Э.колонна _____ мм. толщина стенки _____ мм, спущена на гл. _____ м. закреплена _____ в интервалах _____ м. от устья.
6. Техническая колонна _____ мм. толщина стенки _____ мм. спущена в интервал _____ м. до _____ м. от устья закреплена _____ в интервалах _____ м. от устья.
7. Дополнительная э.колонна (летучка) _____ мм.толщина стенки _____ мм. спущена в интервал _____ м. до _____ м. закреплена _____ в интервалах _____ м. от устья.
8. Зоны ухода при бурении в интервалах _____ м.
9. Альтитуда муфты _____ м.
10. Альтитуда ротора _____ м.

- II. Эксплуатационный горизонт _____ м.
 I2. Искусственный забой _____ м.
 I3. Интервал перфорации _____ м.

 I4. Подземное оборудование _____
 спущено на НКТ _____
 Общая глубина подвески _____ м.

II. Техническое состояние на начало ремонта

- I. Состояние забоя _____
 текущий забой _____ м.
 2. Герметичность э.колонны _____
 определено _____ (дата)
 3. Пластовое давление _____ МПа определено " " _____ 198 г.
 4. Коэффициент аномальности $R_{п.п.}$
 $R_{в.}$
 5. Дебит жидкости (приемистость) _____ т.с. (куб.м.с.)
 6. Излив (в нагнетательной скважине) _____ куб.м.сутки
 7. Остановить нагнетательные скважины
 _____ скв. № _____ Рпл. _____ МПа с " " _____ 198 г.
 _____ скв. № _____ Рпл. _____ МПа с " " _____ 198 г.
 _____ скв. № _____ Рпл. _____ МПа с " " _____ 198 г.
 8. Перетоки за э.колонной _____ с инт. _____ м.
 в инт-д _____ м. определены " " _____ 198 г.
 9. Давление изолируемого (отдающего, приобретаемого) пласта _____ МПа
 определено по _____
 I0. Обводненность продукции _____ %
 II. Скважинная жидкость _____ плотность _____ г.куб.см.
 I2. Наличие сероводорода _____
 I3. Ранее проведенные работы по КРС (цель, дата, что проделано).

III. Цель ремонта _____

_____ согласно классификатора ремонтных работ в скважинах

IV. Предлагаемый объем работ:

1. Порядок глушения скважины:

2. Вывоз представителя АВО _____ (необходим при а 1,3) _____

3. Установить грузоподъемное сооружение, провести подготовительные работы.

4. Заглушить скважину глинистым р-ром, хлористым кальцием, пласто-
вой водой (нужное подчеркнуть)

$$З = \frac{10 \text{ Рпл}}{\text{Нкп}} \rightarrow 10 \text{ проц.} =$$

в объеме _____ куб.м.

У. Заключение по плану работ

Начальник технологического
отдела УПНП и КРС

Ст.инженер ЦДНР и КРС

Ст.геолог ЦДНП и КРС

Ст.геолог ЦДНГ №

Начальник геологического
отдела УПНП и КРС

Единый наряд
на производство капитального ремонта скважины №

Шифр	Виды работ Наименование работ и единицы измерения	Коли- чест- во	Ис- пол- ни- тели	Спецтехника Наиме- нова- ние	Коли- чест- во	Материалы Наиме- нова- ние и един- изме- рения	Ко- ли- чест- во	Нормы времени		При- ме- чание
								Для бригады КС	Для дру- гих испол- ните- лей	
								Сдель- но	Пов- ре- менно	

А К Т

на сдачу скважины из текущего ремонта

_____	НГДУ _____	_____	ЦТРС _____
_____	ЦДНГ № _____	Номер скважины _____	_____
Способ эксплуатации до ремонта _____		Способ эксплуатации после ремонта _____	
Дата начала ремонта _____		Дата завершения ремонта _____	
_____	год	_____	месяц
_____	_____	_____	_____
_____	Вид работы _____		
_____	Вид работы _____		
_____	Вид работы _____		
_____	Причина ремонта _____		

В результате ремонта установлены следующие виды оборудования:

Наименование реквизита		Значение реквизита	Код записи	Код, значение
Тип устьевой арматуры				
Тип устьевого сальника				
Типоразмер насоса УЭЦН, ШГН, УЭЦП				
Оборудование приема насоса				
Количество втулок ШГН, шт.				
Глубина спуска насоса, м				
Тип гидравлич. защиты УЭЦН				
Тип эл. двигателя УЭЦН, УЭЦП				
Тип кабеля УЭЦН, УЭЦП				
НКТ первой ступени	Диаметр, мм			
	Группа прочности			
	Тип НКТ			
	Глубина спуска, м			
	Вид футеровки			
НКТ второй ступени	Глубина спуска футерованных НКТ, м			
	Диаметр, мм			
	Группа прочности			
	Тип НКТ			
	Глубина спуска, м			
Оборудование низа НКТ	Вид футеровки			
	Глубина спуска футерованных НКТ, м			
	Оборудование низа НКТ			

Наличие клапана для стравливания газа				
Наличие сливного клапана				
Наличие стеклоудовителя				
Глубина спуска скребков, м				
Диаметр полированного штока, мм				
Первая ступень штанг	Диаметр, мм			
	Длина, м			
	Марка стали			
Вторая ступень штанг	Диаметр, мм			
	Длина, м			
	Марка стали			
Третья ступень штанг	Диаметр, мм			
	Длина, м			
	Марка стали			
Тип газового якоря				
Диаметр хвостовика, мм				
Длина хвостовика, м				
Оборудов. для раздельной эксплуатации закачки	Типоразмер ОРЭ, ОРЗ			
	Типоразмер верхнего насоса			
	Типоразмер нижнего насоса			
	Глубина установки верхн. насоса, м			
	Глубина установки нижн. насоса, м			
Тип разобщающего оборудования				
Глубина установки разобщ. оборуд., м				
Шаблон	Максим. глубина проход., м			
	Диаметр, мм			
	Длина, м			
Глубина прохождения труб, оборудования, приборов, м				
Оборуд. оставл. в скважине	Наименование			
	Глубина расположения верха, м			
	Глубина расположения низа, м			
Жидкость гудуления	Наименование			
	Объем, м ³			
	Плотность, г/см ³			
	Давление, МПа			

Жидкость промывки	Наименование
	Объем, м ³
	Плотность, г/см ³
	Давление, МПа
Изменение высоты колонного фланца, м.	
Номер оборванной (отвернувшейся) штанги, НКТ	

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Мастер ЦДНГ (номер бригады добычи) _____ подпись _____ /Ф.И.О./
Мастер ЦПРС (номер бригады ПРС) _____ подпись _____ /Ф.И.О./
Ст.геолог ЦДНГ _____ подпись _____ /Ф.И.О./
Зам.начальника ЦПРС _____ подпись _____ /Ф.И.О./

А К Т

на сдачу скважины из капитального ремонта

<input type="text"/>	НГДУ (заказчик)	<input type="text"/>	ИПНГ ИПНД	<input type="text"/>
<input type="text"/>	УПНП и КРС или НГДУ (исполнитель)	<input type="text"/>	ИПНП и КРС или ЦКРС.	<input type="text"/>

Месторождение _____ Площадь, Залежь _____

Скважина № ВИДЫ ПРОИЗВЕДЕННЫХ РАБОТ _____

Начало ремонта	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Конiec ремонта	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Отчетный месяц	<input type="text"/>
	число месяц год				число месяц год				

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ

Наименование, единица измерения		До ремонта	После ремонта
Категория скважины			
Способ эксплуатации			
Дебит жидкости, т/сут			
Обводненность, %			
Плотность воды, г/см куб.			
Текущий забой, м			
Искусственный забой, м			
Глубина нарушения эксплуатационной колонны, м			
КОНДУКТОР	диаметр, мм		
	длина, м		
	глубина верхн. отметки цемент. кольца от устья, м (закачено цемента, т)		
ЭКСПЛУАТАЦИОН- НАЯ КОЛОННА	диаметр, мм		
	длина, м		
	глубина верхн. отметки цемент. кольца от устья, м (закачено цемента, т)		
АЛЬТИТУДА, м	ротора		
	муфты		
	фланца		
ЖИДКОСТЬ ГЛУБИНЫ СКВАЖИНЫ	наименование		
	плотность, г.куб.м.		
	объем, куб.м.		
Способ освоения скважины ремонта			
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Данные о перфорации

До ремонта				После ремонта				Гори-зонт. ярус, п.пр.		Пласт		Вид КРС код
Интервалы, м		тип. перф.		интервалы, м		тип. перф.		плотн. перф. обоз.	код	обоз.	код	
верх	низ	обоз.	код	верх	низ	обоз.	код					

Данные ОБ, ОПЗ, проведенные перед изоляционными работами

Вид ОПЗ		Материал ОПЗ		Концен-трация, %	Ед. измерен.		Коли-чест-во
наименование	код	наименование	код		обознач.	код	

Изоляционные работы

Интервалы перфорации спец. отверстий, м		Изоляционные материалы		Ед. измерения		Коли-чест-во
верх	низ	наименование	код	обознач.	код	

Технологическая схема заправки

Диаметр заливочных труб, мм _____

Буферная жидкость _____

Количество буферной жидкости, куб.м _____

Продавочная жидкость _____

Плотность продавочн. жидкости, г. куб. см _____

Кол-во изолир. вещества, продавлен. в отверстия фильтра, куб.м. _____

Технические средства для отключения пласта

Диаметр летучки, мм

Материал летучки

Интервал установки технических средств, м верх
низ

Интервал установки цементной пробки, взрывпакера, м верх
низ

Интервал бурения цементной пробки, м

Верхняя отметка песчаной пробки, м

Глубина установки цементировочного пакера, м

Время ОЗЦ; ОПСМ, час

Обработка призабойной зоны скважины

РЕАГЕНТ		Кон-цен-трац-я	Единица измерения		Но-лич.	Способ доставки на забой		Кол-во реагента, продавл. в класс
наименование	код		обозн.	код		наименование	код	

Продавочная жидкость

Объем продавочной жидкости, куб.м

Давление продавки на устье скважины, МПа

Время фиксации (прогрева), час

Глубина установки пакера, м

Глубина установки электронагревателя, м

Длина нагревательного элемента, м

Мощность электронагревателя, квт

Способ очистки пласта от продуктов реакции

Повышение нефтеотдачи (создание оторочки)

Закачиваемый реагент		Концентрация, %	Объем, куб.м.
наименование	код		

Описание произведенных работ

Начальник ЦНИИ и КРС (ЦПКРС) _____

Ст.геолог ЦНИИ и КРС _____

Начальник ЦДНГ ЦППД _____

Ст.геолог ЦДНГ ЦППД _____

Табели технического оснащения бригад
и цехов текущего и капитального ремонта
скважин

Предлагаемые таблицы технического оснащения представляют собой типовой перечень оборудования, инструмента, материалов, приспособлений, спецодежды и т.п., которые должны постоянно находиться в бригаде для обеспечения эффективной и безопасной работы, исключения простоев. Указанное в таблице количество того или иного вида оборудования, инструмента и т.п. является минимально необходимым запасом, постоянно находящимся в бригаде для обеспечения ее нормальной работы.

Предлагаемые таблицы подлежат адаптации с учетом специфических условий конкретных производственных объединений (а иногда и НГДУ). Так, например, в условиях районов Западной Сибири и Крайнего Севера нашей страны бытовые помещения должны быть утеплены, а в пустынных и жарких районах - оснащены кондиционерами. В условиях высоких пластовых давлений бригады капитального ремонта скважин должны быть оснащены противовибросовым оборудованием, в условиях низких пластовых давлений в этом нет необходимости. В зависимости от конструкции скважин, применяемой в данном районе, может оказаться, что нет необходимости оснащать бригады инструментами и оборудованием всех перечисленных в данной таблице типоразмеров.

Таким образом, на базе данных таблиц производственными объединениями должны быть разработаны, утверждены и представлены в Миннефтепром районные таблицы технического оснащения.

Кроме того, по мере развития науки и техники (но не реже, чем раз в 5 лет) таблицы технического оснащения должны пересматриваться с целью включения в них нового прогрессивного оборудования, материалов, инструмента и т.п.

ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ
бригады текущего ремонта скважин

	Шифр	Един. изм.	Кол-во на I бригаду
1	2	3	4
Элеваторы трубные	ЭТА, ЭВН, ЭГ, ЭТАР	шт.	
60 мм	"	"	2
73 мм	"	"	2
89 мм	"	"	2
102 мм	"	"	2
Элеваторы трубные вспомо- гательные (2-х штропные)	ЭХЛ, ЭТАЦ	"	
60 мм		"	1
73 мм		"	1
89 мм		"	1
102 мм		"	2
Элеваторы штанговые гру- зоподъемностью 5 т	ЭШН-5	"	2
10 т	ЭШН-10	"	2
Ключи трубные для работы с АПР-2ВБ	КТГУ	"	
Условные диаметры труб			
60 мм		"	2
73 мм		"	2
89 мм		" - "	2
102 мм		"	2
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ	КСМ		
Условные диаметры труб			
73 мм		"	2
60 мм		"	2
89 мм		"	2
102 мм		"	2
Ключи трубные	КТГ, КГД, КТДУ	"	по 3 каждого типоразмера
Ключи трубные шарнирные	КТНД	шт.	по 3 каждого типоразмера

1	2	3	4
Ключи трубные цепные	КЦН, КЦО	шт.	3
Ключи штанговые для работы с АШК	КШ или КШН	"-	по 2 каждого типоразмера
Безопасный штанговый ключ	КШК	"-	1
Ключи для отвинчивания сработанных штанговых муфт		"-	2
Ключи для фонтанной арматуры		"-	5
Талевый блок	БТН-15, БТН-50, БТН-25	"-	1
Трубный крэк	КН-50, КН-25	"-	1
Штанговый крэк	КН-5, КН-10, КН-15	"-	1
Штropy (грузоподъемностью 28 т, 32 т, 50 т, 80 т)	ШЭ, ШЭН, ШБЭУ	пара	1
Автомат для свинчивания и развинчивания н/к труб	АПР-2ВБ, АПР-2ГЦ, КМУ-50, КМУ-ГЦ-50	шт.	1
Автомат для свинчивания и развинчивания насосных штанг	АШК-Т, МШГК, АШК-М	"-	1
Индикатор массы	ГИВ-2, ГИВ-6, ГИВ-1	"-	1
Патрубок подъемный для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		"-	1 каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		"-	2 каждого типоразмера
Шаблоны для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		"-	1 каждого типоразмера
Щетки для чистки резьбы		"-	2
Лоток для выведения труб на мостки		"-	1
Подставка для труб (козелок)		"-	1
Строп для монтажа и демонтажа АПР-2		"-	1
Строп канатный вспомогательный			
Крючок вспомогательный		шт.	3
Фланец-воронка для направления труб при спуске в скважину		"-	1
Направляющая воронка для спуска насосных штанг		"-	1
Вилка для подтаскивания НКТ		"-	2

I	2	3	4
Вилка подкладная для каждого диаметра труб (НКТ ϕ 48,60, 73, 89 мм)		шт.	I
Юбка для предотвращения разбрызгивания промывочной жидкости		"-"	I
Приспособление для рубки каната и штанг		"-"	I
Приспособление для откидывания головки балансира станка-качалки		"-"	I
Переводник с быстрораъемным соединением к НКТ		"-"	2
Хомут-элеватор для ЭЦН (на каждый размер УЭЦН)		"-"	по 2 шт. каждого типоразмера
Плоскогубцы специальные для установки поясов, крепящих электрокабель к трубам		"-"	2
Спец. крючок для снятия поясов, крепящих электрокабель к тру-		"-"	2
Спец. крючок для оттягивания эл. кабеля		"-"	I
Щипки для укладки в него поясов		"-"	I
Подвесной ролик для кабеля ЭЦН		"-"	I
Переводники трубные		"-"	по 3 каждого типоразмера
Переводники штанговые		"-"	по 3 каждого типоразмера
Штанга метровая		"-"	I
Штанга посадочная		"-"	I
Зажим для захвата полиров. штока		"-"	I
Ключ для открывания и закрывания задвижек		шт.	I
Подставка (катушка разрезная) для ЭЦН		"-"	I
Прокладки разные		к-т	5
Шланг для заливки воды в скважину		метр	II

1	2	3	4
Клиновья подвеска к АПР (1,5" - 2,5")		шт.	2
АПР 3"		"-"	2
КМУ(1,5" - 2,5")		"-"	2
КМУ 3"		"-"	2
Штангодержатель разрезной		шт.	1
Набор полунтанг для подгонки, посадки насоса		к-т	1
Столик инструментальный		шт.	1
Штанголовитель		"-"	1 каждого тн- поразмера
Агрегат подъемный с комплектом оборудования		"-"	1,6
Передвижные полы-мостики (мостики для НКТ)		"-"	1
Аварийная план-шайба (противовыбросовая арматура)		"-"	1 на каждый размер труб
или УТУ на все виды арматуры		"-"	1
Разборная площадка рабочая (приустьевая площадка)		шт.	1
Емкость для долива (объем выбирается в зависимости от конкретных условий)		шт.	1
<u>Вспомогательный инструмент и приспособления</u>			
Кувалда металлическая		"-"	1
Кувалда обмедненная		"-"	2
Молоток "-"		"-"	1
Секач		"-"	1
Метр складной		"-"	1
Рулетка стальная 20 м		"-"	1
Уровень		"-"	1
Тиски параллельные		"-"	1
Слесарный инструмент X)		набор	1
Шприц-масленка		шт.	1
Штанген-циркуль		шт.	1
Сухари к ключам трубным		"-"	по 2 на каждый тн- поразмер

I	2	3	4
Плшки к автомату АПР (КМУ)			
условный диаметр труб			
1,5"		шт.	3
2"		"-	6
2,5"		"-	6
Кольца уплотнительные		"-	3 каждого типо-размера
Быстросъемные гайки		компл.	3
Ключи обмедненные рожковые		"-	1
Головки (размер 28+56)		"-	1
Монтировка		"-	3
Сальники устройствам СУСГ-2А		"-	10
Автокабеленаматыватель УНРКТ-2М		шт.	1
Поддон к кабеленаматывателю		шт.	1
Экранирующий колпак (для предохранителя фонтанной арматуры)		"-	2
Лента ФУМ		моток	1
Электроцит		шт.	1
Индикатор напряжения		"-	1
Ареметр	АГ-3ПШ	"-	1
Манометр		"-	1
Мегометр		"-	1
Помазок для смазывания резьбы труб		"-	1
Бытовое оборудование, материалы, инвентарь; средства индивидуальной защиты и техники безопасности			
Бытовой передвижной вагончик (кульбудка) с оборудованием и сушилкой			
		шт.	1
Инструментальная будка		"-	1
Щетка для очистки и мойки рабочей площадки		"-	1
Пила поперечная		"-	1
Топор		"-	1
Гвоздодер		"-	1

1	2	3	4
Лопата совковая		—"	2
Лопата штыковая		—"	2
Лом		—"	3
Каска защитная с подшлемником		—"	1 на каждого члена бригады
Пояс предохранительный		—"	2
Перчатки диэлектрические		пар	2
Очки защитные		шт.	4
Подставка д/электрическая		—"	2
Аптечка медицинская		—"	1
Противогаз фильтрующий		шт.	1 на каждого члена бригады
Спецодежда дежурная		компл.	2
Термосы для горячей пищи		—"	3
Бачок для питьевой воды		—"	1
Кружка		—"	5
Ведро		—"	3
Умывальник		—"	1
Эл.плита		—"	1
Эл.обогреватель масляный взрывозащитный (P=1кВт) для обогрева культбудки		—"	4
Плафоны взрывобезопасные ВЗГ		шт.	3
Плакаты по технике безопасности		компл.	1
Таблички предупреждающие			необходимое количество
Флажки красные предупреждающие		компл.	1
Противопожарный инвентарь		—"	1
Прожектор ПЭС-35, ПЭС-45		шт.	4
Аварийное освещение (аккумуляторные фонари)		—"	2
Эл.кабель для подключения культбудки,		м	120
инструментальной будки, управления АПР или КМУ			
Стойка для подвешивания эл.кабеля		шт.	7
Стойки-подставки под кабель ЭЦН при спуске		—"	5-7

I	2	3	4
Приспособления для эл.за- земления xxx)		—"	3
Радиостанция		—"	1
Набор шпилек	М16, М18, М20, М24	шт.	по 12
Паранит		кг	2
Канат пеньковый		м	40
Смазка для НКТ			Заказываются и обеспеч. че- рез ЦПРС в соот- ветствии с нормами расхо- да
Солидол			

x) В набор слесарного инструмента входят:
 ключи гаечные - 14x17, 17x19, 22x27, 27x32, 32x36, 42x55,
 ножовка по металлу,
 напильники разные,
 зубило,
 отвертки разные,
 плоскогубцы,
 молоток

xx) При отсутствии электросети и в аварийных ситуациях

xxx) При отсутствии телефонной связи

ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ
цеха текущего ремонта скважин

1	Шифр	Един. изм.	Кол-во на 10 бригад
1	2	3	4
Овершот	03-2, 03-60-146 03-73-168	компл.	7-10
Комбинированный ловитель штанг	ЛКШ-168, ЛКШ-114 ТУ86-02-386-72, ТУ26-02-386-72	"-	7-10
Комбинированный штанговый ловитель	ШК-47-19; ШК-57-22; ШК69-36; ТУ-26-02- -590-75	"-	7-10
Колокол для ловли насосов	КВ-2, КВ-2-5 КВ-3	"-	6-10
Шлипс		шт.	10-20
Ерш		"-	6-10
Паук		"-	6-10
Шаблоны для эксплуа- тационной колонны		компл.	6-10
Промывочный комплекс: вертлуг (ВП-50, ВП-80, ЧВП-50, ВП-3)		компл.	3
сальник промывочный, шланг для промывки, ем- кости, желобная система			
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	"-	5-10
Превентор малогабарит- ный 156х320		"-	5
Сварочный пост		"-	2
Элеваторы трубные	ЭТА, ЭЭН, ЭГ, ЭТАР	"-	
ϕ - 48 мм		"-	6-10
ϕ - 114 мм		"-	6-10
Ключи трубные	КТГУ, КТДУ, КСМ	"-	
ϕ - 48 мм		"-	6-10
ϕ - 114 мм		"-	6-10
Оттяжной ролик		шт.	4-6
Сварочный пост		"-	2

1	2	3	4
Манжеты для головки обратной промывки Ø 2", 2 1/2", 3", 4"			по 1 каждого диаметра
Барабан для тартального каната		шт.	2-5 на цех
Элеваторы трубные вспомогательные (2-х штропные)	ЭХЛ, ЭТАД		
Ø - 48 мм		шт.	6-10
Ø - 114 мм		"-	6-10
Полированный шток		шт.	5
Эл. станция ^{хх})	ПЭС-15, ДЭЦ-10, Г-731, ДГА-2Э16-А, ДГА-5-24		2 на цех
Мундштук (перо) для промывки скважин		"-	5-10
Шланг гофрированный Ø-4"		"-	2-4
Патрубок подъемный для НКТ диаметра 48, 114 мм		"-	5-10 каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметра 48, 114 мм		"-	5-10 каждого типоразмера
Шаблоны для НКТ диаметра 48, 114 мм		"-	5-10 каждого типоразмера
Обратный клапан		"-	5-10
Труболочки для труб диаметром 48, 60, 73, 89 мм для работы в колоннах диаметром 146, 168 мм			
внутренние		шт.	6-10
наружные		шт.	6-10
Передвижной сварочный агрегат типа АСД-300 на базе трактора "Белорусь" с комплектом для газорезки		"-	3

Примечание: в данном оборудовании и инструменте бригада подземного ремонта имеет периодическую потребность в зависимости от производственной обстановки, поэтому оно находится на базе или складе цеха и выдается бригадирам при необходимости

ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ
бригады капитального ремонта скважин

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	!Един. !изм.	! Кол-во на ! I бригаду
1	2	3	4
Элеваторы для буримых труб	ЭЗН, ЭТАД		
диаметр 73 мм		шт.	2
89 мм		-"-	2
Элеваторы трубные	ЭТА, ЭТ, ЭТАР, ЭЗН (50 и 80 т)		
диаметр 60 мм		-"-	2
73 мм		-"-	2
89 мм		-"-	2
Элеваторы трубные вспомо- гательные (2х-штропные)	ЭХЛ, ЭТАД		
диаметр 60 мм		-"-	I
73 мм		-"-	I
89 мм		-"-	I
Элеваторы штанговые гру- зоподъемностью			
10 т	ЭШН-10	-"-	2
Ключи трубные для работы с АНР-2 или КМУ усл.диаметр труб	КТГУ		
60 мм		-"-	2
73 мм		-"-	2
89 мм	КТМ	-"-	2
Ключи стопорные для работы с АНР-2ВБ или КМУ усл.диаметр труб	КСМ		
60 мм		шт.	2
73 мм		-"-	2
89 мм		-"-	2
Ключи трубные	КГД, КТДУ КТГ	шт.	2
		-"-	2
Ключи трубные шарнирные	КТНД	-"-	3
-"- -"- цепные	КЦН, КЦО	-"-	3
Ключи штанговые для работы с АНК	КШ или КШН	-"-	по 2 каждого типоразмера

I	2	3	4
Безопасный штанговый ключ	КШК	шт.	I
Ключи для фонтанной арматуры	-"-	-"-	5
Штропы	ШЭ, ШЭН, ШЭЭУ 50 и 80 т	пара	I
Пластины к автомату АПР (КМУ)			
1,5"		шт.	3
2"		-"-	6
2,5"		-"-	6
Клиновья подвеска АПР			
(1,5" - 2,5")		шт.	2
3"		-"-	2
КМУ (1,5"-2,5")		-"-	2
Гидротор 3"		-"-	I
Строп канатный вспомога- тельный		-"-	I
Крючок вспомогательный		-"-	3
Фланец-воронка для направле- ния труб при спуске их в скважину		-"-	I
Направляющая воронка для спуска насосных штанг		-"-	I
Вилка для подтаскивания НКТ (60 мм, 73 мм, 89 мм)		-"-	I каждого типоразмера
Кубка для предотвращения раз- брызгивания промывочной жидкости		-"-	I
Приспособление для быстро- разъемного соединения бурово- го рукава со стояком		-"-	I
Мунштук (перо) для про- мывки скважин		-"-	I
Приспособление для рубки каната		-"-	I
Приспособление для откиды- вания гололки балансира		-"-	I
Крючок для подвески и наде- вания штропов на однорогий крюк		-"-	I
Зажим для захвата полиро- ванного штока		-"-	I

1	2	3	4
Шланг для заливки воды в скважину		шт.	1
Переводник с быстроразъемным соединением в НКТ		"-"	2 на каждый размер
Переводник с быстроразъемным соединением к бурильным трубам		"-"	"-"
Хомуты для крепления неподвижного конца талевого каната		шт.	5
Хомут-элеватор для ЭПН (на каждый размер УЭПН)		шт.	2 каждого типоразмера
Сушари для трубных ключей		шт.	
КТГУ			20
КТДУ		"-"	2
КСМ		"-"	2
Помазок для смазывания резьбы труб		"-"	1
Штанга метровая		"-"	1
Штанга посадочная		"-"	1
Промывочный комплекс:			
вертлюг	ВП-50, ВП-80, 4ВП-50, ВП-3		
сальник промывочный, шланг для промывки, емкости, желобная система		компл.	1
Трубы насосно-компрессорные 73 мм, 89 мм		компл.	1
Универсальное герметизирующее устройство	УГУ	"-"	1
Обратный клапан		шт.	1
Крюк штанговый	КН	"-"	1
Цепь для привода ротора		"-"	1
Клапан для опрессовки НКТ		"-"	1
Цепи запасные к ключам КЦН, КЦО		"-"	3
Автокабеленаматыватель	УНРКТ-2Н	"-"	1
Агрегат подъемный с комплектом оборудования	УПТ-1-50, А/50 Бакинец - 3М	"-"	1,6

1	2	3	4
Автомат для свинчивания и развинчивания н/к и буровых труб	АПР-2ВБ АПР-III КМУ-50 КМУ-III-50	шт.	I
Патрубок подъемный для НКТ диаметра 60,73,89 мм		"-"	2 каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметра 60,73,89 мм		"-"	2 каждого типоразмера
Автомат (АШК) для свинчивания и развинчивания штанг	АШК-Т МШГК АШК-М	"-"	I
Индикаторы массы	ГИБ-2 ГИБ-6 ГИБ-6-1	"-"	I
Шаблоны для НКТ диаметра 60,73,89 мм		"-"	I каждого типоразмера
Щетка для очистки резьбы		"-"	2
Лоток для выведения труб на мостки		"-"	I
Тележка для выведения труб на мостки		шт.	I
Подставка для труб (козелок)		"-"	I
Строп для монтажа и демонтажа АПР-2 или КМУ		"-"	I
Ролик подвесной для УЭЦН		шт.	I
Экранирующие колпаки (для предохранения фонтанной арматуры)		шт.	2 при необходимости
Емкости для долива объемом ...		"-"	Объем и количество емкостей подбирается в зависимости от конкретных условий
Переводники трубные		шт.	по 3 каждого типоразмера
Вилки подкладные для гладких и высаженных труб диаметром 60,73, 89 мм	АПР-2-14.000сб. АПР-2-14.000- -01.03.04.089сб.	шт.	I

1	2	3	4
<u>Вспомогательный инструмент и приспособления</u>			
Кувалда металлическая		шт.	1
Кувалда обмедненная		шт.	2
Ключи гаечные обмедненные		набор	1
Молоток обмедненный		шт.	2
Монтировка		"-	3
Секач		"-	1
Метр складной		"-	1
Рулетка стальная 20 м		"-	1
Уровень		"-	1
Слесарный инструмент ^{х)}		набор	1
Тиски параллельные		шт.	1
Машинка для ремонта цепей		"-	1
Манометр		"-	1
Ареометр		"-	1
Секундомер		"-	1
Электроцит		"-	1
Индикатор напряжения		"-	1
Мегомметр		"-	1
Шипы специальные для установки поясов, крепящих электрокабель к турбам		"-	1
Подставка для кабеля ЭЦН		"-	5-7
Поддон к кабеленаматывателю		"-	1
<u>Бытовое оборудование, инвентарь, материалы; средства индивидуальной защиты и охраны труда</u>			
Бытовой передвижной вагончик (кульбудка) с оборудованием и сушкой		шт.	1
Инструментальная будка		"-	1
Щетка для очистки и мойки рабочей площадки		"-	2
Пила поперечная		"-	2
Топор		"-	2
Гвоздодер		"-	1

1	2	3	4
Лопата совковая		шт.	2
Лопата штыковая		"-	2
Лом		"-	3
Каска защитная с подшлемником		"-	I на каждого члена бригады
Пояс предохранительный		"-	2
Перчатки диэлектрические		"-	2
Подставка д/электрическая		"-	2
Очки защитные		"-	4
Аптечка медицинская		"-	I
Противогаз фильтрующий		шт.	I на каждого члена бригады
Спецодежда дежурная		компл.	2
Термосы для горячей пищи		шт.	3
Бачок для питьевой воды		"-	I
Кружка		"-	5
Ведро		"-	3
Умывальник		"-	I
Эл.плита		"-	I
Эл.обогреватель масляный взрывозащищенный (P=IкВт) для обогрева культбудки		"-	I
Плафоны взрывобезопасные	ВЗГ	"-	3
Плакаты по технике безопасности		компл.	I
Таблички предупреждающие			необходимое кол-во
Флажки красные предупреждающие		компл.	I
Противопожарный инвентарь		компл.	I
Прожектор	ПЭС-35, ПЭС-45	шт.	4
Аварийное освещение (аккумуляторные фонари)		шт.	2
Эл.кабель для подключения культбудки, инструментальной будки, управления АПР или КМУ		м	I20
Стойка для подвешивания эл.кабеля		шт.	5
Приспособление для электрозаземления		"-	3

I	2	3	4
Электростанция ^{xx)} передвижная	ПЭС-15, ДЗУ-10, Г-731, ДГА-2Э16-А, ДГА-5-24	шт.	I
Радиостанция ^{xxx)}		—"	I
Смазка для НКТ			Заказывается и обеспеч. че- рез ЦПРС в соответствии с нормами расхо- да
Солидол			
Паранит			
Прокладки разные	—"	—"	5
Канат пеньковый		м	20
Столик инструментальный		шт.	I

x) В набор слесарного инструмента входят : ключи гаечные - 14х17, 17х19, 27х32, 22х27, 32х36, 42х55, ножовки по металлу, напиль-ники разные, зубила, отвертки разные, плоскогубцы, молоток

xx) При отсутствии электросети и в аварийных ситуациях

xxx) При отсутствии телефонной связи

1	2	3	4
Ключи стопорные для работы с АНР-2ВВ или КМУ			
усл. диаметр труб 48 мм	КСМ	шт.	6-10
Ключи трубные			
усл. диаметр труб 48 мм	КТДУ	"-"	6-10
Ключи трубные цепные	КЦН2, КЦН3	шт.	2-4
Шланг промывочный (буровой рукав)		шт.	2-4
Шланг гофрированный		"-"	2-4
Патрубок подъемный для НКТ диаметром 48, 114 мм		"-"	5-10 каждого ти- поразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 48, 114 мм		"-"	5-10 каж- дого типо- размера
Шаблоны для НКТ диаметром 48, 114 мм		"-"	5-10 каждого ти- поразмера
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	"-"	5-10
Пакер цементировочный	ШШУ-6, 5/8", ШШ-5-500	"-"	8-10
Самоуплотняющийся гидравлический пакер для определения места дефекта эксплуатационной колонны	ШШТК-146-500, ШШМ	"-"	10
Пакер для гидроразрыва пласта		"-"	3
Пакер для изоляционных работ		"-"	3
Пакер неизвлекаемый		"-"	3
Переводники штанговые		"-"	50-100
Переводники трубные		"-"	100-200
Пакер для перекрытия дефекта в эксплуатационной колонне		шт.	3
Пакер для определения герметичности колонны при открытом стволе		"-"	3
Головка цементировочная		"-"	5-10
Вырезающее устройство	УВУ-146 УВУ-168	"-"	2
		"-"	2

I	2	3	4
Прострелочная перфорационная задвижка	ЗПФЛ 125x125	-"-	5
Устройство для герметизации устья скважины (ВНИИГТ)		-"-	3
Магнит для очистки забоя скважин от металла		-"-	5-10
Манжет для головки обратной промывки диаметром 2", 2 1/2", 3", 4"		-"-	по I каждого диаметра
Ролик оттяжной грузоподъемностью 8 т		-"-	2-5 на цех
Замки к бурильным трубам:			
правые	ЗН-95, ЗН-108	-"-	по 100 на цех
левые	ЗН-95, ЗН-108		
Желонка		шт.	4-6 каждого типоразмера
Труболовка наружная ^{х)}	ТНЗ-114, ТНЗ-146, ТНЗ-168	-"-	6-10 каждого типоразмера
Труболовка наружная ^{х)} освобождающаяся механического действия	ТНО-116-73, ТНО-136-89		6-10 каждого типоразмера
Труболовка внутренняя ^{х)} для ловли насосно-компрессорных труб неосвобождающаяся (правая, левая)	ТВ48-80, ТВ60-80, ТВ-73-92, ТВ89-110, ТВ14-130	-"-	6-10 каждого типоразмера
Труболовка внутренняя ^{х)} освобождающаяся торцевая механического действия для ловли насосно-компрессорных труб (правая, левая)	ТВМ-60-1, ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ114-1, ТВМ114-2, ТВМ50-2-108, ТВМ73-1-2, ТВМ 73-2-108, ТВМ73-2-118, ТВМ73-2-138, ТВМ 89-2-134	-"-	6-10 каждого типоразмера
Труболовка освобождающаяся ^{х)} гидравлического действия	ТВГ73-2-138, ТВГ73-2-115, ТВГ89-2-115, ТВГ89-2-134, ТВГ 114-1-132	-"-	6-10 каждого типоразмера
Колокол для ловли насосно-компрессорных и бурильных труб диаметром 48-114 мм (правая, левая)	К 58-40, К 70-58, К 70-52, К 85-64, КС 85-68, КС 100-79, КС 115-94, К-100-78	-"-	6-10 каждого типоразмера 4-6 каждого типоразмера

1	2	3	4
Гидродомкрат	ГД-100, 2ГД-200 ЗГД-300	шт.	I каждого типа
Ротор	Р-360	"-"	2-4
Ротор	Р-560	"-"	2 на лех
Малогабаритный превентор с ручным управлением	156x320	"-"	2-4
Установка роторная	УРК-50	"-"	2-4
Забойный винтовой двигатель	Д-85, Д-54	секции	15-30
Метчики эксплуатационные спе- циальные (калибры) для ловли колонн н/к труб (правые, левые)	МЭС-12 типов размеров	шт.	4-10 каждо- го размера
Метчики ловильные для буриль- ных труб	МБУ-32-93, МБУ-58-94, МСЗ-62, МСЗ-72, МСЗ-88	"-"	4-6 каждо- го типораз- мера
Метчик калибр. освобожденный	МКО-4	"-"	5
Метчики универсальные для ловли колонн н/к труб (правые, левые)	МЭУ 36-60, 46-80, 69-100, 85-127	"-"	6-18
Колокола для ловли н/к и бурильных труб диаметром 48-114 мм (правые, левые)	К 58-40 К 70-58	шт.	6-16
Ловители комбинированные для колонных штанг всех размеров (за тело и за муфту)	ЛКШ-114	"-"	5-10
"Счастливый крючок"		"-"	5-16
Шлипс		"-"	16-20
Фрезер магнитный	ФМ88, ФМ103, ФМ118, ФМ135 ОСТ26-16-1606-78	"-"	14
Фрезеры скважинные типа ФЗ для труб (правые, левые)	ФЗ всего 12 ти- поразмеров Ø от 85 до 190 мм ОСТ26-16-1619-81	"-"	40
Фрезеры режуще-истирающие кольцевые для труб (правые, левые)	ФК всего 9 типо- размеров Ø от 90 до 160 мм ОСТ26-82-1296-75	"-"	60
Фрезеры истирающе-режущие торцевые с центрирующим элементом (правые, левые)	ФП всего 10 типо- размеров ОСТ26-16-1623-82	"-"	4-10
Паук		"-"	6-10 каждого размера
Ерш		"-"	6-10

I	2	3	4
Уточка однорогая с промывкой	УОП-I-146, УОП-I-168	шт.	4-8
Уточка однорогая шарнирная	УОШI, УОШII-146	"-	4-8
Канаторезка	KPI9-146	"-	7-12
Вилка двурогая	ВДI	"-	4-9
Шаблоны для обсадных труб		"-	18-25
Фрезеры-райберы для прореза- ния окна в колонне диаметром 140-273 мм	ФРЛ ОСТ26-16-01-83	"-	4-10
Фрезеры колонные конусные	ФКК ОСТ26-02-650-72	"-	8-15
Долота пикообразные		"-	15-20
эксцентричные		"-	10-15
трехшарошечные		"-	20-30
РХ		"-	15-20
Приспособление для отвинчи- вания и навинчивания долот		"-	6-10
Устройство для установки платформ в обсадной колонне	ДОРН	компл.	3-4
Трубы бурильные стальные ^{XX})			
правые	(73x9, 93x9)	компл.	3
левые	(73x9, 93x9)	"-	3
Трубы бурильные легкосплавные ^{XX})			
правые	(73x9, 93x9)	"-	2
левые	(73x9, 93x9)	"-	2
Насос	I2ГР, I5ГР 9 МГР	шт. "-	2-3 2 ни цех
Глиномешалки	МГ-24	"-	2-3
Отклонители для зарезки второго ствола скважины в колонне	ОТЗ-115-I, ОТЗ-134-I, ОТЗ-185 ТУ26-02-206-75	"-	2-3
Сварочный пост		"-	2
Передвижной сварочный агрегат с комплектом для газорезки		компл.	3

X - типоразмеры применяемых трубопроводов выбираются в зависимости от конкретных условий

XX - в указанных пределах количество комплектов бурильных труб различных типоразмеров выбирается в зависимости от местных условий

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

РИР	-	Ремонтно-изоляционные работы
ОЗЦ		Ожидание затвердения цемента
УЭЦН		Установка электроцентробежного насоса
НКТ		Насосно-компрессорные трубы
БПО		База производственного обслуживания
УПНП		Управление повышения нефтеотдачи пласта
КРС		Капитальный ремонт скважин
ТРС		Текущий ремонт скважин
ЦТКРС		Цех текущего и капитального ремонта скважин
РИТС		Районная инженерно-техническая служба
НГДУ		Нефтегазодобывающее управление
ЦПЦД		Цех поддержания пластового давления
ЦИТС		Центральная инженерно-техническая служба
УПТО и КО		Управление производственно-технического обеспечения и комплектации оборудования
КО		Кислотная обработка
ГРП		Гидравлический разрыв пласта
ГШП		Гидропескоструйная перфорация
ПАВ		Поверхностно-активное вещество
ТТХВ		Термогазохимическое воздействие
ВНК		Водо-нефтяной контакт
ТП		Технологический процесс
СПО		Спуско-подъемные операции
ШГН		Штанговый насос
ЦДНГ		Цех добычи нефти и газа
ПЗП		Призабойная зона пласта
ОПЗ		Обработка призабойной зоны пласта
ЦЦК		Предельно допустимая концентрация
НГК		Нейтронный гамма каротаж

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ
И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

1. РД 39-0147009-53I-87 "Классификатор ремонтных работ". Краснодар, ВНИИКРнефть, 1987.
2. РД 39-I-II90-84 "Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин".
3. РД 39-I-843-82 "Инструкция по ремонту крепи скважин, ВНИИКРнефть, Краснодар, 1983.
4. РД 39-4-784-82 "Основные условия производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывные работы в нефтяных скважинах".
5. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях", М., ВНИИГ, 1983 (III издание).
6. ОСТ 39-048-77 "Дорны для ремонта эксплуатационных колонн, общие технические требования", ВНИИКРнефть, Краснодар, 1978.
7. РД 39-3-455-80 "Методы защиты от коррозии при кислотных обработках скважин и нефтепромыслового оборудования", Грозный, СевКавНИПИнефть, 1981.
8. Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш.К. Гиматудинова, М., Недра, 1974.
9. "Положение о порядке временной консервации скважин на нефтяных и газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях гидротермальных вод". Утверждено постановлением Госгортехнадзора СССР от 30.12.86 г. № 47.
10. ГОСТ 13819-68
11. РД 39-0147428-6.016-86. Мероприятия по предупреждению воздействия сероводорода на оборудование при бурении скважин объединения "Грознефть", Грозный, СевКавНИПИнефть, 1986.

12. Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ, 1982 г., Утверждено Госгортехнадзором СССР, постановлением коллегии № 16 от 17.06.82.

13. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39 - 0147035 - 209 - 87, М., ВНИИ, СИБНИИП, 1987 г.

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН	
2.1. Гидродинамические исследования	6
2.2. Геофизические исследования	7
2.3. Обследование технического состояния эксплуатационной колонны	12
3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ	
3.1. Глушение скважины	13
3.2. Передислокация оборудования и ремонтной бригады	15
3.3. Подготовка устья скважины	16
3.4. Подготовка труб	16
4. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН	
4.1. Исправление смятых участков эксплуатационных колонн	18
4.2. Ремонтно-изоляционные работы	19
4.3. Устранение негерметичности обсадных колонн	25
4.4. Крепление слабосцементированных пород в ПЭИ	31
4.5. Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин	32
4.6. Перевод на другие горизонты и приобщение пластов	35
4.7. Перевод скважин на использование по другому назначению	38
4.8. Зарезка новых стволов	40
4.9. Обработка призабойной зоны пласта	42
4.10. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	52
4.11. Консервация и расконсервация скважин	53
5. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН	
5.1. Подготовительные работы	57

5.2. Ремонт скважин, оборудованных штанговыми насосами	58
5.3. Ремонт скважин, оборудованных погружными электронасосами	59
5.4. Ремонт скважин, связанный с очисткой забоя, подъемной колонны от парафина, гидратных отложений, солей, песчаных пробок	60
6. РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРОСОКАНАТНОГО МЕТОДА	61
7. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТА	65
8. УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	66
ПРИЛОЖЕНИЯ :	
1. Классификатор ремонтных работ.....	86
2. Планирование, организация и финансирование ремонта скважин	97
3. Типовые таблицы технического оснащения бригад и цехов текущего и капитального ремонта скважин	155
Условные сокращения	177
Список использованных нормативно-технических документов	178

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ к РД 39-01470029-23-87

	: Номера листов (страниц)			: Номер	:	:	: Срок
Изм.:	изме-	заменен-	:	доку-	:Под-	: Дата	: введения
:	нен-	ных	: новых	мента	:пись	:	: изменения
:	ных	:	важных	:	:	:	:

Ответственный за выпуск Р.Р.Алишанян
Редактор Л.Ф.Дегтярева
Технический редактор Е.И.Сысоева

Формат 60x84 1/16

Уч.-изд.л. 8

Бумага оберточная № 1

Заказ 3420

Цена 1 руб. 20 коп.

Тираж 500
