МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ, ФИНАНСИРОВАНИЮ И ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТА СКВАЖИН И ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД 39-1-402-80

Москва ВНИИОЭНГ 1989

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДЕНО

Заместителем Министра
нефтяной промышленности
А.В. Валихановым

8 мая 1980 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ, ФИНАНСИРОВАНИЮ И ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТА СКВАЖИН И ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД 39-1-402-80

Москва ВНИИОЭНГ 1980

Настоящая инструкция разработана в лаборатории технико-экономических исследований добычи нефти и газа ВНИИОЭНГ

Авторы: к.э.н. Африканов С.С., к.э.н. Валиханова А.М., Галустов А.М., Зарецкий Б.Я., Золоев И.Т., Махмудбеков Э.А., Мишина И.В.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), 1980.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по планированию, финансированию и организации ремонта скважин и процессов повышения нефтеотдачи пластов

РД 39-1-402-80

Впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 17 июня 1980 г. № 326.

Срок введения установлен с 1 июля 1980 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Важнейшую часть основных фондов нефтяной промышленности составляют нефтяные, газовые и нагнетательные скважины.

Скважиной называется сооружение, оснащенное фонтанным, насосным, газлифтным оборудованием, контрольно-измерительными приборами и предназначенное для добывания нефти, нефтяного газа и попутной воды, воздействия на нефтяной пласт и управления разработкой нефтяной залежи (ОСТ-39.036-76).

1.2. Поддержание работоспособности скважин является основной задачей службы ремонта скважин, которая состоит из специализированных цехов НГДУ или подчиненных объединениям Управлений. Служба ремонта скважин осуществляет капитальный ремонт скважин, их текущий (подземный) ремонт и работы по повышению нефтеотдачи пласта.

Кроме того, на службу ремонта скважин возложено производство работ по ликвидации скважин после эксплуатации.

1.3. Осуществляемые ремонтной службой работы имеют различное назначение и экономическую сущность. Различны системы их планирования и источники финансирования.

Настоящая инструкция предназначена для упорядочения в отрасли планирования, финансирования и организации ремонта на скважинах и работ по повышению нефтеотдачи пластов.

1.4. Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, а также спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке; пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей, газлифтного оборудования.

1.5. Подземным (текущим) ремонтом скважин (ПРС) называется направленный на поддержание ее работоспособности комплекс работ по замене скважинного и устьевого оборудования и работ по изменению режима ее эксплуатации, переводу работы скважин с одного способа эксплуатации на другой, очистке подъемной колонны от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок.

1.6. К процессам по повышению нефтеотдачи пластов относятся работы по созданию различных оторочек, очага горения и закачки различных агентов с целью более полного извлечения нефти из недр.

1.7. Единицей ремонтных работ является скважино-ремонт. Это комплекс подготовительных основных и заключительных работ, выполняемых на скважине от ее приема в ремонт до ввода в эксплуатацию.

Если после окончания ремонтных работ скважина не отработала 48-часового гарантийного срока, то, независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы на скважине, работы эти считаются продолжением первоначального ремонта, т.е. одним скважино-ремонтом.

1.8. В зависимости от объема работ, их характера и степени сложности капитальные ремонты скважин подразделяются на две категории.

К первой категории сложности относятся ремонты при глубине скважин до 1500 м.

Ко второй категории - относятся все виды ремонтов, производимые в скважинах глубиной более 1500 м.

Кроме того, независимо от глубины, к этой категории относятся все виды наиболее сложных и трудоемких работ, связанных с ликвидацией аварий и осложнений, исправлением

смятий или заменой участков поврежденных обсадных колонн, проведением гидроразрыва пласта, работы на скважинах с сильными нефтегазопроявлениями, ремонты в наклонно направленных скважинах, все виды ремонтно-изоляционных работ, работ по закачке изотопов в пласт и технологически необходимые неоднократные цементные заливки, а также все другие ремонты, не вошедшие в первую категорию.

1.9. Основанием для постановки и рассмотрения вопроса о необходимости проведения большинства видов ремонтных работ по каждой конкретной эксплуатационной скважине является наличие аномалии (несоответствия) в величинах дебита нефти, содержания воды в продукции и, наконец, ее аварийное состояние;

в нагнетательной скважине - давление закачки, приемистость;

В качестве эталонных, как правило, служат значения указанных параметров по окружающим скважинам, группам скважин, отдельным горизонтам и пластам.

1.10. Обоснование необходимости проведения ремонтных работ и определение их вида, как правило, производятся в результате анализа геолого-эксплуатационных данных по скважине и окружающим скважинам, данных разработки отдельных участков залежи и пласта в целом, данных исследовательских работ в скважинах.

При этом основными исходными данными являются:

а) дебит нефти и ее обводненность в динамике с начала эксплуатации скважин; в нагнетательных скважинах - приемистость и давление закачки;

б) литологическая характеристика продуктивного пласта и характер его насыщенности по мощности (нефть, вода);

в) положение ВНК на дату начала эксплуатации скважины;

г) конструкция скважины: диаметр ствола и глубина скважины, параметры и конструкция обсадной колонны, интервалы вскрытия продуктивного пласта перфорацией;

д) физико-химические свойства пластовых вод, имеющихся в разрезе скважины, в том числе воды, используе-

мой для заводнения и добываемой вместе с нефтью (пластовая, закачиваемая, "чужая" и их смеси);

е) расположение скважины на залежи по отношению к контурам нефтеносности, нагнетательным скважинам и т.д.;

ж) геолого-техническая характеристика нагнетательных скважин (данные геофизических исследований, исследований РГД и др.);

з) наличие в разрезе скважин водоносных пластов и их расположение по отношению к продуктивному;

и) описание проведенных ранее исследований в скважине ремонтных и изоляционных работ, работ по увеличению продуктивности призабойной зоны пласта и их результаты.

1.11. В случае, когда результаты анализа геолого-эксплуатационных данных не позволяют однозначно определить вид необходимого ремонта или обосновать выбор метода его осуществления, разрабатывается комплекс дополнительных исследований, включаемые в объем ремонтных работ.

1.12. Параметры, характеризующие скважины и обосновывающие необходимость проведения ремонтов, устанавливаются отдельно для каждого конкретного месторождения и стадии его разработки.

1.13. В зависимости от характера проводимых операций ремонтные работы в скважинах планируются и учитываются в соответствии с утвержденным "Классификатором ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов" (РД-39-1-149-79).

2. ПЛАНИРОВАНИЕ

2.1. Ремонтные работы на скважинах относятся к геолого-техническим мероприятиям, направленными на наиболее эффективное использование фонда скважин, при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды и рациональной разработки месторождения (залежи) с целью поддержания или восстановления проектных уровней добычи нефти, увеличения продуктивности (приемистости) нагнетательных скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

2.2. Планирование ремонтных работ является частью

технико-экономического планирования и включает: капитальный ремонт скважин или их ликвидацию, мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта и подземный (текущий) ремонт.

Капитальный ремонт скважин и повышение нефтеотдачи пласта

2.3. Планированию ремонтных работ на скважинах предшествует осуществляемое геологической службой НГДУ выявление потребности в ремонтах, исходя из состояния скважин и плана геолого-технических мероприятий.

2.4. Состояние скважин определяется на основании зафиксированных в эксплуатационных журналах и паспортах скважин данных наблюдений мастеров нефтепромысла и результатов проведенных геолого-технических обследований.

2.5. В результате выявления потребности в ремонтах НГДУ (цех по добыче нефти и газа) оформляет на каждую требующую ремонта скважину "заказ на производство капитального ремонта скважины № ..." (приложение 2.1).

2.6. Заказы составляются на весь фонд скважин, подлежащий ремонту в предстоящем году и в срок до 31 октября текущего года передаются службе ремонта скважин - УПНП и КРС, ЦКРС, ЦПКРС.

В заказах указывается цель и вид предполагаемого ремонта, ожидаемый эффект от его проведения (дебит, обводненность), а также геолого-техническая характеристика скважины.

2.7. Служба ремонта скважин на основании полученных заказов, исходя из наличия бригад, оборудования и техники в срок до 15 ноября т.г. составляет "Проект годового плана работ по КРС и ПНП" по основным видам ремонтов. Для УПНП и КРС, обслуживающих ряд НГДУ, проект плана составляется также в разрезе НГДУ.

2.8. К проекту плана должны быть приложены:

"Калькуляция эксплуатационных расходов на КРС" (приложение 2.2.),

"Сводная смета затрат на производство работ по КРС" (приложение 2.3.),

"Расчет сметы затрат на ремонт одной скважины" (приложение 2.4.).

2.9. Объем ремонтных работ определяется исходя из количества бригад, их сменности, предусматриваемого роста производительности труда и норм продолжительности 1-го ремонта.

2.10. В срок до 1 декабря т.г. производственное объединение - для УПНП и КРС, а нефтегазодобывающее управление - для ЦКРС устанавливают "План работ по КРС ПНП на... год" с поквартальной разбивкой (приложение 2.5.).

2.11. Одновременно службе ремонта скважин утверждается система планово-оценочных показателей - для УПНП и КРС (приложение 2.6.) и для ЦКРС (приложение 2.7.).

2.12. Служба ремонта скважин на основании установленных ей плановых показателей составляет смету затрат на производство ремонтов, определяет себестоимость одного бригадо-часа ремонта.

2.13. На мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта, включенные в план внедрения новой техники, составляется отдельная смета.

2.14. До начала каждого квартала служба ремонта скважин совместно с НГДУ (цехом по добыче нефти и газа) в соответствии с годовым планом работ по КРС и ПНП из общего числа заявленных к ремонту скважин выбирает скважины, подлежащие ремонту в течение предстоящего квартала.

Выбор скважин и установление очередности их ремонта должны осуществляться с учетом ожидаемого эффекта от ремонтных работ.

2.15. За 15 дней до начала квартала служба ремонта скважин составляет "Квартальный план-график работы бригад капитального ремонта скважин" (приложение 2.8.). Квартальный план-график составляется с разбивкой по месяцам и кроме номеров скважин, подлежащих ремонту, со-

держит сроки их проведения, сметную стоимость, ожидаемый эффект и др. показатели.

2.16. Квартальный план-график утверждается гл.инженером и гл.геологом УПНП и КРС (для цехов КРС - гл.инженером и гл.геологом НГДУ), после чего является основанием для проведения предусмотренных ремонтных работ на указанных в нем скважинах в установленные сроки.

2.17. Изменения квартального плана-графика допускаются в пределах установленного на квартал объема ремонтных работ с разрешения вышестоящей организации - объединения, НГДУ.

2.18. Заказы на производство капитального ремонта скважин, не включенные в квартальные планы-графики, остаются в службе ремонта и учитываются при составлении планов на последующие периоды.

Подземный (текущий) ремонт скважин

2.19. Планирование подземного (текущего) ремонта скважин осуществляется исходя из мероприятий по улучшению режима работы скважин и продолжительности их межремонтного периода.

2.20. За 15 дней до начала года НГДУ устанавливает цеху ПРС, ПКРС общее количество подземных ремонтов и планово-оценочные показатели (приложение 2.9.).

Одновременно цеху утверждается смета затрат. Все показатели устанавливаются на год с поквартальной разбивкой.

2.21. На основании поквартальной разбивки плана, за 15 дней до начала каждого месяца НГДУ устанавливает плановые показатели на предстоящий месяц.

2.22. На основании месячного плана служба ремонта совместно с цехом добычи нефти и газа разрабатывает "График движения бригад подземного (текущего) ремонта по скважинам цеха добычи нефти и газа" (приложение 2.10.), который является основанием для проведения ремонтных работ на указанных в нем скважинах в установленные сроки.

2.23. К составлению графика движения бригад цех по

добыче нефти и газа передает цеху ПРС (ПКРС) "Заказ на подземный (текущий) ремонт скважины №..." (приложение 2.11.). Наряд должен содержать перечень получаемых ремонтных работ на скважине и ее геолого-техническую характеристику.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Капитальный ремонт скважин

3.1. Основанием для производства ремонта скважин является утвержденный НГДУ месячный квартальный план-график бригад КРС.

3.2. На основании плана-графика НГДУ (цех по добыче) за 5 дней до планируемого ремонта скважины представляет в службу ремонта результаты ее исследований, к числу которых относятся:

а) данные исследований методами НГК, ННК, ИНГК, при определении водонефтяного контакта в неперфорированном пласте, при вскрытой кровле водонефтяного пласта, а также в пласте, обводненном закачиваемой водой;

б) данные исследований методами радиоактивных изотопов (при определении притока нижней воды и зон поглощений за эксплуатационной колонной);

в) данные косвенных методов нефтепромысловых исследований - анализ промыслового материала, направление и распределение отборов жидкости и закачки воды, динамика дебита и изменение обводненности, химический анализ воды, пластовые давления, а также различные виды каротажа.

3.3. Исследования, осуществления которых представляются затруднительными для заказчика КРС - НГДУ, по договоренности сторон могут быть поручены ремонтной службе.

В этом случае комплекс необходимых исследовательских работ включается в объем ремонтных работ.

3.4. На скважины, передаваемые в капитальный ремонт после аварии или ликвидации ее последствий, НГДУ (цех по добыче нефти и газа) передает службе ремонта акт о расследовании аварии.

3.5. В соответствии с планом-графиком работы КРС, на основании "Заказа на производство капитального ремонта скважин" и данных предремонтных исследований скважины, цех КРС (УПНП и КРС) выдает мастеру ремонтной бригады, согласованный с заказчиком, "Наряд на проведение ремонтных работ" (приложение 3.1.), в котором указывается перечень поручаемых бригаде работ, сроки исполнения, порядок оплаты.

3.6. На основании "Наряда на проведение ремонтных работ" мастер ремонтной бригады за трое суток до начала ремонта принимает скважину от мастера цеха по добыче нефти и газа по двухстороннему акту (приложение 3.2.) при отсутствии отклонений от норм и правил по технике безопасности (допустимых расстояний от ЛЭП до скважины, состояние ее заземления, заземляющих устройств электрооборудования, наличие плакатов и предупреждающих знаков по ТБ, состояние факельных и нефтяных линий, задвижек и подъездных путей, наличие лестниц, крышек на колодцах, мерников и т.д.).

3.7. Для осуществления ремонтных работ на скважине заказчик - НГДУ (цех по добыче нефти и газа) обязан:

3.7.1. осуществить предварительную подготовку рабочего места для обеспечения последующей бесперебойной работы ремонтной бригады;

3.7.2. своевременно отключать и включать электроэнергию на скважине;

3.7.3. давать заявки БПО на демонтаж и монтаж установок ЭЦН;

3.7.4. в особо сложных условиях производить демонтаж наземного оборудования, препятствующего выполнению операций по КРС в соответствии с правилами техники безопасности;

3.7.5. обеспечивать потребность бригады КРС в технологической жидкости (нефть, пластовая и техническая вода);

3.7.6. при ремонте нагнетательных скважин с аномально-высоким пластовым давлением по требованию исполнителя ремонта производить снижение пластового давления;

3.7.7. при выполнении технологически сложных операций ремонта (КР-1, КР-2, КР-7, КР-12 и др. по классификатору) по требованию службы ремонта выделять представителя цеха по добыче нефти и газа. О необходимости присутствия представителя исполнители ремонта извещают цех добычи нефти и газа за 24 час до начала этих работ. В случае неявки представителя цеха к указанному времени исполнитель ремонта вправе произвести предусмотренную работу, а нефтепромысел (цех по добыче нефти и газа) не имеет право оспаривать проведение данной операции;

3.7.8. устанавливать для исполнителя ремонта маршруты движения техники в зоне ремонтируемой скважины;

3.8. Исполнитель капитального ремонта скважин (цех КРС, УПНП и КРС) несет ответственность за качественное проведение ремонтных работ, соблюдение их сроков и состояние скважин после ремонта.

При этом он обязан:

3.8.1. осуществлять работы по капитальному ремонту скважин в строгом соответствии с согласованным с заказчиком нарядом;

3.8.2. извещать заказчика о случаях обнаружения неточностей геолого-технических данных ремонтируемых скважин. При необходимости в дополнительных работах согласовывать с заказчиком их объем и вносить изменения в наряд;

3.8.3. обеспечивать сохранность и исправность подземных и наземных коммуникаций, проходящих в зоне ремонтируемой скважины, строго соблюдать утвержденные маршруты движения техники;

3.8.4. немедленно извещать НГДУ о происшедших на скважинах авариях или осложнениях, независимо от их причин;

3.9. Аварии (осложнения), происшедшие в процессе капитального ремонта скважин, расследуются комиссией, состоящей из представителей НГДУ и исполнителя ремонта.

3.10. Аварии, происшедшие в процессе капитального ре-

монта скважин, устраняются за счет средств виновника их возникновения (по определению комиссии).

Оплата производится по плановой стоимости 1 бригадо-часа за фактически отработанное и пересчитанное по технологическим нормам время.

Дополнительный объем работ, связанный с ликвидацией аварий, не считается отдельным скважино-ремонтом и принимается по акту после окончания ремонтных работ.

3.11. Выявление причин отказа или выхода из строя оборудования спущенного в скважину при выполнении ремонтных работ, расследуется комиссией из представителей НГДУ и исполнителя ремонта.

Повторный спуск в скважину эксплуатационного оборудования производится за счет средств подразделения, виновного в выходе его из строя. Если бригада, осуществляющая ремонт, не причастна к выходу из строя данного оборудования, то окончанием ремонта на скважине считается дата принятия ее из ремонта по наряду.

3.12. Для осуществления ремонтных работ на скважинах исполнители ремонта - цех КРС, УПНП и КРС - заказывает в специализированных подразделениях объединения: УТТ и СТ и УПТО и КО необходимые подъемно-промывочные агрегаты, лебедки, тракторы, автотранспорт и различные материалы.

Для своевременного представления механизированных средств и материалов, службой КРС может разрабатываться совмещенный график движения бригад КРС, подачи механизмов и поставки материалов. Этот график должен быть согласован с соответствующими подразделениями и утвержден руководством УПНП и КРС (НГДУ).

3.13. После проведения капитального ремонта скважины заказчик - НГДУ (цех по добыче нефти и газа) обязан обеспечить бригаду для оборудования скважины насосно-компрессорными трубами, насосными штангами, погружным центробежным электронасосом, штанговым глубинным насосом, устьевым оборудованием и т.д.

3.14. После окончания ремонтных работ исполнитель дол-

жен в течение суток освоить скважину. Освоение скважин после капитального ремонта включает:

установление наличия, величины и характера притока жидкости;

определение качества работы насосной установки (для механизированных скважин);

определение качества производимого ремонта (для отдельных его видов).

3.15. Сдача отремонтированной скважины заказчику обусловлена условиями ее освоения.

В случаях, когда ремонт не оговорен требованиями к продукции скважин:

а) при механизированной эксплуатации скважина считается освоенной после 48 ч нормальной работы насоса, если независимо от характера откачки (периодическая, постоянная) подача жидкости происходит без срыва, динамограмма и подача нормальная;

б) при фонтанной эксплуатации скважина считается освоенной после 24 ч фонтанирования, либо после извлечения из нее трех объемов жидкости постоянного состава;

в) скважины с малопродуктивными пластами считаются освоенными после вызова притока компрессорами и снятия кривой восстановления давления (уровня);

В случаях, когда ремонт оговорен требованиями к продукции скважин:

а) при механизированной эксплуатации скважина считается освоенной после 48 ч нормальной работы насоса при условии соответствия состава продукции предъявляемым требованиям. Если состав продукции не отвечает этим требованиям, то освоение должно продолжаться без участия бригады капитального ремонта.

При этом исполнитель работ имеет право:

произвести дополнительные исследования по определению качества ремонта. Если в результате будет установлено, что ремонт выполнен некачественно (ошибочны результаты ранее проведенных исследований, либо ошибочно определен вид ремонта), то этот ремонт считается не оконченным, сква-

жина не подлежит сдаче, дополнительные исследования включаются в объем ремонта и бригада продолжает ремонтные работы;

сдать скважину в эксплуатацию с одновременным оформлением гарантийного письма, в котором он обязуется завершить ремонтные работы, если после извлечения из скважины определенного объема жидкости состав ее по-прежнему не будет соответствовать требованиям. При этом необходимый объем извлечения жидкости устанавливается в зависимости от добывных возможностей скважины. После окончательного выполнения ремонта составляется акт на выполненный объем работ;

Если в процессе завершения ремонта исполнителем будет доказано, что первоначальный ремонт был выполнен качественно, то дополнительный ремонт оформляется как самостоятельный;

б) при фонтанном способе эксплуатации скважина считается освоенной:

если пластовое давление и статический уровень жидкости исключают возможности фонтанирования. Ремонт при этом считается законченным после извлечения из скважины трех объемов жидкости постоянного состава и удовлетворения ее требованиям сдачи;

если скважина фонтанирует жидкостью, не удовлетворяющей требованиям к сдаче в эксплуатацию, то проводится комплекс исследовательских работ и определяется качество выполненного ремонта.

Освоение скважин после ремонта компрессором производится согласно "Инструкции по безопасному ведению работ на скважинах с применением воздушного компрессора;

3.16. В период освоения скважины заказчик - НГДУ (цех по добыче нефти и газа) обязан осуществлять контроль за работой глубиннонасосной установки вплоть до выхода скважины на оптимальный режим.

3.17. Исполнитель ремонта обязан после окончания ремонтных работ произвести очистку территории от замазу-

ченности и глинистого раствора, ликвидировать сооруженные во время работы земляные амбары и др.

3.18. Сдача скважин в эксплуатацию из ремонта производится на основании двухстороннего акта (приложение 3.3.). В акте указывается время начала и окончания ремонта, его характер, отмечается изменение в конструкции скважины, происшедшее в процессе ремонта, дается описание работ и основных операций, указывается спущенное в скважину оборудование, а также отмечаются качество ремонта и результат освоения;

3.19. 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.

К акту прилагается вся исполнительная документация на скважину "Заказ", акт о приеме (сдаче) скважины, наземного оборудования и территории в капитальный ремонт.

3.20. В случае некачественной подготовки скважины к сдаче в эксплуатацию цех по добыче нефти и газа (нефтепромысел) обязан в течение суток дать мотивированный отказ от ее приемки. Если за этот срок отказа не последовало - скважина считается принятой.

Разногласия по поводу приемки скважины в эксплуатацию из ремонта решаются вышестоящей организацией по отношению к исполнителю ремонта.

Подземный (текущий) ремонт скважин

3.21. До начала производства подземного (текущего) ремонта рабочие места ремонтных бригад организуются подготовительными бригадами; в число основных обязанностей подготовительных бригад входит:

весь цикл работ, связанных с глушением и промывкой скважин;

транспортировка технологической жидкости с пунктов набора или подготовки на ремонтируемую скважину;

подготовка и очистка территории вокруг скважины в

радиусе не менее 35-40 м и площадки для размещения оборудования;

ремонт и устройство для оттяжек;

подготовка трассы для переезда подъемных агрегатов;

перетаскивание культбудки и монтаж осветительной установки.

3.22. Нефтяная скважина считается подготовленной для ремонта, если создана возможность проведения на ней спуско-подъемных операций.

Спуско-подъемные операции при ремонте скважин должны выполняться бригадами подземного (текущего) ремонта с учетом последовательности отдельных операций, использования передовых и безопасных приемов труда и соблюдения распределения обязанностей между членами бригад.

3.23. Каждая ремонтная бригада должна быть оснащена набором оборудования, механизмов и инструментов в соответствии с утвержденным типовым перечнем.

3.24. Работа бригад подземного ремонта осуществляется по вахтовой системе, а число вахт в бригаде зависит от сменности.

3.25. До начала ремонтных работ цех по добыче нефти и газа (нефтепромысла) выдает мастеру ремонтной бригады "Технический наряд на производство подземного (текущего) ремонта скважин" (приложение 3.4.), который является основным документом по учету затрат рабочего времени на проведение ремонтных работ и заполняется на основные и подготовительно-заключительные работы.

3.26. Прием и сдача скважины в ремонт осуществляется на основании акта (приложение 3.5.), заполняемого в 2 экземплярах.

4. ФИНАНСИРОВАНИЕ

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

4.2. Финансирование капитального ремонта скважин осуществляется в порядке, предусмотренном инструкцией Госу-

дарственного Банка СССР от 29 декабря 1979 г. № 11 "О порядке финансирования капитального ремонта основных фондов".

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

4.4. Затраты на подземный (текущий) ремонт скважин относятся на себестоимость добычи нефти и газа.

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

4.6. 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 1977 г. № АБ-31-Д.

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

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 2.1.

УТВЕРЖДАЮ
Гл. геолог НГДУ

УТВЕРЖДАЮ
Гл. инженер НГДУ

З А К А З

на производство капитального ремонта
скважины № _____

НГДУ _____

Площадь _____

1. Краткая геолого-техническая характеристика и состояние скважины

Кондуктор _____

Диаметр ствола _____ Кривизна ствола _____

Эксплуатационная колонна _____

Подземное оборудование _____

Искусственный забой _____

Эксплуатационный горизонт _____

Интервалы перфорации _____

Отметка ротора _____ Отметка муфты _____

2. История бурения скважины:

Начало бурения _____ Конец бурения _____

Зоны уходов _____

Зоны нефте- и водопроявлений _____

Аварии в процессе бурения _____

_____

Высота подъема цемента а) за кондуктором _____

б) за эксплуатационной колонной _____

3. История эксплуатации скважины:

Дата ввода _____ Способ освоения _____

Способ эксплуатации _____

Начальный дебит нефти _____ % воды _____

Продолжение приложения 2.1.

Замечания к эксплуатационному периоду скважины, динамика обводнения, перечень ремонтов, их результаты и т.д. _____

_____

4. Состояние скважины к началу ремонта:

Дебит _____ % воды _____

Характер и уд. вес воды _____

Содержание сероводорода в % _____

Состояние забоя (засоренность) _____

Пластовое давление _____ Стат. уровень _____

Динамич. уровень _____

5. Проведенные исследования:

Определение места притока воды, нарушения эксплуатационной колонны и т.д. (материалы прилагаются) _____

_____

_____

6. Характер и описание аварии (акт о расследовании аварий прилагается)

_____

_____

7. Цель ремонта _____

_____

8. Вид, подвид ремонта по классификатору _____
шифр

9. Ожидаемый дебит _____

10. Ожидаемая обводненность _____

Начальник цеха по добыче
нефти и газа (нефтепромысла)

Ст. геолог цеха по добыче
нефти и газа (нефтепромысла)

"____"_____19___г.

УТВЕРЖДАЮ

Приложение 2.2

Генеральный директор
объединения
(начальник НГДУ)

"____"_____197___г.

Калькуляция эксплуатационных расходов на капитальный ремонт скважин
на 19_____ год

Наименование статей	Единица измерения	№ строк	Код	19____г. (текущий период) план	В 19_____г.					19___г. в % к 19___г.
					принятый план	в т.ч. по кварталам				
						1	П	Ш	1У	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сырье и материалы (за вычетом возвратных отходов)..		001								
Топливо и энергия для технических целей		002								
Основная заработная плата бригад капитального ремонта		003								
Дополнительная заработная плата бригад капитального ремонта		004								
Отчисления на социальное страхование		005								
Расходы на содержание подготовительных бригад		006								
Итого затраты на содержание бригад		007								

Продолжение приложения 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Услуги спецтехники УТТ .... всего ..... в т.ч.: а) тракторы-подъемники ..... б) заливочные агрегаты ..... в) паро-передвижные установки ..... г) исследовательские машины		008								
Геофизические услуги		009								
Всего										
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования - всего ..... в т.ч.: а) услуги ЦБПО ..... б)		010								
Цеховые расходы		011								
Общезаводские расходы		012								
Итого		013								
Непроизводительные расходы		014								
Всего эксплуатационные расходы на производство		015								
Справочно: Бригадо-часы отработанные		016								
Стоимость бригадо-часа (стр. 007:016)		017								

Начальник УПНП и КРС

Начальник ЦКРС

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор объединения
(Начальник НГДУ)

Приложение 2.3.

СВОДНАЯ СМЕТА ЗАТРАТ
на производство работ по капитальному ремонту скважин

Наименование подразделений	Элементы сметы								Накладные расходы		Внутрипромышлен.оборот	Всего затрат на пр-во
	сырье	основные и вспомогат. матер.	топливо	энергозатраты	зарплата основная и дополнит.	аморт. расходы	прочие дополнит. расходы	итого прямых затрат	всего	в т.ч. в % к прямым затратам		
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..												
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)

Приложение 2.4.

Р А С Ч Е Т

сметы затрат на ремонт 1-й скважины

Наименование затрат	Единица измерен.	Шифр расценки	Цена	Кол-во	Сумма
Бригадо-час					
Накладные расходы					
Транспортные услуги - всего					
в т.ч.					
а) тракторо-подъемники					
б) заливочные агрегаты					
в) паро-передвижные установки					
г) промывочные агрегаты					
д) водовозы					
е) кислотовозы					
Геофизические услуги - всего					
в т.ч.:					
а) перфорация					
б) исследования					
Всего затрат					

Главный геолог

Начальник ПЭО

Приложение 2.5.

Утверждаю:

Зам. генерального директора
объединения
(гл. инженер НГДУ)
"____"_____19__г.

Согласовано:

Гл. геолог объединения
(гл. геолог НГДУ)
"____"_____19__г.

П Л А Н

работ по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пласта

УПНП и КРС (ЦКРС) на 19__год

№№ пп	Виды работ (по классификатору)	Количество скважин				
		на год	в том числе:			
			1	П	Ш	1У
1.	КР1 - Ремонтно изоляционные работы					
2.	КР2 - Устранение негерметичности эксплуатационной колонны					
3.	КР4 - Устранение аварий и т.д.					
4.	ПНП1 - создание оторочек растворов ПАВ					
5.	ПНП2 - создание ВДОГ и т.д.					

Начальник ПЭО

Начальник отдела КРС

Приложение 2.6.

С И С Т Е М А
планово-оценочных показателей управлений по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин

I. Показатели производства и поставки продукции

1. Добыча нефти, газового конденсата и газа по обслуживаемому НГДУ _____тыс.т.

II. Показатель вновь созданных производственных мощностей

2. Количество скважин, законченных ремонтом, _____скв.
3. Добыча нефти из скважин, законченных ремонтом _____тыс.т.
4. Объем внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов (по методам)
5. Объем добычи нефти за счет методов повышения нефтеотдачи пластов, _____тыс.т.
6. Ввод в действие основных фондов, _____тыс.т.
7. Ввод общей площади жилых домов, _____тыс.кв.м.

III. Качественные показатели

8. Прибыль балансовая, _____тыс.руб.
9. Издержки производства, _____тыс.руб.
10. Фонд заработной платы, _____тыс.руб.

Приложение 2.7.

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

Показатели	Для цехов	Для бригад
I. Объемные показатели		
1. Количество скважин, законченных ремонтом	+	+
2. Добыча нефти из отремонтированных скважин	+	–
3. Добыча нефти, газового конденсата и природного газа по НГДУ	+	–
II. Качественные показатели		
4. Продолжительность простоев скважин в ремонте и ожидании ремонта (час)	+	+
5. Производительное время работы бригад	+	+
6. Издержки производства (для цехов – эксплуатационные расходы, для бригад – прямые, зависящие от бригад затраты)	+	+

Приложение 2.8.

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер НГДУ
Главный геолог НГДУ
"____"_____19__г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер УПНП и КРС
Главный геолог УПНП и КРС
"____"_____19__г.

КВАРТАЛЬНЫЙ ПЛАН-ГРАФИК РАБОТЫ БРИГАД КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

№ пп.	Ф.И.О. мастера	Количество вахт	№ скважин	Вид ремонта (шифр по классификатору)	Сроки ремонта		Время ремонта			Стоимость сметная, тыс.руб.	Ожидаемый эффект т/сут $м^3$/сут	Техобеспечение (наличие)		
					начало	конец	ремонтное, час.	производительное, час.	нормативное, час.			электроэнергии	материалов	оборудования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

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

Для цехов КРС входящих в НГДУ квартальный план-график подписывается начальником и ст.геологом цеха КРС и начальником и ст.геологом цеха по добыче нефти и газа, утверждается гл. инженером и гл. геологом НГДУ.

Приложение 2.9.

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

Показатели	Для цехов	Для бригад
I. Объемные показатели		
1. Количество скважин, законченных ремонтом	+	+
2. Количество условных ремонтов	+	+
3. Добыча нефти, газового конденсата и природного газа по НГДУ	+	–
II. Качественные показатели		
4. Продолжительность простоев скважин в ремонте и ожидании ремонта (час)	+	+
5. Межремонтный период работы скважин	+	+
6. Процент повторных ремонтов	+	+
7. Производительное время работы бригад	+	+
8. Издержки производства (для цехов – эксплуатационные расходы, для бригад – прямые, зависящие от бригады, затраты)	+	+

Приложение 2.10.

НГДУ _____

Г Р А Ф И К
движения бригад подземного (текущего) ремонта
по скважинам цеха добычи нефти и газа (нефтепромысла)
№_____на_____месяц 19___г.

Ф.И.О. мастера	Количество вахт	№ скважины	Вид ремонта (работ)	Вид и плотность задавочной жидкости	Дата ремонта	
					начало	конец
1	2	3	4	5	6	7

Начальник цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Начальник цеха подземного ремонта скважин (или ЦПКРС)

Приложение 2.11.

Нефтегазодобывающее управление _____

РИТС _____

Куст _____

З А К А З
на подземный (текущий) ремонт скважины № _____

1. Подробное описание работ по ремонту скважин _____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

П. Дата ремонта _____

Ш. Подготовленность скважины к подземному ремонту

_____

_____

_____

_____

1У. Геолого-техническая характеристика по скважине

1. Эксплуатационный горизонт _____
2. Эксплуатационная колонна: диаметр _____ мм
   глубина спуска _____ м
3. Искусственный забой _____ м Его состояние _____

_____

4. Интервал перфорации пласта, _____ м
5. Максимальный угол наклона _____
6. Способ эксплуатации _____

7. Глубина подвески насоса или лифтовых труб _____ ___ м
8. Количество труб _____ Диаметр труб _____
9. Количество штанг _____ Диаметр штанг _____
10. Тип насоса _____ Диаметр насоса _____

Параметры работы скважины:

11. Дебит скважины: общий _____ т, нефти _____т, воды _____т
12. $P_{буф}$ _____ кгс/см^2, $P_{зат}$_____ кгс/см^2, $P_{пласта}$ _____ кгс/см^2
13. Диаметр штуцера _____ мм
14. Статический уровень _____ м. Динамический уровень _____ м.
15. Тип наземного оборудования _____
16. Время и причины выхода из строя _____

Начальник цеха *по* добыче нефти и газа

Ст. геолог

"____"_____19___г.

Приложение 3.1.

СОГЛАСОВАНО

Гл. геолог НГДУ

УТВЕРЖДАЮ

Гл. инженер цеха КРС (УПНП и КРС)

Н А Р Я Д

на ремонт скважины № _____ цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Бригада № _____ мастер _____ характер ремонта _____

Начало ремонта _____ категория ремонта _____

Конец ремонта _____

Подъемник _____

Лебедка _____

Оснастка _____

АПР не имеется _____

Конструкция скважины:
1. Диаметр колонны _____
2. Искусственный забой _____
3. Интервал перфорации _____

Продолжительность ремонта _____
Нормативное время _____
Ускорение, % _____
Экономия _____

Размер премии, %__
За срок _____
За ускоренное _____

Подготовительно-заключительные работы _____

Непредвиденные работы - 3% _____

Наименование работ	Единица измерения	Количество	Сдельно по нормам	Повременно		Дата фактического исполнителя ремонта
				с ограничением не свыше	фактически	

Начальник цеха КРС

Инженер по нормированию КРС (УПНП и КРС)

Приложение 3.2.

А К Т
о приемке (сдаче) скважины, установленного оборудования и территории в капитальный ремонт

1. Мы, нижеподписавшиеся, мастер цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла) _____НГДУ _____ и мастер ШПКРС (УПНП и КРС) _____ составили настоящий акт о том, что первый сдал, а второй принял скважину № _____ с дебитом _____ т

   При приемке (сдаче) скважины установлено:

   а) _____труб _____м(_____) штук
   б) _____штанг _____м(_____) штук

2. Состояние территории скважины:
   а) Наземного оборудования (устье скважины, арматурная площадка, СКН, СУ, мерники, трапы, ГУ и т.д.);
   б) Территория скважины (насыпь для площадки и мостков, ЛЭП, ТП, трубопроводы, колодцы, обвалование, амбары, подземные кабели, обустройство скважины и т.д.)

Подписи:

Мастер по добыче нефти и газа
(нефтепромысла)

Мастер КРС

Приложение 3.3.

Объединение _____

НГДУ _____

ЦКРС (УПНП и КРС) _____

А К Т

о сдаче (приемке) скважины из капитального ремонта

Комиссия в составе начальника ЦКРС (УПНП и КРС) _____
Ст.геолог ЦКРС (УПНП и КРС) _____ начальник цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла) _____ составили настоящий акт о том, что первый сдал, а второй принял в эксплуатацию скважину № _____ с дебитом _____ т.

Состояние скважины:

Период	Забой скважины	Пласта	Эксплуатационная колонна	
			диаметр	длина
До проведения работ				
После проведения работ				
Баланс календарного времени				
Производительное время				
Простои				
Аварии				
Ликвидация брака				
Всего				

Стоимость выполненных работ: по смете _____
фактически _____

Инженер по нормированию Старший бухгалтер

1. Дата начала работ _____
2. Дата окончания работ _____
3. Дата начала основных работ _____
4. Дата окончания основных работ _____
5. Вид и категория ремонта _____
6. Израсходовано цемента _____
7. Способ заливки _____
8. Давление при заливке _____
9. Способ испытания _____
10. Краткое описание производственных работ _____

Начальник ЦКРС (УПНП и КРС) _____

Ст. геолог ЦКРС (УПНП и КРС) _____

Начальник цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла) _____

Приложение 3.4.

ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на проведение подземного (текущего) ремонта скважины № _____

НГДУ № _____ Бригада ПРС № _____ Вид ремонта _____

ЦДНГ № _____ Начало ремонта (год, мес., число, часы) _____ Конец ремонта (год, мес., число, часы) _____ Причины повторного ремонта _____

Вид работы _____ Количество вахт в бригаде _____ Тип подъемника _____

Наименование операций, работ	Объем	Норма на единицу объема	Продолжительность, ч		Примечание
			факт	норма	

Оборотная сторона приложения 3.4.

Распределение заработка

Продолжительность по заданию _____ час. Фактич. время _____ час. Факт. ускорение ремонта _____%

Дата работы	Ф.И.О. работников вахты	Профессия	Разряд рабочего	Разряд работы	Табельный номер	Статья затрат	Балансовый отчет	Сдельные работы (час)		Повременные работы (час)		Ночное (час)	Простои (час)	Премия сдельщикам, %
								факт	норма	технологич. характера (сетка 2)	не технологич. характера (сетка 4)			

Зам начальника ЦПРС

Начальник участка ЦПРС

Мастер ЦПРС

Инженер по технормированию

Приложение 3.5.

Объединение

А К Т

о приемке (сдаче) скважины № _____ на подземный (ого) текущий ремонт (а)[из]

Мы, нижеподписавшиеся, представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла) т. _____, мастер цеха подземного ремонта скважин т. _____, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял скважину на подземный (ого) ремонт (а)
принял сдал из

При приемке скважины ее состояние следующее:

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

Принял:

Представитель цеха подземного ремонта скважин

Представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Сдал:

Представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Представитель цеха подземного ремонта скважин

Подписано в печать 11.07.80. Формат 60х84 1/16. Бумага офсетная.
Офсетная печать. Печ.л. 2,25. Усл.печ.л. 2,09 Уч.-изд.л. 1,71.
Тираж 1030 экз. Заказ № 2185 Цена 26 коп. ВНИИОЭНГ № 572
ВНИИОЭНГ, 113162, Москва, Хавская, 11.

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1

gost.e-ecolog.ru