МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

РД-39-0147009-23-87

1987 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Начальник научного
технического управления
[illegible] Григорашенко
"29" [illegible] 1987г.

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, ВНИИОЭНГ, ВНИИнефтепромгеофизики, Башнипинефть, СевКавнипинефть, ВНИИТБ, ВостНИИТБ, Азнипинефть 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:

I. 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 ВНИИКРнефть-С.А.Рябоконь, 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 ВНИИТнефть-В.И.Григорьев

От института ВНИИТБ-Ч.Б.Везиров,Р.Л.Гальперин

От института ВостНИИТБ-М.А.Расторгуев

От института Азнипинефть-Г.М.Гаджиев,Ш.С.Мовламов

От института ВНИИОЭНГ-К.С.Каменецкий,Э.Т.Юлгушев,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

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

I.2. При проведении ремонтных работ должны соблюдаться указания мер безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с главой 8 настоящих "Правил".

I.3. При ремонте скважин, содержащих сероводород и другие токсичные компоненты, должны соблюдаться дополнительные требования, регламентированные специальными документами [II, I2].

I.4. Ремонтные работы в скважинах могут проводиться только при наличии утвержденных документов (заявка, план и др.). Исключение составляют аварийные ситуации, требующие немедленного принятия решения. В этих случаях руководители организаций самостоятельно принимают меры по ликвидации аварийной ситуации с последующим оповещением вышестоящей организации.

I.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 I) [I].

I.6. Основанием для производства ремонта скважин являются результаты гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также анализа промысловых исследований (динамика дебита и изменение обводненности, химический анализ воды, пластовое давление и др.).

I.6.I. Промыслово-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, ШГН, остановленные, а также при различных способах воздействия на пласт), эти работы поручают ремонтной службе, с включением в объем ремонтных работ комплекса необходимых исследований.

I.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.

I.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.

I.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.I. Гидродинамические исследования

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

Таблица I

Виды технологических операций

Технологические методы исследования	Данные, приводимые в плане на ремонт скважин
I. Гидроиспытание колонны	Глубина установки моста (пакера), отключающего интервал перфорации (нарушения), тип и параметры жидкости для гидроиспытания, 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.I.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, НКТ, положении забоя, динамического и статического уровней, интервале прихвата труб и привязке замеряемых 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 заключении геофизического предприятия приводят 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 разработки.

2.2.5.I. 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 источников обводнения продукции скважин.

2.2.5.3. При выявлении источников обводнения продукции в действующих скважинах комплекс исследований должен включать измерения высокочувствительным термометром, гидродинамическим и термокондуктивным расходомерами, влагомером, плотномером, резистивиметром, импульсным генератором нейтронов. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Привязку замеряемых параметров по глубине осуществляют с помощью локатора муфт и ГК.

2.2.5.4. Для выделения обводнившегося пласта (пропластка) из ряда других, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции I00 г/л и более в качестве дополнительных работ проводят исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ) как в работающих, так и в остановленных 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 I00 г/л.

Эти измерения комплексируют с исследованиями высокочувствительным термометром для определения интервалов поглощения закачанкой воды и выделения интервалов заколонной циркуляции.

2.2.5.5. Измерения ИНМ входят в основной комплекс при исследовании пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией

при минерализации воды в добываемой продукции более 100 г/л. По результатам измерений судят о путях поступления воды к интервалу перфорации – подтягиванию подошвенной воды по прискважинной зоне коллектора или по заколонному пространству из-за негерметичности цементного кольца.

2.2.5.6. Оценку состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проверяют исследованиями ИНМ в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, отличных по минерализации. По результатам измерения параметра времени жизни тепловых нейтронов в пласте вычисляют значение коэффициента остаточной насыщенности. Технология работ предусматривает закачку 3–4 $м^3$ раствора на I 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 обязательными являются исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие (принимающие) интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства.

2.2.6. Контроль технического состояния добывающих скважин.

2.2.6.I. 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 расходомером, 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 РИР при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, кондуктором, креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта осуществляют акустическим или гамма-гамма-цементомером по методике сравнительных измерений до и после проведения изоляционных работ.

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

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

2.2.8. Результаты ремонтных работ с целью увеличения и восстановления производительности и приемистости 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 локатор муфт, акустический телевизор САТ, индукционный дефектоскоп ДСИ, аппаратуру контроля перфорации АКП, микрокаверномер.

В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и 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.I. Признаками успешного проведения ремонтных работ следует считать:

I) в интервале объекта разработки - снижение или ликвидация обводненности добываемой продукции, увеличение дебита скважины;

2) при исправлении негерметичности колонны - результаты ис-

пытания ее на герметичность гидроиспытанием или снижением уровня;

3) при изоляции верхних вод, поступающих в скважину через нарушения в колонне или выходящих на поверхность по затрубному пространству - отсутствие в добывающей продукции верхних вод, отсутствие выхода пластовых вод на поверхность.

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

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

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

2.3.I.I. Если печать остановится не доходя до забоя, фиксируют в вахтовом журнале глубину остановки и поднимают ее.

2.3.I.2. Размер последующих спускаемых печатей (по сравнению с предыдущими) должен быть уменьшен на 6-I2 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 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 кольматацию пор пласта твердыми частицами.

3.1.1.4. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы при любом значении pH 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,I мм/год [7, I0].

3.I.I.6. Жидкость должна быть термостабильной при высоких температурах и не кристаллизоваться на поверхности в зимних условиях.

3.I.I.7. Жидкость глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

3.I.I.8. Жидкость должна быть технологична в приготовлении и использовании.

3.I.I.9. Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться.

3.I.2. Подготовительные работы.

3.I.2.I. Проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение о категории ремонта.

3.I.2.2. Определяют величину текущего пластового давления.

3.I.2.3. Производят расчет необходимой плотности жидкости глушения, определяют потребное количество жидкости глушения и материалов для ее приготовления.

3.I.2.4. Готовят требуемый объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса.

3.I.2.5. Останавливают скважину, производят разрядку скважины, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

3.I.2.6. Расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии при давлении, превышающем ожидаемое в I,5 раза. Нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

3.I.3. Проведение процесса глушения.

3.I.3.I. 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.I.3.2. Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят при условии выхода циркуляции жидкости глушения и обеспечения необходимого противодавления на пласт.

3.I.3.3. Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса и сбития циркуляционного клапана. При низкой приемистости скважину оставляют в покое на период вытеснения скважинной жидкости жидкостью глушения и производят последующий цикл глушения.

3.I.3.4. После выравнивания давления контролируют наличие перелива жидкости из скважины. При необходимости производят дополнительный цикл глушения.

3.I.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.I. 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.I. 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.I. Общие положения.

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

3.4.I.2. Компоновку колонны бурильных труб осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 63I-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
II4	60
I27	60
I40	73
I46	73
I68	89
I78	89 I02

Продолжение таблицы 2

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.I.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.I.9. Длину труб измеряют стальной рулеткой.

3.4.I.IO. В процессе подготовки трубы группируют по комплектам в соответствии с их типами и размерами.

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

3.4.I.I2. Подъемные патрубки и переводники должны быть заводского изготовления и иметь паспорта с указанием марки стали.

4. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

4.I. Исправление смятых участков эксплуатационных колонн

4.I.I. Исправление смятого участка эксплуатационной колонны производят с помощью набора оправок, оправочных долот или грушеобразных фрезеров.

4.I.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.I.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 бурильных труб (из табл.3).

4.I.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

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

Диаметр обсадной колонны, мм	II4	I27-I46	I68	2I9	245
Диаметр бурильных труб, мм	60или73	73	89	II4	I40
Осевая нагрузка, кН	5-I0	I0-20	I0-40	20-50	30-50

4.I.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.I. Отключение пластов или их отдельных интервалов

4.2.I.I. Изоляционные работы по п.4.2.I. производят методом тампонирования под давлением без установки пакера через общий фильтр или с установкой съемного или разбуриваемого пакера через фильтр отключаемого пласта:

I) 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

I,5-2,0 м ниже подошвы отключаемого пласта) песком, глиной или вязкоупругим составом, устанавливают цементный мост или взрыв-пакер ;

4) производят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером;

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

6) выбирают тип и объем тампонажного раствора;

7) приготавливают 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 гидроиспытание эксплуатационной колонны;

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

I0) при отключении верхних и промежуточных пластов, эксплуатация которых осуществляется при депрессии на пласт более 2 МПа, после проведения тампонирования под давлением интервал перфорации перекрывают дополнительно металлическим пластырем.

4.2.2. Исправление негерметичности цементного кольца.

4.2.2.I. 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:

I) величину кривизны и кавернозности 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.I0. При исправлении негерметичности цементного кольца, расположенного над продуктивным пластом, проводят дополнительные подготовительные операции.

4.2.2.II. Создают спецотверстия на участке высотой I м (5-I0 отверстий) над эксплуатационным фильтром против плотных пород.

4.2.2.I2. Перекрывают интервал перфорации (в интервале продуктивного пласта) песчаной пробкой и сверху слоем глины высотой

I 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.I3. Если тампонирование проводят через эксплуатационный фильтр, то его перекрывают песчаной пробкой из расчета оставления неперекрытой верхней части фильтра в I м.

4.2.2.I4. Замеряют глубину установки песчаной пробки (взрыв-пакера).

4.2.2.I5. Определяют приемистость изолируемого объекта.

4.2.2.I6. Спускают и устанавливают башмак заливочной колонны в зависимости от приемистости изолируемого объекта:

I) при приемистости I,5 $м^3$/ч МПа и более- на 20 м выше спецотверстий;

2) при приемистости менее I,5 $м^3$/ч МПа - на I-I,5 м ниже спецотверстий.

4.2.2.I7. Производят гидроиспытание колонны НКТ и пакера.

4.2.2.I8. Приготавливают, закачивают и продавливают тампонажный раствор в заданный интервал:

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

2) при приемистости более 2,0 $м^3$/ч МПа предварительно снижают интенсивность поглощения с применением различных наполнителей.

4.2.2.I9. По истечении установленного срока ОЗЦ проверяют эксплуатационную колонну на герметичность.

4.2.2.20. Разбуривают цементный мост.

4.2.2.2I. Вымывают из скважины песчаную пробку.

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

4.2.2.23. При исправлении негерметичности цементного кольца,

расположенного ниже эксплуатационного объекта (пласта), РИР проводят через фильтр нижнего объекта или через специальные перфорационные отверстия.

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

4.2.2.25. Если РИР планируют проводить через специальные перфорационные отверстия, эти отверстия простреливают или в зоне ВНК или в интервале плотного раздела между нижним эксплуатационным и нижележащим водоносным пластами. Башмак НКТ устанавливают на I,0-I,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 тампонирования удаляют излишний объем тампонажного раствора из НКТ обратной промывкой, поднимают НКТ на 50-I00 м и скважину оставляют на ОЗЦ.

4.2.3. Наращивание цементного кольца за обсадной колонной

4.2.3.I. Перед проведением процесса устанавливают из дела скважины:

I) 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 I00-200 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.

4.2.3.10. При прямом тампонировании через специальные отверстия на заданной глубине в обсадной колонне простреливают отверстия, промывают скважину до полного удаления остаточного объема старого бурового раствора, закачивают расчетный объем тампонажного раствора, поднимают НКТ на 50-100 м и оставляют скважину на ОЗЦ. Определяют верхнюю границу цементного кольца за обсадной колонной. Разбуривают цементный стакан в обсадной колонне и проверяют 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 удается 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.I3. 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.I4. В случае, если установлена негерметичность обсадной колонны в интервале спецотверстий, производят дальнейшие работы по ликвидации негерметичности с применением стальных гофрированных пластырей.

4.3. Устранение негерметичности обсадной колонны

4.3.I. Тампонированием.

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

4.3.I.2. Останавливают и глушат скважину. Проводят исследование скважины.

4.3,I.3. Проводят обследование обсадной колонны.

4.3.I.4. Выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.

4.3.I.5. Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонированием под давлением.

4.3.I.6. Ликвидацию негерметичности резьбовых соединений обсадных колонн, кроме работ по п.4.3.I.5, осуществляют методом довинчивания обсадных колонн с устья скважины.

4 3.I.7. В случае достоверной ликвидации негерметичного резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

4.3.I.8. Технологию тампонирования негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят в соответствии с РД [3].

4.3.I.9. В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие в предельном состоянии газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

4.3.I.I0. Использование цементных растворов для работ по п.4.3.I.I. запрещается.

4.3.I.II. Тампонирование под давлением с оставлением тампонажного моста производят в соответствии с РД [3].

4.3.I.I2. В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак НКТ устанавливают на 5-I0 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала в этих случаях используют гелеобразующие составы.

4.3.I.I3. При неустановленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или с остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.

4.3.I.I4. В случае, если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200-300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.

4 3.I.I5. В случае, если величина межколонного давления больше 4,0 МПа, в качестве тампонирующего материала допускается использование отверждающихся составов.

4.3.I.I6. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

4.3.I.I7. Ликвидацию каналов негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования производят в

соответствии с РД [3].

4.3.I.I8. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

I) замена дефектной части колонны или перекрытие её трубами меньшего диаметра технически невозможна;

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.I.I9. При наличии в обсадной колонне нескольких дефектов тампонирование каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м.

4.3.I.20. При приемистости дефекта колонны более 3 $м^3$/ч.МПа предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.

4.3.I.2I. При приемистости 0,5 $м^3$/ч.МПа в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы в соответствии с РД 3 .

4.3.I.22. При тампонировании под давлением удаление излишнего объема тампонажного раствора из зоны дефекта не производят.

4.3.I.23. При проведении работ по п.4.3.I на период ОЗЦ скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60% от достигнутого при продавливании тампонажного раствора.

4.3.I.24. Определяют местоположение цементного моста и разбуривают его из условия оставления его над дефектом толщиной не менее 3 м.

4.3.I.I5. Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра производят в случаях, если:

I) замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;

2) метод тампонирования 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.I.26. Оценка качества работы:

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

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

3) при определении показателя долговечности - среднего срока службы изолирующего тампона устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважин.

4.3.2. Установкой стальных пластырей.

4.3.2.I. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.

4.3.2.2. Устанавливают цементный мост в обсадной колонне на 50-I00 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 шаблонируемых труб.

4.3.2.5. Производят гидроиспытание труб при избыточном давлении не менее I5 МПа.

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

I) при поинтервальном гидроиспытании с применением пакера;

2) боковой гидравлической печатью типа ПГ-2.

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

4.3.2.8. Производят шаблонирование обсадной колонны.

I) Для шаблонирования обсадной колонны диаметром I46 мм используют шаблон диаметром I2I мм, длиной 400 мм.

2) Для шаблонирования обсадной колонны диаметром I68 мм используют шаблон диаметром I40 мм, длиной 400 мм.

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

4.3.2.I0. 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.I8.

4.3.2.II. Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря, дорна, продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

4.3.2.I2. Дорны для ремонта эксплуатационных колонн должны соответствовать требованиям ОСТ 39-048-77 [6].

4.3.2.I3. Транспортировку дорна производят в собранном виде вместе с продольно-гофрированной трубой. Запрещается дорны и пластыри при разгрузке сбрасывать с автомашины.

4.3.2.I4. Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости из инструмента при спускоподъемных операциях.

4.3.2.I5. Конструкция дорна должна обеспечивать его проходимость по стволу скважины.

4.3.2.I6. 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.I7. Наружный периметр продольно-гофрированной заготовки выбирают исходя из результатов замера внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки её в интервале ремонта.

4.3.2.I8. Техника и технология ремонта обсадных труб стальными пластырями:

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

2) спускают на НКТ или бурильных 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 приглаживание пластыря с помощью расширителя (при избыточном давлении, равном I2 МПа) не менее 5-6 раз;

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

4.3.2.I9. Оценку качества работ производят в соответствии с требованиями действующей инструкции.

4.3. Крепление слабосцементированных пород в ПЗП

4,4.I. Креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне подлежат скважины, эксплуатация которых осложнена выносом песка.

4.4.I.I. Для борьбы с выносом песка, в зависимости от конкретных геолого-технических условий, применяют следующие ТП и материалы.

I) Установка фильтров.

2) Заполнение заколонного пространства гранулированными материалами или отсортированным песком.

3) Термические и термохимические способы.

4) металлизация.

5) Синтетические полимеры.

6) Песчано-смолистые составы.

7) Пеноцементы.

4.4.I.2. Крепление призабойной зоны с использованием вяжущих материалов осуществляют методом консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после отверждения которых образуется проницаемый пласт.

При наличии в призабойной зоне скважины каверны (выработки) ее перед креплением заполняют отсортированным кварцевым песком.

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

4.4.3. Подготовительные работы.

4.4.3.I. Определяют температуру в зоне тампонирования.

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 тампонирования 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 320М.

4.4.3.6. Останавливают и глушат скважину.

4.4.3.7. Спускают НКТ до забоя и промывают ствол скважины.

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

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

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.I.2. План на ликвидацию аварии с учетом возможности возникновения проявлений и открытых фонтанов согласуют с военизированной службой по предупреждению открытых газовых и нефтяных фонтанов и утверждают главным инженером НГДУ.

4.5.I.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.I.4. Доставляют на скважину в зависимости от вида аварии комплект ловильного инструмента, печатей, спецдолот, фрезеров и т.п.

4.5.I.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.I. 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:

I) спускают свинцовую печать и определяют состояние оборванного конца труб;

2) в зависимости от характера оборванного участка (разрыв, смятие, вогнутость краев и т.п.) спускают ловильный инструмент соответствующей конструкции для выправления конца трубы.

4.5.4. Извлечение прихваченных цементом труб производят в следующей последовательности. Отворачивают и поднимают свободные от цемента трубы. Затем опускают и офрезеровывают зацементированные трубы при помощи трубного или кольцевого фрезера. Длина фрезера с направлением должна быть не менее I0 м. Офрезерование и отворот труб производят с таким расчетом, чтобы конец остающейся в скважине трубы был офрезерован. Фрезерование труб должно осуществляться при интенсивной промывке скважины и осевой нагрузке на фрезер не более I0 - 20 кН.

4.5.5. Вырезание бурильных труб и НКТ диаметром 73 мм производят при помощи наружных труборезов. НКТ диаметром 89 и II5 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, колоколы, метчики, овершоты, магнитные фрезеры, фрезеры-пауки. Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно офрезеровывают. В случае, если предмет не удается 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.I. 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.I. Для перехода на верхний горизонт, находящийся на значительном удалении (50 - I00 м и более) от нижнего, устанавливают 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 $м^3$/ч.МПа и цементный раствор и его моди-

фикации - при приемистости более 2 $м^3$/ч.МПа.

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

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.I. Перевод скважин из категории в категорию обусловливается 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, УПНП 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.I. 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.I. В зависимости от результатов исследований проводят обработку ПЗП 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 изолящии нижнего или верхнего пласта по отношению к пласту, в котором велось закачивание воды.

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

4.8. Зарезка новых стволов

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

4.8.2. Подготовительные работы.

4.8.2.I. Производят обследование обсадной колонны свинцовой печатью, диаметр которой принимают равным на I0 - I2 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.

4.8.2.2. Спускают и проверяют проходимость шаблона для установления возможности спуска отклонителя. Диаметр (Дш) и длину ($L_ш$) шаблона определяют по следующим формулам:

$$Дш = До + I0 \ldots I2 \text{ мм};$$

$$L_ш = о + 300 \ldots 400 \text{ мм},$$

где До - 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 - I,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 I,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 места контролируют по показаниям индикатора массы (2 – 3 деления).

При осевой нагрузке 30 – 40 кН срезают нижнюю шпильку и перемещают подвижной патрубок по направляющей трубе. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки до 100 кН – срезают верхние болты, освобождают и поднимают спускной клин.

4.8.3. ТП 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.I. Общие положения

4.9.I.I. 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.

I) 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 I0 м при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) свыше 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 неустановившихся 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 (СГПС);
- воздействие на ПЗП с использованием растворителей

(бутилбензольная фракция, стабильный керосин и др.).

4.9.2. Кислотная обработка

4.9.2.I. Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих в основном из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше I0 %) 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 I0 - I6 %-ной соляной кислотой.

4.9.2.3. Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (I0 % масс.) или сульфаминовой (I0 % 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:

I) для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфанол, ОП-I0 и др.) и стабилизатор (КМЦ и др.);

2) для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от I2 до I5 % 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 I00 до I70 ^{o}C производят с использованием гид-

рофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором диаминдиолеат, первичные амины, алкилоламиды 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) выбирают 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 I5 %-концентрацию на I м вскрытой части пласта, $м^3$		
	Тип коллектора		
	Поровый		Трещинный
	малопроницаемый	высокопроницаемый	
Одна	0,4–0,6	0,6–I,0	0,6 – 0,8
Две и более	0,6–I,6	I,0–I,5	I,0 – I,5

Примечание.

I. 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 I0 % масс., а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной

(от I0 до I2 % масс.) и плавиковой (от 3 до 5 % масс.) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония.

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

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

4.9.2.9. Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют солянокислотные растворы с добавками от 6 до I0 % масс азотнокислого натрия.

4.9.2.I0. Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии в соответствии с требованиями РД [7].

4.9.2.II. Термохимические и термокислотные обработки производят в коллекторах в интервале температур от I5 до 40 °С.

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

2) Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЗП, 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.I. ГРП применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые коллекторы, а также при большом радиусе загрязнения ПЗП. В этом случае создают систему закрепленных трещин протяженностью от I0 до 30 м.

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

4.9.3.5. С целью повышения эффективности ГРП предварительно проводят щелевую 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 ГПП в условиях поглощения жидкости пластом.

4.9.4.3. Различают два варианта ГПП - точечная и щелевая.

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

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

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

4.9.4.6. 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 НКТ) 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 ГПП осуществляют при движении НКТ снизу вверх.

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

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

4.9.5. Виброобработка

4.9.5.I. 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, солянокислотный раствор, предельный керосин и их смеси.

Количество кислоты и керосина определяют из расчета от 2 до 3 $м^3$ на I м вскрытой толщины пласта.

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

4.9.6. Термообработка

4.9.6.I. Термообработку ПЗП проводят в коллекторах с тяжелыми 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.

I) 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 ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов типа ППГУ-4/I20. Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более I000 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 I0 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.I. Воздействие на ПЗП пороховыми газами осуществляют путем разрыва пласта без закрепления трещин в плотных низкопроницаемых коллекторах (песчаники, известняки, доломиты, с проницаемостью от 0,I00 до 0,050 мкм^2 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.

I) Аппарат АСГ I05 К применяют в обсаженных скважинах с минимальным (проходным) диаметром I22 мм при температуре до 80 ^{o}С и гидростатическим давлением от I,5 до 35 МПа.

2) Аппараты типа ПГД БК применяют в обсадных колоннах с проходным диаметром от II8 до I30 мм при температурах до 200 ^{o}С и гидростатических давлениях до I00 МПа, а АДС соответственно до I00 ^{o}С и 35 МПа. Величина минимального гидростатического давления составляет соответственно для ПГД БК - I0,0, 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

I 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 I м.

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

4.9.7.6. Сгорание порохового заряда фиксируют по рывку 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 кремерный прибор, который прикрепляют на кабеле около кабельной головки.

4.I0. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин

4.I0.I. 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 временноизолирующих 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].

4.11. Консервация и расконсервация скважин

4.11.1. Общие положения.

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

4.11.1.2. Консервация скважин производится с учетом возможности повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней

ремонтных или других работ.

4.II.I.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.I.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.I. Консервацию газовых скважин с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое, в зависимости от сроков консервации и оснащенности 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, исключающей ухудшение коллекторских свойств пласта и обеспечивающей гидростатическое давление в скважине, превышающее пластовое на величину в соответствии с п. 3.I, НКТ не извлекают, а поднимают над забоем скважины на 50 м в эксплуатационных колоннах. На устье скважины устанавливают трубную головку фонтанной арматуры (крестовину) с контрольным вентилем 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 НКТ, устанавливают на устье задвижку высокого давления с контрольным вентилем, 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 НКТ 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.I. Консервацию нефтяных скважин осуществляют в соответствии с тебованиями пп. 4.II.2.I и 4.II.2.3. Цементные

мосты 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.I. 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 составляют акт установленной формы.

4.II.5. Расконсервация скважин

4.II.5.I. 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:

I) устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры;

2) разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры;

3) снимают заглушки с фланцев задвижек;

4) фонтанную арматуру подвергают гидроиспытанию при давле-

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.I. Подготовительные работы

5.I.I. Глушат скважину (при необходимости).

5.I.2. Производят передислокацию оборудования и бригады.

5.I.3. Проверяют работоспособность подъемных сооружений и механизмов.

5.I.4. Подбирают и проверяют инструмент и комплект устройств в соответствии со схемой оборудования устья, характером ремонта и конструкцией колонны труб и штанг.

5.I.5. Устанавливают индикатор веса (при необходимости).

5.I.6. Устанавливают на скважине емкости с жидкостью для глушения в объеме не менее двух объемов скважины.

5.I.7. Перед демонтажем устьевой арматуры убеждаются в отсутствии нефтегазопроявлений.

5.I.8. В процессе подъема оборудования скважину доливают жидкостью для глушения в объеме, обеспечивающем противодавление на пласт.

5.I.9. При спуске ступенчатой колонны из труб разных марок сталей замеряют их длину и записывают в рабочий журнал. Для соединения труб разных диаметров используют переводники

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

5.I.IO. При спуске и подъеме труб, покрытых стеклоэмалями, 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.I. Смена насоса.

5.2.I.I. Подготовительные работы.

I) 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 специалеватора 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 I,5 м.

В процессе подъема штанг производят отбраковку и замену дефектных штанг на исправные.

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

5.2.I.2. Спуск насоса.

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

2) Опускают 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.I. Подготовительные работы.

5.3.I.I. Отключают УЭНЦ от электросети и вывешивают табличку "не включать, работают люди".

5.3.I.2. Устанавливают на мачте подвесной ролик для направления кабеля.

5.3.I.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 кабеленамывателя (автонамывателя).

5.3.I.4. Устанавливают на фланц обсадной колонны специальное приспособление, придающее кабелю направление и предохраня-

щее его от повреждений.

5.3.I.5. Поднимают НКТ с УЭЦН и КРБК, не допуская при этом отставания последнего от труб (провисания). В процессе подъема снимают с НКТ крепежные пояса с помощью спецкрючка.

5.3.I.6. Производят шаблонирование скважины (при необходимости).

5.3.I.7. Производят монтаж узлов погружного агрегата УЭЦН и его пробный запуск.

5.3.2. Спуск УЭЦН и КРБК на НКТ.

5.3.2.I. 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 КРБК. 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 КРБК 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.I. Промывку песчаных пробок производят пластовой водой, газожидкостными смесями и пенными системами с применением струйных насосов, желонок, 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 НГДУ, в соответствии с действующими инструкциями.

6. РЕМОНТ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРОСОКАНАТНОГО МЕТОДА

6.I. О б о р у д о в а н и е и и н с т р у м е н т

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

6.I.2. Агрегат канатных методов работ типа АКМР.

6.I.3. Контейнерные устройства для доставки в скважину жидких и сыпучих материалов.

6.I.4. Грузовые штанги длиной 6I0, 9I5 и I500 мм, весом соответственно 5,2; 8,5; I4 кг.

6.I.5. Гидравлические и механические яссы.

6.I.6. Набор инструментов.

6.I.6.I. Извлекаемые (для выполнения различных операций).

6.I.6.2. Оставляемые в скважине (различные виды клапанов, заглушек и др.), оснащенные замками или другими устройствами для фиксации их в скважине.

6.I.6.3. Для захвата (при спуске и подъеме оборудования, оставленного в скважине).

6.I.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.I. 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 лубрикатора, присоединяют к ней ясс, наворачивают на ясс подготовленный инструмент.

6.2.5. Устанавливают и крепят лубрикатор 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.I. 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 глушения плотностью 1600 – 1800 кг/м^3, 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 спускании 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.I. Клапан-отсекатель присоединяют к опускаемому инструменту с ввинченным в него штоком для удержания шарнирного клапана в открытом положении.

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

6.3.6.3. Ударами вниз с помощью ясса устанавливают клапан-отсекатель в посадочном ниппеле. После I0 - I2 ударов осуществляют натяжку троса (I,0 - I,5 кН) лебедкой, проверяют надежность установки клапана-отсекателя в посадочном ниппеле.

6.3.6.4. Для подъема клапана-отсекателя, если он находится в открытом положении, опускают инструмент для подъема с ввернутым в него штоком, фиксации шарового или другого клапана в открытом положении. После посадки инструмента на замок отключают пульт управления и ударами 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 I - 2 м, приподнимают ее и проверяют зацепление инструмента с внутренней втулкой при натяжении троса усилием I,0 - I,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 яссами вниз. После выхода инструмента из скользящей гильзы его два-три раза пропускают через гильзу и убеждаются в ее закрытом положении.

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

7. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТА

7.I. Вызов притока

7.I.I. 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/м^3. С целью уменьшения вредного действия фильтрата глинистого раствора и воды на призабойную зону в них добавляют ПАВ.

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

7.I.I.2. Если при использовании пенной системы нет притока жидкости из пласта, производят очистку призабойной зоны в соответствии с п. 4.9.

7.I.2. В условиях равенства величин пластового и гидростатического давлений вызов притока из пласта производят с использованием пенных систем.

7.I.2.I. 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.I.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 полуторарядный 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.I. Если приемистость скважины отсутствует или меньше запланированной, работы проводят в соответствии с п. 4.9.

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

8.I. Общие требования

8.I.I. 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.I.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.I.3. Несчастные случаи, происшедшие на рабочем месте, расследуются в соответствии с "Единой системой управления охраной труда в нефтяной промышленности".

8.I.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.I.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.I.6. Рабочие места должна быть оснащены плакатами, знаками безопасности, предупредительными надписями в соответствии с типовыми перечнями, утвержденными министерством в установленном порядке.

8.I.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.I.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.I.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 должно отвечать требованиям соответствующих ГОСТ, ТУ и нормам на изготовление.

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

8.I.II. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) по ГОСТ I2.I.005-76 (углеводороды предельные C_I-C_{IO} в пересчете на С - 300 мг/м^3, сероводород в смеси с углеводородами C_I - C_5 - 3 мг/м^3).

8.2. Требования безопасности при переезде бригад

8.2.I. 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 I2.3.020-80.

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 I0 ^{o}.

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 (магистралям) следует руководствоваться требованиями "Правил дорожного движения", утвержденных МВД СССР.

8.3. Требования безопасности при подготовительных работах

8.3.I. Перед разборкой устьевой арматуры фонтанной, газлифтной и глубиннонасосной скважин следует в трубном и затрубном пространствах 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 спускоподъемного сооружения с помощью специального хомута или цепью.

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

8.3.5. Стеллажи и приемные мостки следует устанавливать горизонтально с уклоном не более I : 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.I. Перед монтажом агрегата мастер обязан проверить состояние всего агрегата, уделить при этом особое внимание состоянию мачты, талевой 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 гидропескоструйной перфорации и гидравлическом разрыве пласта

8.5.1. При проведении гидропескоструйной перфорации (ГПП) 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 гидроиспытании 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 спускоподъемных 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 ниппеля 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.I4. Если в процессе подъема оборудования наблюдается газовыделение, перелив жидкости, то подъем оборудования должен быть прекращен, устье герметизировано и проведено повторное глушение скважины.

8.6.I5. Скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (ЗШН, пакер, шаблон и др.) не должна превышать 0,25 м/с.

8.6.I6. В процессе подъема НКТ и скважинного оборудования не допускается превышение нагрузки над массой поднимаемого НКТ и скважинного оборудования более чем на 20 %.

8.6.I7. Не допускается нанесение ударов по муфте труб с целью ослабления резьбового соединения перед отвинчиванием труб.

8.6.I8. При укладке труб на мостки свободный конец ее должен быть установлен на скользящую подкладку (тележку, лоток и др.).

8.6.I9. 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 I6 м, а вышка или мачта имеет высоту не менее 22 м и ворота вышек позволяют свободный проход труб.

8.6.2I.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 контрключ.

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

8.6.25. Запрещается проведение спуско-подъемных 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 проводят в строгом соответствии с действующими правилами. Планы работ согласуются военизированной 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.I. 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 крюке 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.I. 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 гидроиспытание нагнетательного трубопровода на полуторакратное давление от ожидаемого максимального.

Результаты гидроиспытания 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 I м.

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

8.8.6. Запрещается производить закачку кислоты в темное время суток и при силе ветра более I2 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.

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

3.8.I0. На паропроводе от ПШУ должен быть установлен предохранительный клапан. Отвод от предохранительного клапана следует вывести под пол установки.

8.8.II. Ремонтные работы в скважине, находившейся под тепловым воздействием, разрешаются только после остывания поверхности поднимаемого оборудования до 45 ^{o}С и снижения давления в скважине до атмосферного.

8.9. Электробезопасность

8.9.I. 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 мегаомметром необходимо убедиться в отсутствии людей, производящих работу на части электроустановки, к которой присоединен мегаомметр.

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 мегаомметром и снятие остаточного заряда следует проводить в диэлектрических перчатках.

8.10. Противопожарная безопасность

8.10.1. При организации ремонтных работ следует строго придерживаться требований "Правил пожарной безопасности и нефтяной промышленности" - ППБО-0137-85, утвержденных Миннефтепромом 25.11.85 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.I0.4. Не допускается замазучивание территории вокруг скважины. При подъеме труб из скважины не допускается разлив нефти.

8.I0.5. Запрещается применение открытого огня для разогрева замерзших трубопроводов, оборудования и химпродуктов, используемых для ремонта скважин.

8.I0.6. При возникновении пожара следует немедленно вызвать пожарную часть и одновременно приступить к ликвидации пожара имеющимися на скважине средствами пожаротушения.

8.I0.7. Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, имеющих надпись "Место для курения".

8.II. Охрана окружающей среды

8.II.I. 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.II.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-

дениями 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 I5 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.I0. Для предупреждения возможного загрязнения окружающей среды флюидами ликвидированных или законсервированных скважин необходимо выполнять природоохранные мероприятия в соответствии с РД 39-2-II82-84 "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., Миннефтепром, Мингазпром, Мингео СССР, I985.

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

8.II.I2. 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.I3. Запрещается газ, содержащий вредные вещества, выпускать в атмосферу без сжигания или нейтрализации.

8.II.I4. 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.I5. При аварийных разливах промышленные стоки, содержащие вредные вещества, следует немедленно собрать в приямки и на месте нейтрализовать.

8.II.I6. Отложения и грязь, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций должны захораниваться в местах, отведенных по согласованию с местными органами пожарного и санитарного надзора.

8.II.I7. По окончании ремонта скважин необходимо:

вывезти 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.I8. 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.I9. 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 39-0I48052-5I8-86 "Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ" - М., Миннефтепром, ВНИИБТ, I986.

8.II.2I. 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.II.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.II.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.II.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.II.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 1-119-86) - Баку, ВНИИТБ, 1986; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин" (ИБТВ 1-119-85) - Баку, ВНИИТБ, 1986; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при работах по очистке насосно-компрессорных труб и трубопроводов от отложений парафина" (ИБТВ 1-109-85) - Баку, ВНИИТБ, 1985; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при тросово-канатных работах с применением установок для исследования скважин и гидравлических лебедок" (ИБТВ 1-093-82) - Баку, ВНИИТБ, 1982; "Отраслевой инструкцией по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа" (ИБТВ 1-103-84) - Баку, ВНИИТБ, 1984; "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями (конденсат, сжиженный газ и др.) и закачке их в пласт" (ИБТВ-007-77)- М., Миннефтепром, 1979; "Временной инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ" (РД39-0148052-518-86)- М., Миннефтепром, ВНИИТБ, 1986; "Методическими указаниями по определению интенсивности опасных химических факторов в новых технологических процессах по увеличению нефтеотдачи пластов" (РД 39-22-1146-84) - Уфа, ВостНИИТБ, 1984 и другими соответствующими нормативно-техническими и руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.

Приложение I

КЛАССИФИКАТОР РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ [I]

I.ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I.Единицами ремонтных работ различного назначения являются:

I.I.I. Капитальный ремонт скважины

I.I.2. Текущий ремонт скважины

I.I.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 парафиносмолистых 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.

I.6. Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов(реагентов) или приборов:

I.6.I. С помощью спускаемой колонны труб;

I.6.2. Путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;

I.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,КРI-2,КРI-2/БПГ,КРI-2/НПК будет означать соответственно:отключение отдельных пластов закачкой тампонажных материалов с устья без установки подъемника (гидравлический способ),отключение отдельных пластов спуском инструмента на тросе или кабеле без установки подъемной мачты через стационарно спущенный лифт (канатно-кабельный метод).

I.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,произвели гидроиспытание труб,пропарили НКТ.Этот вид ремонта следует обозначать ТР4-I+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
КРI	Ремонтно-изоляционные работы	
КРI-I	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ
КРI-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ.Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном(ого) пласте(а)
КРI-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремота,подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти.
КРI-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колонной, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями
КР2	Устранение негерметичности эксплатационной колонны	
КР2-I	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-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 капитальному ремонту скважин	Технико-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-I	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-I	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ,увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР7-2	Проведение ГРП	То же
КР7-3	Проведение ГПП	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 капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР7-8	Обработка термогазохимическими методами	Выполнение запланированного объема работ,увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны	То же
КР7-I0	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ,подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-II	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	Выполнение запланированного объема работ,увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР8	Исследование скважин	
КР8-I	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме(приток,закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения.
КР8-2	Оценка технического состояния скважины,обследование скважины	Выполнение запланированного объема работ,выдача заключения
КР9	Перевод скважин на использование по другому назначению	
КР9-I	Освоение скважин под нагнетательные	Достижение приемистости,оговоренной в плане.
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	Выполнение запланированного объема работ.Получение притока

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические	Выполнение запланированного объема работ
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	Получение приемистости
КР10	Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин	
КР10-1	Оснащение паро-и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости
КР10-2	Промывка в паро-и воздухонагнетательных скважин песчаных пробок	Восстановление приемистости
КР11	Консервация и расконсервация скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР12	Ликвидация скважин	То же
КР13	Прочие виды работ	То же

3. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

К текущему ремонту скважин относятся следующие виды работ:

Шифр	Виды работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
ТР1	Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации).	
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин	Выполнение заданного объема работ
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин	То же
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН	То же

Шифр	Виды работ по текущему ремонту скважин	Технико-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	Технико-технологические требования
ТР4	Ремонт скважин, оборудованных ШГН	
ТР4-I	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-I	Ревизия м 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, устрнение 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-I	Ревизия, смена, гидроиспытание и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса

Шифр	Виды работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	Выполнение запланированного объма работ.Нормальная подача насоса.
ТР6-3	Смена,ревизия устьевого оборудования	То же
ТР7	Ремонт газлифтных скважин	
ТР7-I	Ревизия,смена,гидроиспытание 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-I	Промывка горячей 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	мицелярного раствора;	
ПНП1-13	других реагентов;	
ПНП2 ПНП	Инициирование и регулирование внутрипластового горения.	Выполнение заплнированного объема работ

Приложение 2

ПЛАНИРОВАНИЕ, ОРГАНИЗАЦИЯ И ФИНАНСИРОВАНИЕ РЕМОНТА СКВАЖИН

I. Последовательность работ при ремонте скважин

I.I. 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.

I.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.

I.3. В виду 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.

I.4. Первое крупное расчленение процесса ремонта скважин - это выделение подготовительного, основных и заключительного комплексов работ.

I.5. Текущий ремонт скважин

I.5.I. Подготовительный комплекс работ включает работы по передислокации ремонтного оборудования, планировке территории рабочей зоны, глушению скважины, монтажу подъемного оборудования и разборке устьевой арматуры.

I.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.

I.5.3. К основным работам относятся спуск и подъем скважинного эксплуатационного оборудования, спуск и подъем колонны НКТ 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.

I.5.4. Ремонт скважины осуществляется в следующей последовательности (форма I)

I.5.4.I. Выполняется подготовительный комплекс, заканчивающийся разборкой устьевой арматуры.

I.5.4.2. Если предусмотрено изменение глубины подвески скважинного эксплуатационного оборудования, то производится спуск или подъем необходимого количества НКТ.

I.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.

I.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.

I.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.

I.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.

I.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.

I.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.

I.5.4.9. Производится монтаж скважинного эксплуатационного оборудования и его спуск в скважину.

I.5.4.10. Выполняется заключительный комплекс работ, заканчивающийся сдачей скважины в эксплуатацию.

I.5.5. Замена клапанов в газлифтных скважинах осуществляется с применением специального оборудования без подъема скважинного оборудования.

I.6. Капитальный ремонт скважин

I.6.I. 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.

I.6.2. Далее выполняются основные комплексы работ по капитальному ремонту скважин (форма 2).

I.6.2.I. 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.

I.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.

I.6.2.3. Производятся запланированные промыслово-геофизические и гидродинамические исследования скважины.

I.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.

I.6.2.5. При отсутствии твердых отложений на стенках эксплуатационной колонны, посторонних предметов в скважине, дефектов и при условии герметичностиколонны могут выполняться другие работы по ремонту скважин,осуществлению геолого-технических мероприятий и исследованию скважин.

I.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.

I.6.3. Производится заключительный комплекс работ: смена технологических НКТ или бурильных труб на эксплуатационные НКТ, монтаж и спуск скважинного эксплуатационного оборудования, сборка устьевой арматуры, пуск и освоение скважины, очистка устьевой 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.

I.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.I. 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, гидропескоструйная перфорация, гидроразрыв пластов и др. Примерами видов работ являются сборка на приемных мостках ремонтной оснаст-

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

подъем колонны НКТ 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 КРІ, КР2, КР3, КР5-І, 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 типовой 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 элементных 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 3I октября I974г. № 30I 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., I977, при капитальном ремонте - в "Единых нормах времени на капитальный ремонт скважин", ЦНИСнефть, М., I979.

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

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

I) 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 I).

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.I. 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 I5 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 заработной 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 добывными 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, НКТ 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. К а п и т а л ь н ы й р е м о н т с к в а ж и н

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

выхода 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:

I) 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, ППД 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 I0).

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 I0 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.I2, оформляют совместным протоколом и направляют в объединение.

6. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН

6.I. Организация работ по текущему ремонту скважин

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

6.I.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 типо-размер 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.I.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 НКТ и штанг. Если технологическая группа не согласна с типо-размером 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 ЦИТС.

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

6.I.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.I.5. План-заказ, технический наряд, гарантийный паспорт на скважинное оборудование выдаются мастеру ТРС. Мастер ТРС принимает скважину, наземное оборудование и территорию по акту (форма I3) 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.I.6. Сдача скважины из ремонта осуществляется по акту, составляемому в 2-х экземплярах (см.раздел 7).

6.I.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.I.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 рации от бригад ТРС о состоянии работ по ТРС, ведет оперативную карту учета работ по ремонту скважин, учет выхода транспорта.

6.I.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. О р г а н и з а ц и я р а б о т п о к а п и т а л ь н о м у р е м о н т у с к в а ж и н

6.2.I. 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:

I) 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 НКТ 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 продолжаются 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, химреагнтов, 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 ЦКРС (НГДУ) или технологическим отделом УПНП и КРС 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 завозу и вывозу со скважины ремонтного оборудования (забойного двигателя, ключа, ИМУ, 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 УПНП и КРС (НГДУ) и УТТ.

6.2.I0. УТТ формирует звенья спецтехники и выполняет работы на скважине в соответствии с операционными нарядами.

6.2.II. 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.I2. Смета затрат на капитальный ремонт скважины составляется на основе единого наряда на производство капитального ремонта скважины, а также дополнительных нарядов.

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

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

6.2.I3. 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 диный наряд.

6.2.I4. Мастер КРС ежедневно записывает в вахтовый журнал адание вахтам КРС на основании единого наряда на производство РС.

6.2.I5. 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.I6. Все результаты исследований сообщаются мастером или ахтой КРС в технологическую службу ЦКРС по рации и документально.

6.2.I7. Если в наряде на производство КРС указано, что вид абот определяется результатами исследований, то решение о конретном виде работ принимается технологической службой после пеедачи по рации результатов исследований. Решение передается по ации 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 дополниельного наряда, то результаты исследований поступают в геологиеский отдел УПНП и КРС (или геологическую службу ЦКРС НГДУ),коорый совместно с технологическим отделом (со старшим инженером) пределяет метод ремонта и это решение передает в проектно-сметую группу (нормативную группу ЦКРС). ПСГ в течение 2^{X} часов сосавляет, утверждает и передает дополнительный наряд в ЦИТС (техологическую службу ЦКРС).

С целью ускорения ремонта ЦИТС УПНП и КРС передает в технологическую службу ЦКРС по телефону первый вид работ по дополниельному наряду, а технологическая служба - бригаде КРС по рации журнале фиксируется время передачи.

6.2.I8. 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 бурильщиком 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 рации.

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.I9. Технологические планы проведения технологических процессов после их выполнения, а также один экземпляр акта на выполнение промыслово-геофизических и гидродинамических исследований и прострелочных работ, передаются в геологическую службу ЦКРС и подшиваются в „дело" скважины.

7. Качество ремонтных работ

7.I. 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 добывных 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 оконченным, 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. Сдача скважины в эксплуатацию

8.I. Скважина считается законченной ремонтом, если выполнены все виды работ, предусмотренные нарядом на ремонт скважины, скважина освоена и отвечает требованиям, изложенным в п.п. 5.I-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: ЦТРС, ЦТЧП и КРС УТНП и КРС или ЦКРС (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 промыслово-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. Ф и н а н с и р о в а н и е

9.I. 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 I979г. № 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 I4 марта I974г. № I83, а для объединений "Азнефть" и "Татнефть" письмом Госплана СССР от 8 августа I977г. № 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".

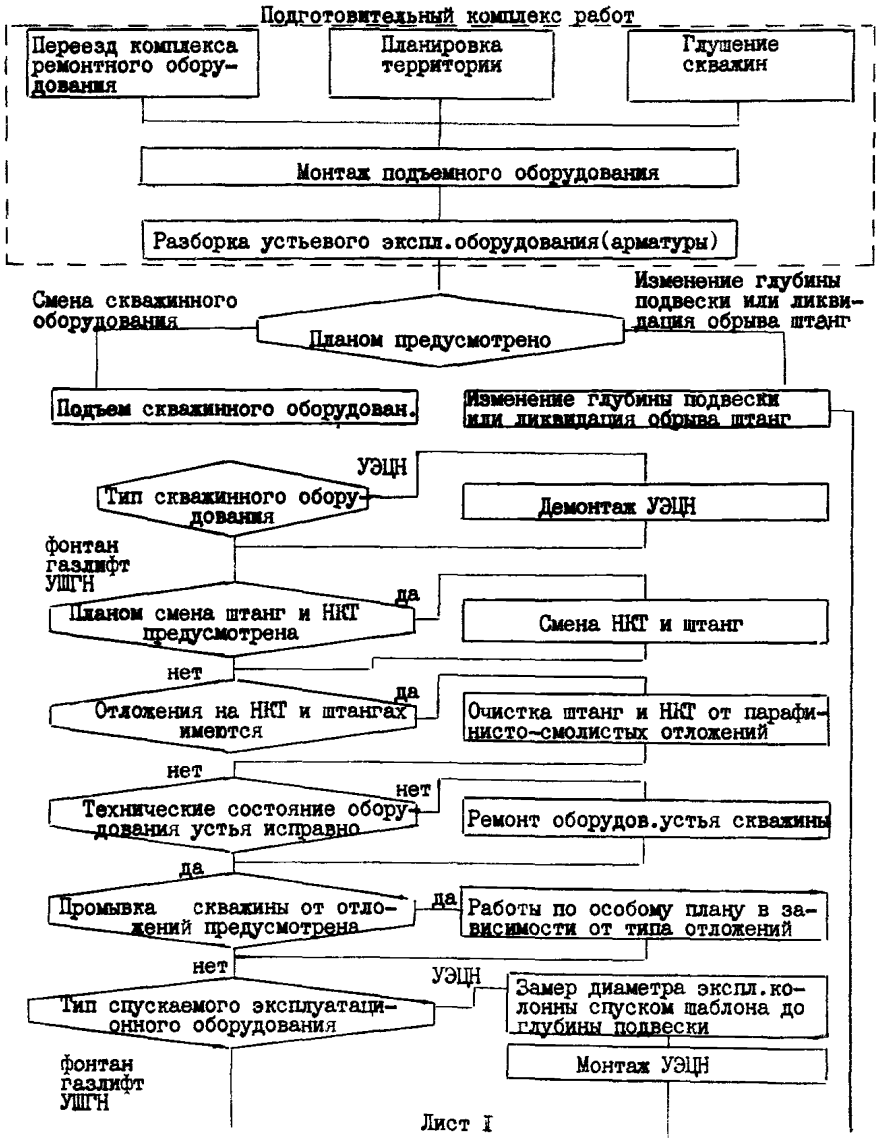
Формирование фонда и его расходование осуществляется в соответствии с "Инструкцией о порядке планирования, финансирования и учета затрат в нефтяной промышленности, производимых за счет фонда повышения нефтеотдачи пластов", утвержденной Госпланом СССР, Минфином СССР, Госкомцен СССР, ГКНТ и ЦСУ СССР 6 июля I977 г. № АБ-3I-Д.

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

I0. Взаимоотношения УПНП и КРС с НГДУ и ЦКРС НГДУ с другими подразделениями и службами НГДУ должны определяться стандартом, разрабатываемым каждым объединением.

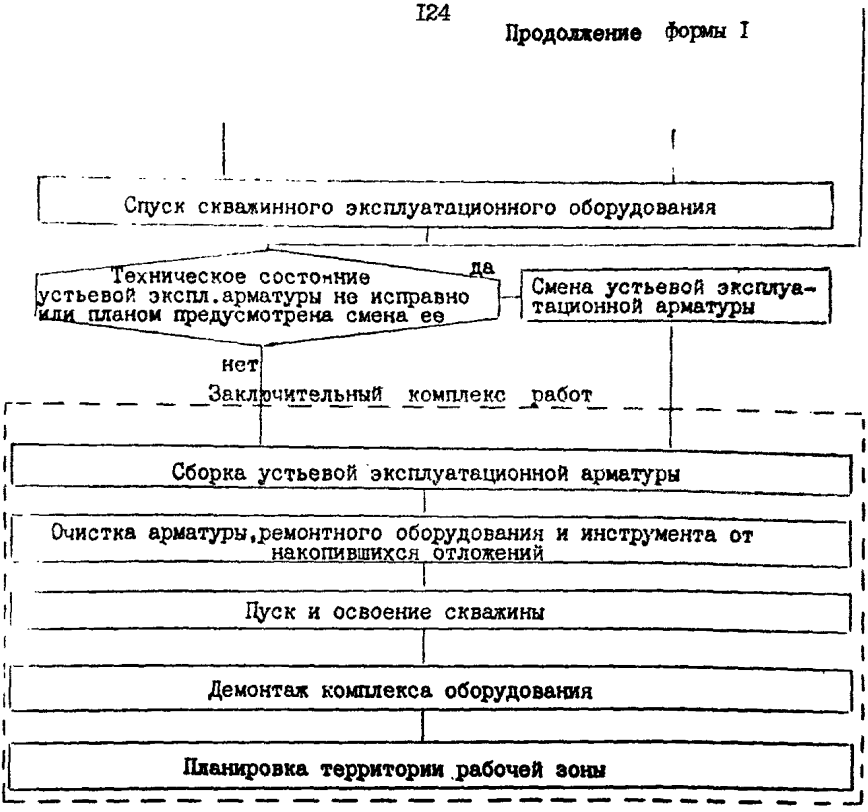
Форма I

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН



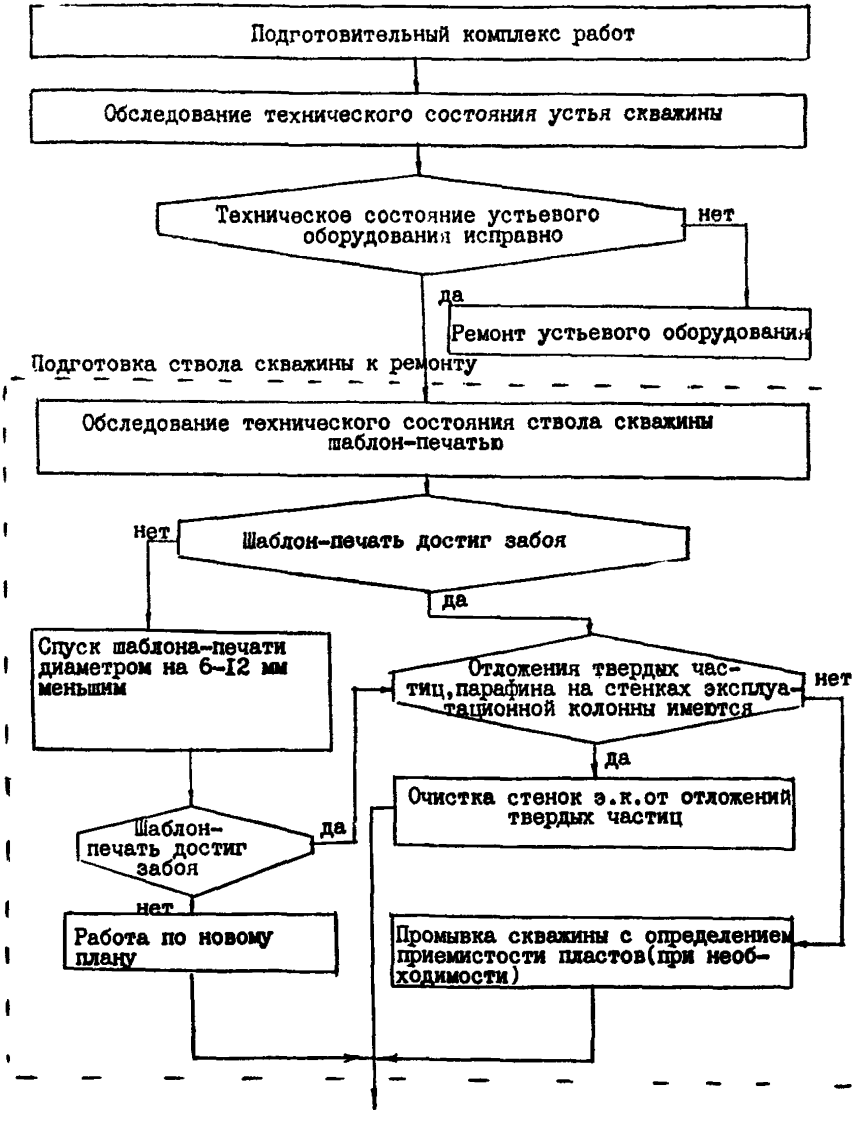
Лист I

Продолжение формы I

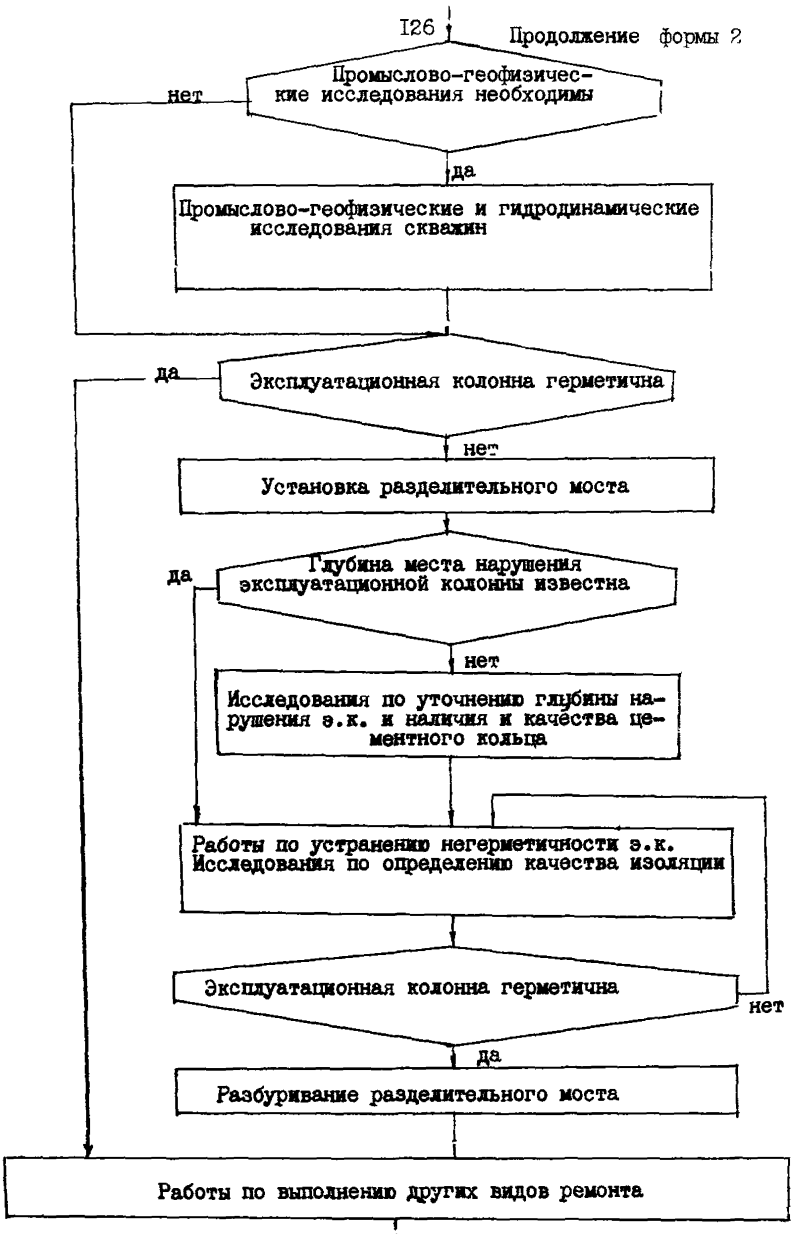


Форма 2

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ
РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

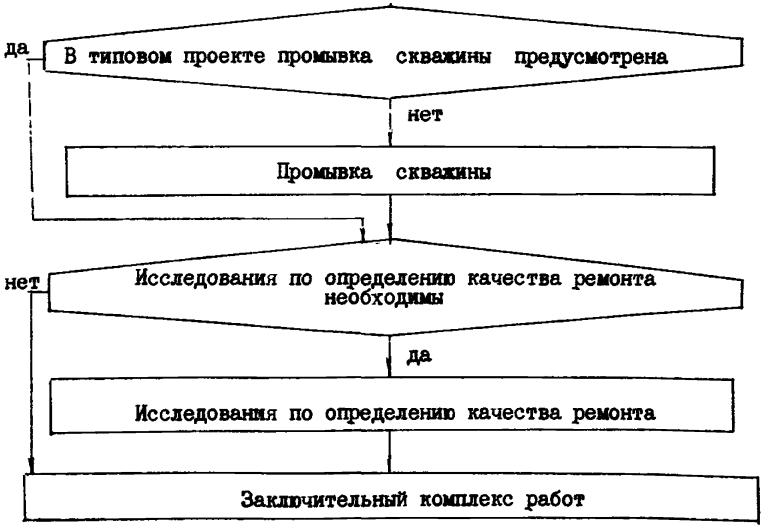


Лист I


I26
Продолжение формы 2
Промыслово-геофизические исследования необходимы
нет
да
Промыслово-геофизические и гидродинамические исследования скважин
Эксплуатационная колонна герметична
да
нет
Установка разделительного моста
Глубина места нарушения эксплуатационной колонны известна
да
нет
Исследования по уточнению глубины нарушения э.к. и наличия и качества цементного кольца
Работы по устранению негерметичности э.к. Исследования по определению качества изоляции
Эксплуатационная колонна герметична
нет
да
Разбуривание разделительного моста
Работы по выполнению других видов ремонта

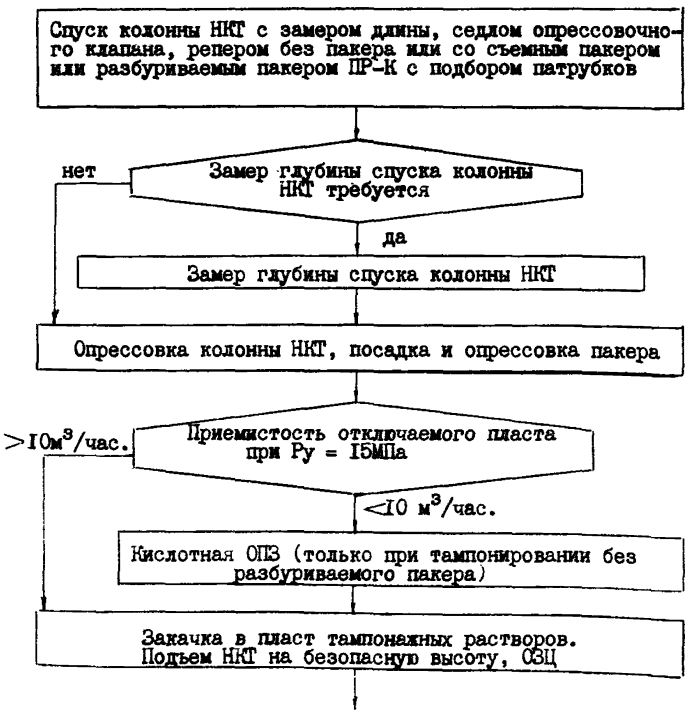
Лист 2

Продолжение формы 2

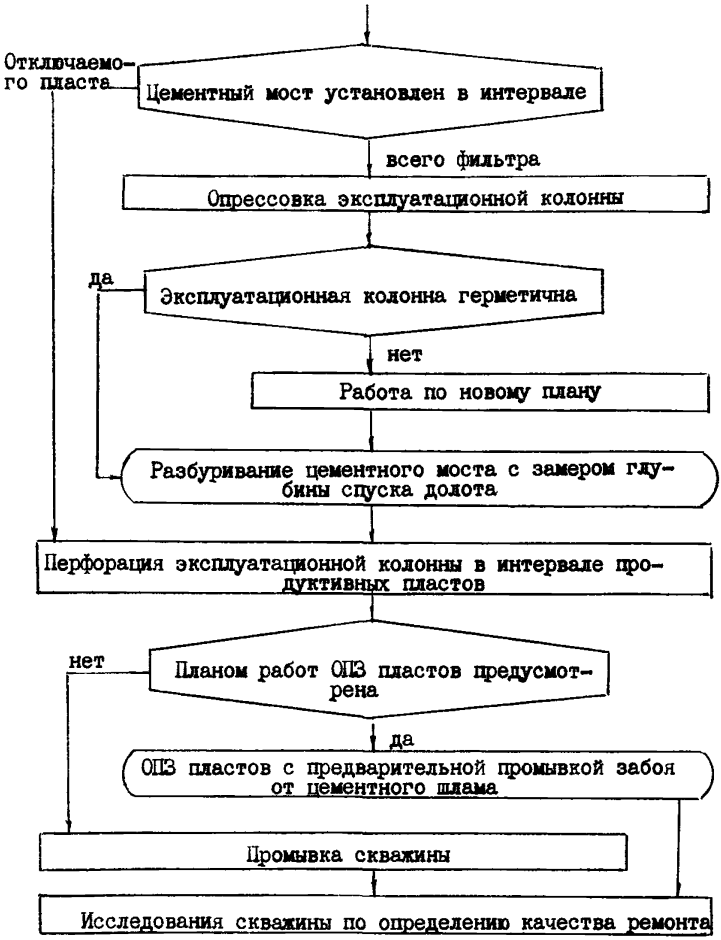


Форма 3

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



Продолжение формы 3



Форма 4

С И С Т Е М А
планово-оценочных показателей цехов и бригад текущего ремонта скважин

Показатели	Для ЦТРС	Для бригады
I. Объема производства		
I. Добыча нефти, тн	по НГДУ	по ЦДНГ
2. Фонд обслуживаемых скважин, скв.	+	+
в том числе, фонтанные	+	+
газлифтные	+	+
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		
I. 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		
газлифтных		
ЭЦН		
СКН		
4. Численность	+	+
5. Смета затрат	+	
в том числе, фонд заработной платы	+	+
амортизация	+	+
материалы	+	+
транспортные расходы	+	+
в т.ч., подъемники	+	+
агрегаты	+	+
автоцистерны	+	+
ПТУ	+	+
внутрипроизводственные грузоперевозки	+	
6. ФМП	+	+

Форма 5

НЕДЕЛЬНЫЙ ГРАФИК

движения бригад текущего ремонта по скважинам
цеха добычи нефти и газа №
на _____ месяц I9__ г.
числа месяца

Ф.И.О. мастера	Количество вахт	№ скважины	Вид ремонта	Пластовое давление, МПа	Вид и плотность жидкости глушения, кг/м^3	Тип оборудования	Дата ремонта: начало	Дата ремонта: конец
I	2	3	4	5	6	7	8	9

Форма 6

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
объединения
(начальник НГДУ)
"__" _____ 19__ г.

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

Наименование статей	Единица измерения	19__ г. (текущий период)	В 19__ г.					19__ г. % к 19__ г.
			принятый	в т.ч. по кварталам				
			план	I	II	III	IУ	
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 капитального ремонта								
Дополнительная заработная плата бригад капитального ремонта								
Отчисления на социальное страхование								
Расходы на содержание подготовительных бригад								
Итого затраты на содержание бригад								
Услуги спецтехники УТТ								
всего								

Продолжение формы 6

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

Начальник УПНП и КРС

Начальник ЦКРС

Форма 7

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор объединения
(Начальник НГДУ)

СВОДНАЯ СМЕТА ЗАТРАТ
на производство работ по капитальному ремонту скважин

Наименование подразделений	Элементы сметы								Накладные расходы		Внутрипромысленный оборот	Всего затрат на пр-во
	сырье	основные и вспомогат. матер.	топливо	энергозатраты	зарплата основная и дополнительная	амортизационные расходы	прочие дополнит. расходы	итого прямых затрат	все го	в т.ч. в % к прямым затратам		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
Основные бригады кап.ремонта												
Подготовительные бригады кап.ремонта												
Услуги баз производственного обслуживания для основных и подготовительных бригад . . .												
Итого прямые затраты . . .												
Накладные расходы - всего . .												
в т.ч.												
а)цеховые расходы . . .												
б)общехозяйственные расходы												
Итого:												
Прочие денежные расходы . . .												
Транспортные услуги - всего .												

Продолжение формы 7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
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)

Форма 8

Р А С Ч Е Т

сметы затрат на ремонт I-й скважины

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

Главный геолог

Начальник ПЭО

Форма 9

Согласовано:
Гл.геолог объединения
(гл.геолог НГДУ)
"__" _____ 19__г.

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)	Количество скважин на год	в том числе: I	II	III	IУ
I. Ремонтно-изоляционные работы .					
2. Переход на другие горизонты. .					
3. Устранение аварий и т.д. . . .					
4. Увеличение и восстановление производительности и приемистости скважин					
5. Создание оторочек раствором ПАВ и т.д.					

Начальник ПЭО

Начальник отдела ремонта скважин

Форма I0

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер НГДУ,
Главный геолог НГДУ
I9_ _г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УПНП и КРС,
Главный геолог УПНП и КРС
I9_ _г.

ПЛАН-ГРАФИК

работы бригад капитального ремонта скважин
цеха №_ _ _ _УПНП и КРС на _ _ _ _ _ _I9_ _г.

Ф.И.О. мастера	Количество вахт	№№ скв.	Вид ремонта	$P_{пл.}$ атм	Шифр	Продолжительность ремонта по наряд-заданию, бр./час	Дата ремонта: начало %	Дата ремонта: конец	Сметная стоимость, тыс. руб.	Ожидаемый эффект, т/сут (м³/сут.)	Наличие эл. энергии	Необходимые материалы	Оборудование с НГДУ	Срок представления труб и другого оборудования с НГДУ

Начальник технологического отдела УПНП и КРС
Старший инженер ЦПНП и КРС №
Старший геолог ЦПНП и КРС №
Инженер по нормированию
Инженер-экономист

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

Форма II

ПЛАН-ЗАКАЗ форма 159580

на подземный ремонт скважины №_____

ЦДНГ №_____НГДУ_____

"СОГЛАСОВАНО" "УТВЕРЖДАЮ"

_____ _____

_____ _____

_____ _____

"__"_____19__г. "__"_____19__г.

Категория по опасности газонефтепроявления_____ Дата последнего ремонта_____

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, $м^3$/сут_____дата замера_____

Обводненность, %_____дата отбора пробы_____

Динамический уровень,м_____дата замера_____

Коэффициент продуктивности, т/(сут.МПа)_____дата расчета_____

Плотность пластовой воды, г/$см^3$_____дата отбора пробы_____

_____

_____

Причина ремонта_____

_____

ПЛАН РАБОТЫ:

Старший технолог

Передал_____ _____

Принял_____

Форма I2

Т Е Х Н И Ч Е С К И Й Н А Р Я Д

НГДУ _____ Код ЦТРС

Скважина № ЦДНГ № Зона обслуживания №

Способ эксплуатации до ремонта _____ Способ эксплуатации после ремонта _____

Разновидность ремонта _____ Количество вахт в бригаде

Причина повторного ремонта _____

Вид работы _____

Дата начала ремонта месяц число часы Дата конца ремонта месяц число часы

Бригада ПРС № Тип подъемника

	НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИЙ	Код	Время, час.
Технологически необходимые работы	Переезд		
	ПЗР(монтаж,демонтаж подъемника)		
	Основные работы		
	В т.ч. пропарка, отбраковка НКТ,штанг		
	Повторные работы по вине		
ГТМ,технологические перерывы			
Нетехнологичные работы			
Простои			
Нормативная продолжительность ремонта			
Фактическая продолжительность ремонта			

Ст.инженер ЦТРС _____ Нормировщик _____

Форма I3

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) (капитального(ого) ремонт(а).

При приеме скважины ее состояние следующее:

1. _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

Форма I4

УТВЕРЖДАЮ

Гл.геолог НГДУ_ _ _ _ _ _ _

" " _ _ _ _ _ _ _ _ I98_ _г.

ПЛАН-ЗАКАЗ НА ПРОИЗВОДСТВО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИНЫ №_ _ _ _ _ _ _

МЕСТОРОЖДЕНИЕ_ _ _ _ _ _ _ _ ПЛОЩАДЬ,ЗАЛЕЖЬ_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ЦДНГ,ЦПШ_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ ЦПНП и КРС_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:

Категория скважины_ _ _ _ _ _ _ Способ эксплуатации_ _ _ _ _ _ _ _ _

Дебит жидкости(приемистость)_ _ _т/сут($м^3$/сут) Обводненность жидкости, %_ _ _ _ _ _ _ _

Плотность воды, г/$см^3$_ _ _ _ _ _ Наличие сероводорода_ _ _ _ _ _ _ _

Пластовое давление_ МПа_ _ _ _ определено " " _ _ _ _ _ I98_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 эксплуатационную колонну_ _ _ _ _ _ _ _

ЗОНЫ УХОДА ПРИ БУРЕНИИ В ИНТЕРВАЛАХ,м:_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

АЛЬТИТУДА,м: ротора_ _ _ _ _ _ муфты_ _ _ _ _ _ _ фланца_ _ _ _ _ _ _

ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ_ _

спущено на мм НКТ на глубину, м_ _ _ _ _ _

Продолжение формы 14

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,ЦПД_____

Старший геолог ЦДНГ,ЦПД_____ 198_г.
(подпись) (фамилия,и.о.) (дата составления документа)

Форма I5

"Согласовано"
Гл.геолог НГДУ "_ _ _ _ _ _ _ _"
_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
Командир пункта АВО
_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
"_ _" _ _ _ _ _ _ _ I98__г.

"Утверждаю"
Гл.инженер УПНП и КРС
_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
Гл.геолог УПНП и КРС
_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
"_ _" _ _ _ _ _ _ _ I98__г.

П Л А Н

на производство капитального ремонта
на скважине №_ _ _ _ _ _ _ _
площадь_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
ЦДНГ №_ _ _ _
ЦПНП и КРС_ _ _ _ _
Мастер_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _
Подъемное сооружение_ _ _ _ _

I. Геолого-техническая характеристика

I. 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.
I0. Альтитуда ротора_ _м.

Продолжение формы 15

11. Эксплуатационный горизонт_____м.
12. Искусственный забой_____м.
13. Интервал перфорации_____м.

14. Подземное оборудование_____
спущено на НКТ_____
Общая глубина подвески_____м.

II. Техническое состояние на начало ремонта

1. Состояние забоя_____
текущий забой_____м.
2. Герметичность э.колонны_____
определено_____(дата)_____
3. Пластовое давление_____МПа определено "__"_____198_г.
4. Коэффициент аномальности $\frac{Р.п.}{Р.в.}$
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-л_____м. определены "__"_____198_г.
9. Давление изолируемого(отдающего,приобщаемого)пласта_____МПа
определено по_____
10. Обводненность продукции_____%
11. Скважинная жидкость_____плотность_____г.куб.см.
12. Наличие сероводорода_____
13. Ранее проведенные работы по КРС(цель,дата, что проделано).

III. Цель ремонта_____

_____
согласно классификатора ремонтных работ в скважинах

Продолжение формы I5

IУ. Предлагаемый объем работ:

I. Порядок глушения скважины:

2. Вывоз представителя АВО_ _ _ _

Форма I6

Единый наряд

на производство капитального ремонта скважины №

Виды работ				Спецтехника		Материалы		Нормы времени			Примечание
Шифр	Наименование работ и единицы измерения	Количество	Исполнители	Наименование	Количество	Наименование и един. измерения	Количество	Для бригады КРС		Для других исполнителей	
								Сдельно	Повременно		

Форма I7

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 [ ][ ][ ] год месяц число Дата завершения ремонта [ ][ ][ ] год месяц число

[ ] 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			
	Глубина спуска футерованных НКТ, м			
НКТ второй ступени	Диаметр,мм			
	Группа прочности			
	Тип НКТ			
	Глубина спуска, м			
	Вид футеровки			
	Глубина спуска футерованных НКТ, м			
Оборудование низа НКТ				

Продолжение формы I7

Наличие клапана для стравливания газа				
Наличие сливного клапана				
Наличие стеклоуловителя				
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 прохожд., 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 глушения	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./

Форма 18

А К Т

на сдачу скважины из капитального ремонта

	НГДУ (заказчик)		ЦДНГ ЦПД
	УПНП и КРС или НГДУ(исполнитель)		ЦПНП и КРС или ЦКРС

Месторождение _____ Площадь, Залежь _____

Скважина № _____ ВИДЫ ПРОИЗВЕДЕННЫХ РАБОТ _____

Начало ремонта _____ число месяц год Конец ремонта _____ число месяц год Отчетный месяц _____

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)		
ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА	диаметр, мм		
	длина, м		
	глубина верхн. отметки цемент. кольца от устья, м (закачено цемента, т)		
АЛЬТИТУДА, м	ротора		
	муфты		
	фланца		
ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ	наименование		
	плотность, г.куб.см.		
	объем, куб.м.		

Способ освоения скважины ремонта _____

Продолжение формы I8

Данные о перфорации

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

Данные ОБ, ОПЗ, проведенные перед изоляционными работами

Вид ОПЗ		Материал ОПЗ		Концентрация, %	Ед.измерен.		Количество
наименование	код	наименование	код		обознач.	код	

Изоляционные работы

Интервалы перфорации спец.отверстий, м		Изоляционные материалы		Ед.измерения		Количество
верх	низ	наименование	код	обознач.	код	

Технологическая схема закачки

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, взрыв пакера, 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		Концентрация, %	Единица измерения		Количество	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		

Продолжение формы I8

Описание произведенных работ

Начальник ЦПНП и КРС (ЦПРС)_ _ _ _ _ _ _ _ _

Ст.геолог ЦПНП и КРС_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

Начальник ЦДНГ ЦППД_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

Ст.геолог ЦДНГ ЦППД_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Табели технического оснащения бригад и цехов текущего и капитального ремонта скважин

Предлагаемые табели 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 табеле количество того или иного вида оборудования, инструмента и т.п. является минимально необходимым запасом, постоянно находящимся в бригаде для обеспечения ее нормальной работы.

Предлагаемые табели 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 противовыбросовым 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 данном табеле типоразмеров.

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

Кроме того, по мере развития науки и техники (но не реже, чем раз в 5 лет) табели 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

1	Шифр 2	Един. изм. 3	Кол-во на I бригаду 4
Элеваторы трубные	ЭТА, ЭБН, ЭГ, ЭТАР	шт.	
60 мм	-"-	-"-	2
73 мм	-"-	-"-	2
89 мм	-"-	-"-	2
I02 мм	-"-	-"-	2
Элеваторы трубные вспомогательные (2-х штропные)	ЭХЛ, ЭТАД	-"-	
60 мм		-"-	I
73 мм		-"-	I
89 мм		-"-	I
I02 мм		-"-	2
Элеваторы штанговые грузоподъемностью 5 т	ЭШН-5	-"-	2
I0 т	ЭШН-I0	-"-	2
Ключи трубные для работы с АПР-2ВБ	КТГУ	-"-	
Условные диаметры труб			
60 мм		-"-	2
73 мм		-"-	2
89 мм		-"-"-	2
I02 мм		-"-	2
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ	КСМ		
Условные диаметры труб			
73 мм		-"-	2
60 мм		-"-	2
89 мм		-"-	2
I02 мм		-"-	2
Ключи трубные	КТГ, КГД, КТДУ	-"-	по 3 каждого типоразмера
Ключи трубные шарнирные	КТНД	шт.	по 3 каждого типоразмера

I	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	-"-	I
Ключи для отвинчивания сработанных штанговых муфт		-"-	2
Ключи для фонтанной арматуры		-"-	5
Талевый блок	БТН-I5, БТН-50, БТН-25	-"-	I
Трубный крюк	КН-50, КН-25	-"-	I
Штанговый крюк	КН-5, КН-I0, КН-I5	-"-	I
Штропы (грузоподъемностью 28 т, 32 т, 50 т, 80 т)	ШЭ, ШЭН, ШБЭУ	пара	I
Автомат для свинчивания и развинчивания н/к труб	АПР-2ВБ, АПР-2ГП, КМУ-50, КМУ-ГП-50	шт. -"-	I I
Автомат для свинчивания и развинчивания насосных штанг	АШК-Т, МШТК, АШК-М	-"-	I
Индикатор массы	ГИВ-2, ГИВ-6, ГИВ-I	-"-	I
Патрубок подъемный для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		-"-	I каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		-"-	2 каждого типоразмера
Шаблоны для НКТ диаметра 60, 73, 89 мм		-"-	I каждого типоразмера
Щетка для чистки резьбы		-"-	2
Лоток для выведения труб на мостки		-"-	I
Подставка для труб (козелок)		-"-	I
Строп для монтажа и демонтажа АПР-2		-"-	I
Строп канатный вспомогательный			
Крючок вспомогательный		шт.	3
Фланец-воронка для направления труб при спуске в скважину		-"-	I
Направляющая воронка для спуска насосных штанг		-"-	I
Вилка для подтаскивания НКТ		-"-	2

I	2	3	4
Вилка подкладная для каждого диаметра труб (НКТ ø 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 быстроразъемным 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 трубам		-"-	2
Спец.крючок для оттягивания эл.кабеля		-"-	I
Ящик для укладывания 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

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

I	2	3	4
Плашки к автомату АПР (КМУ) условный диаметр труб			
1,5"		шт.	3
2"		-"-	6
2,5"		-"-	6
Кольца уплотнительные		-"-	3 каждого типоразмера
Быстросъемные гайки		компл.	3
Ключи обмедненные рожковые		-"-	I
Головки (размер 28÷56)		-"-	I
Монтировка		-"-	3
Сальники к устройствам СУСТ-2А		-"-	I0
Автокабеленаматыватель УНРКТ-2М		шт.	I
Поддон к кабеленамотывателю		шт.	I
Экранирующий колпак (для предохранителя фонтанной арматуры)		-"-	2
Лента ФУМ		моток	I
Электрощит		шт.	I
Индикатор напряжения		-"-	I
Ареометр	АГ-3Ш	-"-	I
Манометр		-"-	I
Мегометр		-"-	I
Помазок для смазывания резьбы труб		-"-	I
Бытовое оборудование, материалы, инвентарь; средства индивидуальной защиты и техники безопасности			
Бытовой передвижной вагончик (кулбудка) с оборудованием и сушилкой		шт.	I
Инструментальная будка		-"-	I
Щетка для очистки и мойки рабочей площадки		-"-	I
Пила поперечная		-"-	I
Топор		-"-	I
Гвоздодер		-"-	I

I	2	3	4
Лопата совковая		-"-	2
Лопата штыковая		-"-	2
Лом		-"-	3
Каска защитная с подшлемником		-"-	I на каждого члена бригады
Пояс предохранительный		-"-	2
Перчатки диэлектрические		пар	2
Очки защитные		шт.	4
Подставка д/электрическая		-"-	2
Аптечка медицинская		-"-	I
Противогаз фильтрующий		шт.	I на каждого члена бригады
Спецодежда дежурная		компл.	2
Термосы для горячей пищи		-"-	3
Бачок для питьевой воды		-"-	I
Кружка		-"-	5
Ведро		-"-	3
Умывальник		-"-	I
Эл.плита		-"-	I
Эл.обогреватель масляный взрывозащитный (Р=IкВт) для обогрева культбудки		-"-	4
Плафоны взрывобезопасные	ВЗГ	шт.	3
Плакаты по технике безопасности		компл.	I
Таблички предупреждающие			необходимое количество
Флажки красные предупреждающие		компл.	I
Противопожарный инвентарь		-"-	I
Прожектор	ПЭС-35,ПЭС-45	шт.	4
Аварийное освещение (аккумуляторные фонари)		-"-	2
Эл.кабель для подключения культбудки,		м	I20
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.заземления xxx)		-"-	3
Радиостанция		-"-	I
Набор шпилек	MI6,MI8,M20; M24	шт.	по I2
Паранит		кг	2
Канат пеньковый		м	40
Смазка для НКТ			Заказываются и обеспеч.через ЦПРС в соответствии с нормами расхода
Солидол			

x) В набор слесарного инструмента входят:
ключи гаечные - I4xI7, I7xI9, 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 2	Един. изм. 3	Кол-во на 10 бригад 4
Овершот	ОЭ-2,ОЭ-60-146 ОЭ-73-168	компл.	7-10
Комбинированный ловитель штанг	ЛКШТ-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 эксплуатационной колонны		компл.	6-10
Промывочный комплекс:			
вертлюг (ВП-50,ВП-80, ЧВП-50,ВПГ-3)		компл.	3
сальник промывочный, шланг для промывки,емкости,желобная система			
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	-"-	5-10
Превентор малогабаритный 156х320		-"-	5
Сварочный пост		-"-	2
Элеваторы трубные	ЭТА,ЭЗН,ЭГ, ЭТАР	-"-	
ø - 48 мм		-"-	6-10
ø - 114 мм		-"-	6-10
Ключи трубные	КТГУ,КТДУ,КСМ	-"-	
ø - 48 мм		-"-	6-10
ø - 114 мм		-"-	6-10
Оттяжной ролик		шт.	4-6
Сварочный пост		-"-	2

I	2	3	4
Манжеты для головки обратной промывки ø 2", 2 I/2"; 3", 4"			по I каждого диаметра
Барабан для тартального каната		шт.	2-5 на цех
Элеваторы трубные вспомогательные (2-х штропные)	ЭХЛ, ЭТАД		
ø - 48 мм		шт.	6-I0
ø - II4 мм		-"-	6-I0
Полированный шток		шт.	5
Эл.станция[xx])	ПЭС-I5, ДЭЦ-I0, Г-73I, ДГА-2ЭI6-А, ДГА-5-24		2 на цех
Мундштук (перо) для промывки скважин		-"-	5-I0
Шланг гофрированный ø-4"		-"-	2-4
Патрубок подъемный для НКТ диаметра 48, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметра 48, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Шаблоны для НКТ диаметра 48, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Обратный клапан		-"-	5-I0
Труболовки для труб диаметром 48,60,73,89 мм для работы в колоннах диаметром I46,I68 мм			
внутренние		шт.	6-I0
наружные		шт.	6-I0
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
I	2	3	4
Элеваторы для бурильных 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 вспомогательные (2х-штропные)	ЭХЛ, ЭТАД		
диаметр 60 мм		-"-	I
73 мм		-"-	I
89 мм		-"-	I
Элеваторы штанговые грузоподъемностью			
10 т	ЭШН-10	-"-	2
Ключи трубные для работы с АПР-2 или КМУ усл.диаметр труб	КТГУ		
60 мм		-"-	2
73 мм		-"-	2
89 мм	КТМ	-"-	2
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ или КМУ усл.диаметр труб	КСМ		
60 мм		шт.	2
73 мм		-"-	2
89 мм		-"-	2
Ключи трубные	КГД, КТДУ	шт.	2
	КТГ	-"-	2
Ключи трубные шарнирные	КТНД	-"-	3
-"- -"- цепные	КЦН, КЦО	-"-	3
Ключи штанговые для работы с АШК	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, ШБЭУ 50 т и 80 т	пара	I
Планки к автомату АПР (КМУ)			
I,5"		шт.	3
2"		-"-	6
2,5"		-"-	6
Клиновая подвеска АПР			
(I,5" - 2,5")		шт.	2
3"		-"-	2
КМУ (I,5"-2,5")		-"-	2
Гидроротор 3"		-"-	I
Строп канатный вспомогательный		-"-	I
Крючок вспомогательный		-"-	3
Фланец-воронка для направления 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
Юбка для предотвращения разбрызгивания промывочной жидкости		-"-	I
Приспособление для быстроразъемного соединения бурового рукава со стояком		-"-	I
Мундштук (перо) для промывки скважин		-"-	I
Приспособление для рубки каната		-"-	I
Приспособление для откидывания голоки балансира станка-качалки		-"-	I
Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крюк		-"-	I
Зажим для захвата полированного штока		-"-	I

I	2	3	4
Шланг для заливки воды в скважину		шт.	I
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 ЭЦН (на каждый размер УЭЦН)		шт.	2 каждого типоразмера
Сухари для трубных ключей КТГУ		шт.	20
КТДУ		-"-	2
КСМ		-"-	2
Помазок для смазывания резьбы труб		-"-	I
Штанга метровая		-"-	I
Штанга посадочная		-"-	I
Промывочный комплекс:			
вертлюг	ВП-50, ВП-80, 4ВП-50, ВПГ-3		
сальник промывочный, шланг для промывки, емкости, желобная система		компл.	I
Трубы насосно-компрессорные 73 мм, 89 мм		компл.	I
Универсальное герметизирующее устройство	УГУ	-"-	I
Обратный клапан		шт.	I
Крюк штанговый	КН	-"-	I
Цепь для привода ротора		-"-	I
Клапан для опрессовки НКТ		-"-	I
Цепи запасные к ключам КЦН, КЦО		-"-	3
Автокабеленаматыватель	УНРКТ-2Н	-"-	I
Агрегат подъемный с комплектом оборудования	УПТ-I-50, А/50 Бакинец - 3М	-"-	I,6

I	2	3	4
Автомат для свинчивания и развинчивания н/к и бурильных труб	АПР-2ВБ АПР-ПП КМУ-50 КМУ-ПП-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 МШТК АШК-М	-"-	I
Индикаторы массы	ГИВ-2 ГИВ-6 ГИВ-6-I	-"-	I
Шаблоны для НКТ диаметра 60,73,89 мм		-"-	I каждого типоразмера
Щетка для очистки резьб		-"-	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-I4.000сб. АПР-2-I4.000--0I.03.04.089сб.	шт.	I

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

I	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 (Р=1кВт) 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-I5, ДЭУ-I0, Г-73I, ДГА-2ЭI6-А, ДГА-5-24	шт.	I
Радиостанция[xxx]		-"-	I
Смазка для НКТ			Заказывается и обеспеч. через ЦПРС в соответствии с нормами расхода
Солидол			
Паранит			
Прокладки разные	-"-	-"-	5
Канат пеньковый		м	20
Столик инструментальный		шт.	I

x) В набор слесарного инструмента входят :ключи гаечные - I4xI7, I7xI9, 27x32, 22x27, 32x36, 42x55, ножовки по металлу, напильники разные, зубила, отвертки разные, плоскогубцы, молоток

xx) При отсутствии электросети и в аварийных ситуациях

xxx) При отсутствии телефонной связи

ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ
цеха капитального ремонта скважин

Наименование	Шифр	Един. изм.	Кол-во на 10 бригад
I	2	3	4
Блок талевый	БТН-4-50 т, БТНЗ-25 т	шт.	10
Крюк трубный	КП-50, КП-25 т	-"-	10
Вертлюг	ВЗ-50, ВЗ-80 3" или 4"	-"-	5-10
Ведущая труба		-"-	4-6
Универсально-машинные ключи	УМК	-"-	2-4
Приспособление для регулирования высоты подвески машинных ключей		-"-	2-4
Вилка для захвата вкладышей ротора		-"-	10
Приспособление для подтаскивания бурильных труб к устью со сменными концами		-"-	6-10
Стояк облегченный с быстроразъемным соединением		-"-	5-10
Желоб для укладки ведущей трубы		-"-	4-6
Переводники с н/к труб на бурильные и бурильных на н/к		-"-	100-200
Печать универсальная для использования в колонне	ПУ 2-102, ПУ2-146, ПУ2-168 ТУ 26-16-102-79	-"-	15-25 каждого размера
Элеваторы трубные Ø 48, 114 мм	ЭГА, ЭТ, ЭТАР ЭЗН (50 и 80 т)	шт.	6-10 каждого типоразмера
Элеваторы для бурильных труб Ø 60, 114 мм	ЭБ "Красное Сормово"	-"-	6-10 каждого типоразмера
Элеваторы трубные вспомогательные двухштропные Ø 48, 114 мм	ЭХД, ЭТАД	-"-	6-10 каждого типоразмера
Ключи трубные для работы с АПР-2ВБ или КМУ усл.диаметр труб 48 мм.	КТТУ	-"-	6-10

I	2	3	4
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ или КМУ усл.диаметр труб 48 мм	КСМ	шт.	6-I0
Ключи трубные усл.диаметр труб 48 мм	КТДУ	-"-	6-I0
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, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 48, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Шаблоны для НКТ диаметром 48, II4 мм		-"-	5-I0 каждого типоразмера
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	-"-	5-I0
Пакер цементировочный	ПШУ-6,5/8", ПШ-5-500	-"-	8-I0
Самоуплотняющийся гидравлический пакер для определения места дефекта эксплуатационной колонны	ПШТК-I46-500, ПШТМ	-"-	I0
Пакер для гидроразрыва пласта		-"-	3
Пакер для изоляционных работ		-"-	3
Пакер неизвлекаемый		-"-	3
Переводники штанговые		-"-	50-I00
Переводники трубные		-"-	I00-200
Пакер для перекрытия дефекта в эксплуатационной колонне		шт.	3
Пакер для определения герметичности колонны при открытом стволе		-"-	3
Головка цементировочная		-"-	5-I0
Вырезающее устройство	УВУ-I46 УВУ-I68	-"- -"-	2 2

I	2	3	4
Прострелочная перфорационная задвижка	ЗПФЛ I25хI25	-"-	5
Устройство для герметизации устья скважины (ВНИИБТ)		-"-	3
Магнит для очистки забоя скважин от металла		-"-	5-I0
Манжет для головки обратной промывки диаметром 2",2 I/2", 3", 4"		-"-	по I каждого диаметра
Ролик оттяжной грузоподъемностью 8 т		-"-	2-5 на цех
Замки к бурильным трубам:			
правые	ЗН-95,ЗН-I08	-"-	по I00 на цех
левые	ЗН-95,ЗН-I08		
Желонка		шт.	4-6 каждого типоразмера
Труболовка наружная[x)]	ТН3-II4,ТН3-I46, ТН3-I68	-"-	6-I0 каждого типоразмера
Труболовка наружная[x)] освобождающаяся механического действия	ТН0-II6-73, ТН0-I36-89		6-I0 каждого типоразмера
Труболовка внутренняя[x)] для ловли насосно-компрессорных труб неосвобождающаяся (правая, левая)	ТВ48-80,ТВ60-80 ТВ-73-92,ТВ89-II0, ТВI4-I30	-"-	6-I0 каждого типоразмера
Труболовка внутренняя[x)] освобождающаяся торцевая механического действия для ловли насосно-компрессорных труб (правая,левая)	ТВМ-60-I,ТВМ73-I, ТВМ89-I,ТВМII4-I, ТВМII4-2,ТВМ50-2-I08, ТВМ73-I-2,ТВМ 73-2-I08, ТВМ73-2-II8,ТВМ73-2-I38, ТВМ 89-2-I34	-"-	6-I0 каждого типоразмера
Труболовка освобождающаяся[x)] гидравлического действия	ТВГ73-2-I38,ТВГ73-2-II5, ТВГ89-2-II5,ТВГ89-2-I34, ТВГ II4-I-I32	-"-	6-I0 каждого типоразмера
Колокол для ловли насосно-компрессорных и бурильных труб диаметром 48-II4 мм (правая,левая)	К 58-40,К 70-58 К 70-52, К 85-64 КС 85-68,КС I00-79 КС II5-94, К-I00-78	-"- -"-	6-I0 каждого типоразмера 4-6 каждого типоразмера

I	2	3	4
Гидродомкрат	IГД-I00, 2ГД-200 3ГД-300	шт.	I каждого типа
Ротор	Р-360	-"-	2-4
Ротор	Р-560	-"-	2 на цех
Малогабаритный превентор с ручным управлением	I56x320	-"-	2-4
Установка роторная	УРК-50	-"-	2-4
Забойный винтовой двигатель	Д-85, Д-54	секции	I5-30
Метчики эксплуатационные специальные (калибры) для ловли колонн н/к труб (правые, левые)	МЭС-I2типоразмеров	шт.	4-I0 каждого размера
Метчики ловильные для бурильных труб	МБУ-32-93, МБУ-58-94, МСЗ-62, МСЗ-72, МСЗ-88	-"-	4-6 каждого типоразмера
Метчик калибр. освобожденный	МКО-4	-"-	5
Метчики универсальные для ловли колонн н/к труб (правые, левые)	МЭУ 36-60, 46-80, 69-I00, 85-I27	-"-	6-I8
Колокола для ловли н/к и бурильных труб диаметром 48-II4 мм (правые, левые)	К 58-40 К 70-58	шт.	6-I6
Ловители комбинированные для колонных штанг всех размеров (за тело и за муфту)	ЛКШ-II4	-"-	5-I0
"Счастливый крючок"		-"-	5-I6
Шлипс		-"-	I6-20
Фрезер магнитный	ФМ88, ФМI03, ФМII8, ФМI35 ОСТ26-I6-I606-78	-"-	I4
Фрезеры скважинные типа ФЗ для труб (правые, левые)	ФЗ всего I2 типоразмеров Ø от 85 до I90 мм ОСТ26-I6-I6I9-8I	-"-	40
Фрезеры режуще-истирающие кольцевые для труб (правые, левые)	ФК всего 9 типоразмеров Ø от 90 до I60 мм ОСТ26-82-I296-75	-"-	60
Фрезеры истирающе-режущие торцевые с центрирующим элементом (правые, левые)	ФП всего I0 типоразмеров ОСТ26-I6-I623-82	-"-	4-I0
Паук		-"-	6-I0 каждого размера
Ерш		-"-	6-I0

I	2	3	4
Удочка однорогая с промывкой	УОП-I-I46, УОП-I-I68	шт.	4-8
Удочка однорогая шарнирная	УОШ, УОШ-I46	-"-	4-8
Канаторезка	КРI9-I46	-"-	7-I2
Вилка двурогая	ВДI	-"-	4-9
Шаблоны для обсадных труб		-"-	I8-25
Фрезеры-райберы для прорезания окна в колонне диаметром I40-273 мм	ФРД ОСТ26-I6-0I-83	-"-	4-I0
Фрезеры колонные конусные	ФКК ОСТ26-02-650-72	-"-	8-I5
Долота пикообразные		-"-	I5-20
эксцентричные		-"-	I0-I5
трехшарошечные		-"-	20-30
РХ		-"-	I5-20
Приспособление для отвинчивания и навинчивания долот		-"-	6-I0
Устройство для установки пластырей в обсадной колонне	ДОРН	компл.	3-4
Трубы бурильные стальные[xx]			
правые	(73х9, 93х9)	компл.	3
левые	(73х9, 93х9)	-"-	3
Трубы бурильные легкосплавные[xx]			
правые	(73х9, 93х9)	-"-	2
левые	(73х9, 93х9)	-"-	2
Насосы	I2ГР, I5ГР 9 МГР	шт. -"-	2-3 2 на цех
Глиномешалки	МГ-24	-"-	2-3
Отклонители для зарезки второго ствола скважины в колонне	ОТЗ-II5-I, ОТЗ-I34-I, ОТЗ-I85 ТУ26-02-206-75	-"-	2-3
Сварочный пост		-"-	2
Передвижной сварочный агрегат с комплектом для газорезки		компл.	3

[x] -типоразмеры применяемых труболовок 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
ЦППД	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
ГПП	Гидропескостуйная перфорация
ПАВ	Поверхностно-активное вещество
ТГХВ	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
ПДК	Предельно допустимая концентрация
НГК	Нейтронный гамма каротаж

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

I. РД 39-0147009-531-87 "Классификатор ремонтных работ". Краснодар, ВНИИКРнефть, 1987.

2. РД 39-1-1190-84 "Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин".

3. РД 39-1-843-82 "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., ВНИИБТ, 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, СевКавНИИнефть, 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, СевКавНИИнефть, 1986.

I2. Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ, I982 г., Утверждено Госгортехнадзором СССР, постановлением коллегии № I6 от I7.06.82.

I3. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39 - 0147035 - 209 - 87, М.,ВНИИ,СИБНИИНП,I987 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

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 ПЗП 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 :
I. Классификатор ремонтных работ..... 86
2. Планирование,организация и финансирование ремонта скважин 97
3. Типовые табели технического оснащения бригад и цехов текущего и капитального ремонта скважин I55
Условные сокращения I77
Список использованных нормативно-технических документов I78

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ к РД 39-0147009-23-87

Изм.	Номера листов (страниц)				Номер документа	Подпись	Дата	Срок введения изменения
	измененных	заменённых	новых	аннулированных				

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

gost.e-ecolog.ru