

Глава 9

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

9.1. Виды и классификация подземных работ в скважинах

Подземным ремонтом скважины называется комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины.

При ремонтных работах скважины не дают продукции. В связи с этим простой скважин учитываются коэффициентом эксплуатации $K_э$, т.е. отношением времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год. Коэффициент эксплуатации в среднем составляет 0,94–0,98.

Подземный ремонт скважин условно можно разделить на текущий и капитальный. Текущий ремонт подразделяют на планово-предупредительный (или профилактический) и восстановительный.

Планово-предупредительный ремонт скважин – это ремонт с целью предупреждения отклонений от заданных технологических режимов эксплуатации скважин, вызванных возможными неполадками в работе как подземного оборудования, так и самих скважин. Планово-предупредительный ремонт планируется заблаговременно и проводится в соответствии с графиками ремонта.

Восстановительный ремонт скважин – это ремонт, вызванный непредвиденным резким ухудшением технологического режима эксплуатации скважин или их остановкой из-за отказа насоса, обрыва штанговой колонны и т.п.

Межремонтный период работы скважин – это продолжительность фактической эксплуатации скважины от предыдущего ремонта до последующего. Эта продолжительность определяется путем деления числа скважино-дней, отработанных в течение определенного периода (квартала, полугодия), на чис-

ло подземных ремонтов, проведенных за тот же период в данной скважине.

Основными путями повышения K_z (что равнозначно добыче нефти) являются: сокращение сроков подземного ремонта скважин; максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Рассмотрим более подробно виды подземных ремонтов.

Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке скважинного оборудования, стенок скважины и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии). В соответствии с Правилами ведения ремонтных работ в скважинах, введенными в действие с 01.11.97, к текущему ремонту относятся следующие работы [13] (табл. 9.1).

Т а б л и ц а 9.1
Разновидности текущего ремонта скважин

Шифр	Виды работ по ТРС
ТР1	<i>Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)</i>
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН
ТР2	<i>Перевод скважин на другой способ эксплуатации</i>
ТР2-1	Фонтанный – газлифт
ТР2-2	Фонтанный – ШГН
ТР2-3	Фонтанный – ЭЦН
ТР2-4	Газлифт – ШГН
ТР2-5	Газлифт – ЭЦН
ТР2-6	ШГН – ЭЦН
ТР2-7	ЭЦН – ШГН
ТР2-8	ШГН – ОРЭ
ТР2-9	ЭЦН – ОРЭ
ТР2-10	Прочие виды перевода
ТР3	<i>Оптимизация режима эксплуатации</i>
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН
ТР3-2	Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН
ТР4	<i>Ремонт скважин, оборудованных ШГН</i>
ТР4-1	Ревизия и смена насоса
ТР4-2	Устранение обрыва штанг
ТР4-5	Замена полированного штока
ТР4-6	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ
ТР4-7	Очистка и пропарка НКТ
ТР4-8	Ревизия, смена устьевого оборудования

Продолжение табл. 9.1

Шифр	Виды работ по ТРС
ТР5	<i>Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН</i>
ТР5-1	Ревизия и смена насоса
ТР5-2	Смена электродвигателя
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования
ТР6	<i>Ремонт фонтанных скважин</i>
ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования
ТР7	<i>Ремонт газлифтных скважин</i>
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ
ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования
ТР8	<i>Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин</i>
ТР9	<i>Очистка, промывка забоя</i>
ТР9-1	Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ
ТР9-2	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)
ТР10	<i>Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования</i>
ТР11	<i>Прочие виды работ</i>

Вышеприведенные работы выполняются бригадой текущего ремонта скважин, однако в промышленной практике их чаще называют бригадами подземного ремонта скважин, что не совсем правильно, так как подземный ремонт скважины включает в себя как текущий, так и капитальный ремонт, т.е. это понятие шире. Бригадами текущего ремонта скважин могут выполняться работы по устранению некоторых аварий (например, извлечение НКТ), не занимающих много времени.

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидации сложных аварий, спуском и подъемом оборудования при отдельной эксплуатации и закачке.

К капитальным ремонтам скважин относятся работы, представленные в табл. 9.2. Данные работы выполняются бригадами капитального ремонта скважин.

В соответствии с [13], наряду с понятиями текущий и капитальный ремонт скважины, введено понятие скважино-

Т а б л и ц а 9.2
Разновидности текущего ремонта скважин

Шифр	Виды работ по КРС
КР1	<i>Ремонтно-изоляционные работы</i>
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта
КР1-2	Отключение отдельных пластов
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором
КР2	<i>Устранение негерметичности эксплуатационной колонны</i>
КР2-1	Устранение негерметичности тампонированием
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра
КР3	<i>Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта</i>
КР3-1	Извлечение оборудования из скважин после аварий, допущенных в процессе эксплуатации
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной
КР3-3	Очистка забоя и ствола скважины от металлических предметов
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин
КР4	<i>Переход на другие горизонты и разобщение пластов</i>
КР4-1	Переход на другие горизонты
КР4-2	Разобщение пластов
КР5	<i>Внедрение и ремонт установок ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей</i>
КР6	<i>Комплекс подземных работ, связанных с бурением</i>
КР6-1	Зарезка новых стволов скважин
КР6-2	Бурение цементного стакана
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин
КР7	<i>Обработка призабойной зоны</i>
КР7-1	Проведение кислотной обработки
КР7-2	Проведение ГРП
КР7-3	Проведение ГПП
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны
КР7-5	Термообработка призабойной зоны
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителями
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворами ПАВ
КР7-8	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин
КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов
КР8	<i>Исследование скважин</i>
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)

Продолжение табл. 9.2

Шифр	Виды работ по КРС
КР9	<i>Перевод на использование по другому назначению</i>
КР9-1	Освоение скважин под нагнетательные
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха
КР10	<i>Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин</i>
КР10-1	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием
КР10-2	Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок
КР11	<i>Консервация и расконсервация скважин</i>
КР12	<i>Прочие виды работ</i>

Таблица 9.3
Разновидности скважино-операций

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

операция по повышению нефтеотдачи пластов, также отнесенная к ремонтным работам в скважинах. Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, иницирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи (табл. 9.3).

Данными работами занимаются, как правило, бригады капитального ремонта скважины или другие специализированные бригады, входящие в состав Управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (УПНП и КРС).

9.2. Агрегаты, оборудование и инструмент

Подземный ремонт скважин связан с подъемом из скважины и спуском оборудования, инструмента, различных приборов, а также с закачкой в скважину технологических жидкостей.

Для этого применяются следующие способы ремонта:

- с помощью скважинного трубопровода, собираемого из отдельных труб;

- с помощью скважинного трубопровода из гибких труб, наматываемых на барабан;

- с использованием канатной техники или на кабеле.

Для доставки технологических жидкостей используются скважинные трубопроводы, межтрубное (если скважинных трубопроводов несколько) и затрубное пространство. Как правило, при применении нескольких скважинных трубопроводов, их размещают концентрично по типу “труба в трубе”. Параллельное подвешивание требует больших диаметров обсадных колонн и специального оборудования, например пакеров с двумя параллельно расположенными стволами. Поэтому такое подвешивание не нашло широкого применения в нашей стране.

Подземный ремонт может проводиться при открытом и закрытом или герметизированном устье.

В первом случае скважину необходимо останавливать путем ее глушения и замещения внутрискважинной жидкости на безопасную жидкость с целью снижения ее агрессивного воздействия на бригаду подземного ремонта и окружающую среду. Глушение скважины, как правило, существенно ухудшает состояние призабойной зоны скважины и может привести к снижению ее дебита.

Во втором случае ремонт производится без глушения скважины, что не приводит к снижению ее дебита после ремонта, улучшает условия работы бригады подземного ремонта и снижает вероятность загрязнения окружающей среды. Но при этом требуется сложное дорогостоящее оборудование, включающее устьевые превенторы и уплотнение устья, способное обеспечивать герметичный пропуск труб с муфтами. Кроме того, в отличие от ремонта при открытом устье, где спуск оборудования происходит под его собственным весом, в этом случае необходимо использование специальных устройств на устье, обеспечивающих создание осевой нагрузки на трубы для проталкивания колонны в скважину при больших давлениях на нем.

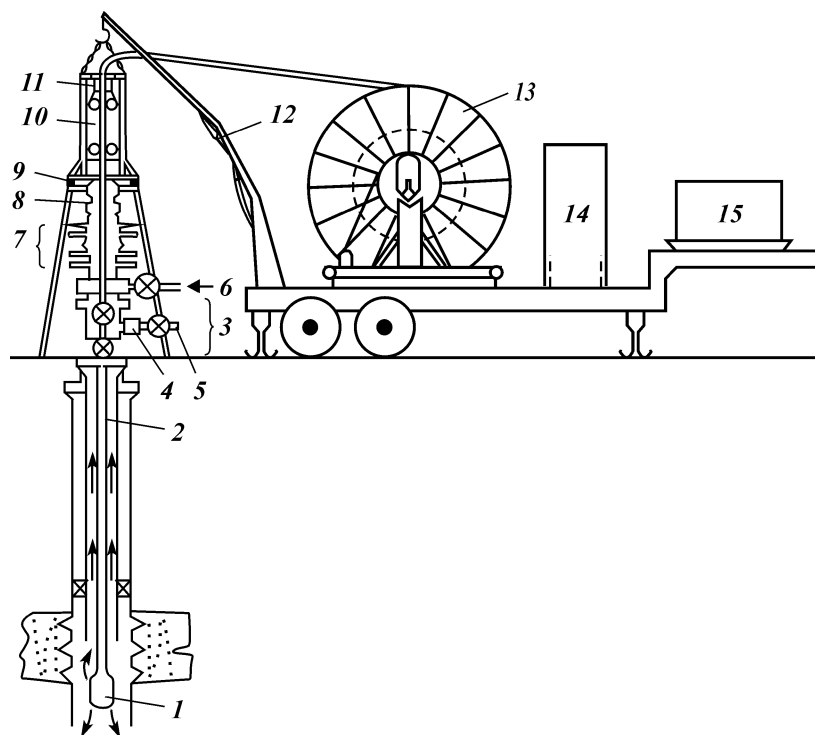


Рис. 9.1. Схема установки с гибкими трубами для подземного ремонта скважин:
 1 – циркуляционный переводник; 2 – гибкие НКТ; 3 – колонная головка; 4 – дроссель; 5 – отводная линия; 6 – циркуляционный тройник с дросселем противодавления и задвижкой; 7 – четырехплащечный превентор; 8 – сальниковая коробка; 9 – индикатор веса; 10 – инжекторная головка для подачи и извлечения колонны гибких труб; 11 – выпрямляющее устройство; 12 – подъемный кран инжектора; 13 – барабан с гибким НКТ; 14 – кабина управления; 15 – энергетический блок

В последнее время ремонт при герметизированном устье получил широкое распространение при использовании установок с гибкими трубами (рис. 9.1). Это объясняется: существенным упрощением устьевое оборудования вследствие отсутствия муфт на трубах и выполнения труб, наматываемых на барабан; возможностью быстрого проведения спускоподъемных операций и широкого применения средств автоматизации и контроля. Подобные технологии все больше используются в нашей стране для борьбы с парафиновыми, гидратными пробками. Известно их применение для спуска исследовательских приборов, установки газлифтных клапанов, т.е. в случаях, где не-

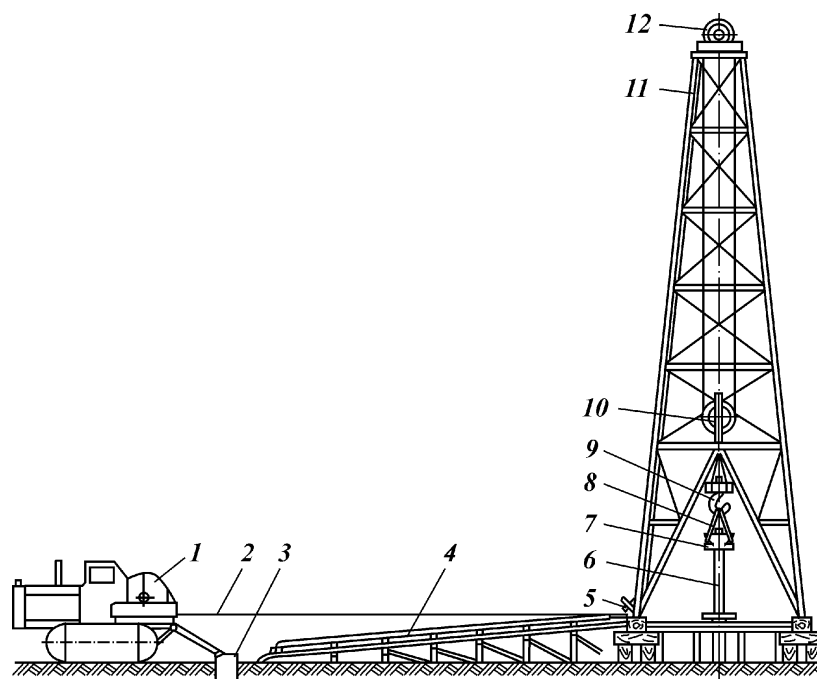


Рис. 9.2. Размещение оборудования при подземном ремонте скважины:
 1 – тракторный подъемник; 2 – канат; 3 – упор для трактора; 4 – мостки; 5 –
 оттяжной ролик; 6 – труба; 7 – элеватор; 8 – штропы; 9 – крюк; 10 – тале-
 вый блок; 11 – вышка; 12 – кронблок

обходим быстрый спуск приборов при герметизированном устье. С использованием азотных технологий, т.е. мобильных азотных установок для генерации азота и его применения для различных технологических процессов освоения и ремонта скважин, получили широкое распространение установки с трубами. Азот позволяет обеспечить безопасное ведение работ.

Наибольшее распространение получил подземный ремонт при открытом устье с собиранием колонны НКТ и штанг из отдельных труб и штанг соответственно.

Спуск и подъем различного подземного оборудования и инструмента при подземном ремонте осуществляют с помощью подъемной лебедки или подъемной установки, называемой агрегатом для подземного ремонта скважин.

Подъемная лебедка предназначена для работы в сочетании со стационарными вышками, установленными над устьем скважины (рис. 9.2). На верху вышки монтируется кронблок 12,

оснащенный талевым канатом с талевым блоком 10. На талевом блоке 10 подвешивается крюк 9, на котором с помощью штропов 8 и элеватора 3 крепится колонна насосно-компрессорных труб 6 или штанг. Стальной талевый канат 2 от лебедки трактора-подъемника 1 пропускается через оттяжной ролик 5, расположенный в низу вышки 11, через ролики кронблока 12 и талевого блока 10 и обратно в том же порядке. Неподвижный конец каната прикрепляется у основания вышки, а подвижный – к барабану лебедки. Оттяжной ролик 5 предупреждает опрокидывание вышки при подъеме или спуске колонны труб.

Оборудование для подземного ремонта предусматривает наличие на скважине постоянной эксплуатационной вышки, что не совсем удобно. Поэтому в настоящее время большее распространение получили подъемные агрегаты, на которых смонтированы мачта и все необходимое оборудование для проведения спускоподъемных работ. Подобные работы могут осуществляться как с укладкой труб на мостки, так и с их установкой в вертикальное положение. Последнее обычно предусматривает применение верхового рабочего и более предпочтительнее, так как при этом не происходит износ ниппельных концов труб, что позволяет применять трубы типа НКМ и других, аналогичных этому, у которых уплотнение соединений выполнено за счет специальных проточек на концах или за счет применения различных уплотнительных колец, например, из тефлона. Общий вид агрегата с вертикальной установкой труб представлен на рис. 9.3.

Если подъемная установка большой грузоподъемности снабжена дополнительным оборудованием, позволяющим существенно повысить ее функциональные возможности, например, проводить буровые работы, т.е. если в ее состав входят насосный блок, блок очистки и подготовки бурового раствора, передвижные мостки с рабочей площадкой, то такая установка является комплексом подъемного оборудования.

Различия между агрегатами для текущего и капитального ремонта скважин условные, в одних случаях агрегат может использоваться для текущего ремонта, а в других – для капитального. Считают, что агрегат для капитального ремонта должен позволять проводить буровые работы и иметь большую грузоподъемность.

На промыслах России можно встретить агрегаты как отечественного, так и зарубежного производства. Рассмотрим более подробно технику азербайджанского производства, которая сейчас практически не выпускается, но еще вырабатывает свой ресурс и встречается на промыслах.

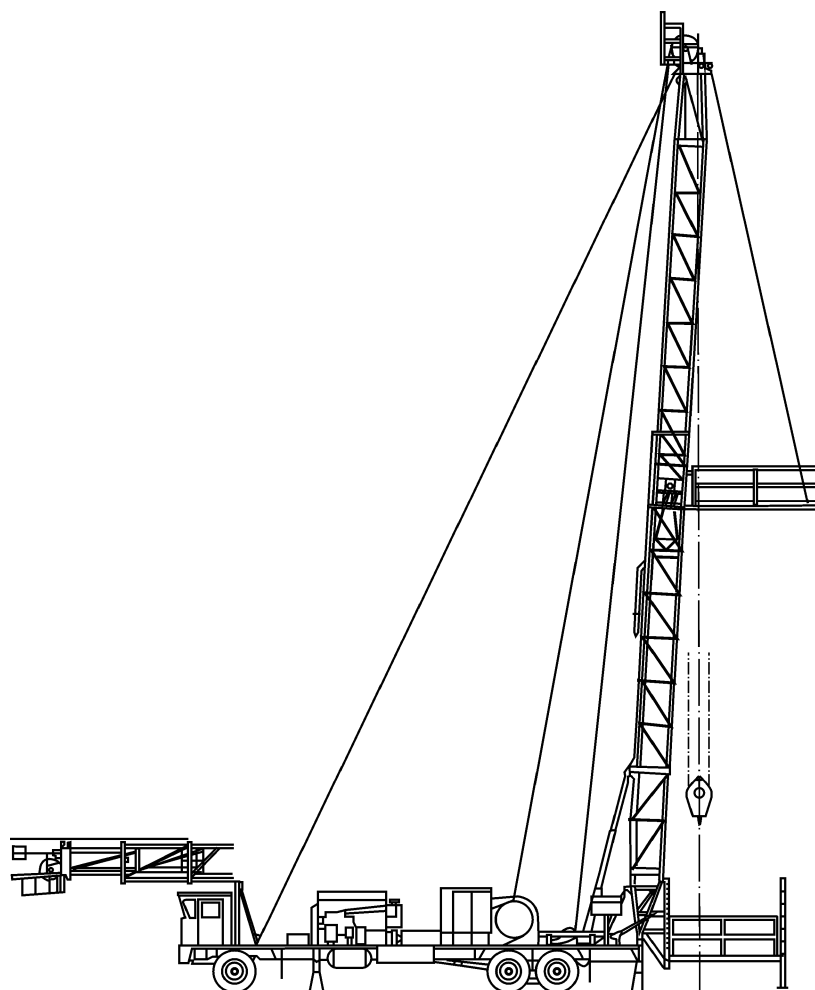


Рис. 9.3. Общий вид агрегата в транспортном и рабочем положениях

Подъемник – механическая лебедка, установленная на тракторе, автомобиле или отдельной раме. Приводом лебедки является тяговый двигатель трактора, автомобиля или от самостоятельного двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя. Агрегат, кроме оборудования подъемника, оснащен вышкой и механизмом для ее подъема или опускания. Подъемник АЗИНМАШ-43П создан на базе гусеничного болотоходного трактора Т-100МЗБКС или обычного трактора Т-100МЗ. Тяго-

вое усилие на канате, равное 75 кН, обеспечивает при оснастке 2×3 подъем или спуск НКТ48×4,0 и НКТ114×7,0 соответственно до 6400, и 1500 м. При оснастке 3×4 и 4×5 подъем НКТ114×7,0 составляет соответственно 2200 и 2800 м.

Основными узлами подъемника являются трансмиссия, лебедка, пневматическая система и система управления. Трансмиссия состоит из четырехскоростной реверсивной коробки передач, приемный вал которой соединен с валом вывода мощности трактора. Лебедка – однобарабанная с бочкой диаметром 420 мм. Пневмосистема обеспечивает управление фрикционной муфтой включения барабана, усиление тормоза, переключение скоростей в коробке передач и управление сцеплением двигателя и, кроме того, питается от компрессора с приводом от шкива вентилятора двигателя. Механизмом управляют из кабины трактора.

Лебедка подъемная ЛПТ-8 для ремонта скважин глубиной для 2500 м создана на базе трактора Т-130.ІГ с тяговым усилием 84 кН.

Лебедка подъемная ЛПР-10Э используется для спуска и подъема НКТ и бурильных труб, а также для привода ротора в процессе ремонта скважин со стационарных вышек на морских промыслах. Привод лебедки – от двух электродвигателей (общей мощностью 150 кВт) через редуктор с помощью шинно-пневматических муфт ШПМ-300×100, карданную передачу, четырехскоростную коробку передач, коническую и цилиндрическую зубчатые передачи.

Лебедка ЛП-11Э используется для ремонта и освоения скважин глубиной до 3500 м. Мощность привода 320 кВт, грузоподъемность на крюке 104 т (на первой скорости и при оснастке 5×6).

Агрегат АзИНМАШ-37А смонтирован на шасси автомобиля КраЗ-255Б и предназначен для ремонта скважин глубиной до 2900 м (номинальная грузоподъемность 32 т). Привод навесного оборудования агрегата лебедки проводится от тягового двигателя автомобиля через коробку передач, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Вышка сварная, решетчатой конструкции, телескопическая, двухсекционная. Высота ее от земли до оси кронблока 18 м, что позволяет поднимать трубу длиной до 12,5 м.

Агрегат АзИНМАШ-43А на базе гусеничного болотоходного трактора Т-100МЗБКС предназначен для текущего ремонта скважин глубиной до 2900 м. Номинальная грузоподъемность 28 т.

Установка подъемная УПТ-32 на базе подъемника ЛПТ-8

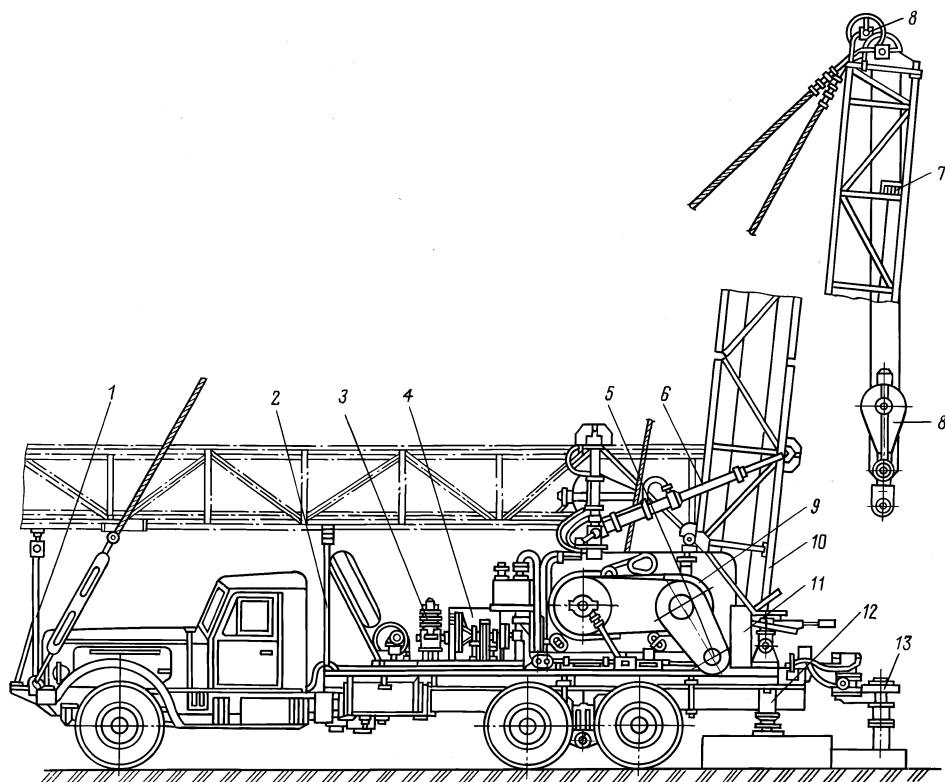


Рис. 9.4. Агрегат А-50У:
 1 — передняя опора; 2 — промежуточная опора; 3 — компрессор; 4 — трансмиссия; 5 — промежуточный вал; 6 — гидроцилиндр подъема вышки; 7 — ограничитель подъема крюкоблока; 8 — талевая система; 9 — лебедка; 10 — вышка; 11 — пульт управления; 12 — опорные домкраты; 13 — ротор

грузоподъемностью 32 т имеет вышку, аналогичную используемой в АЗИНМАШе-37.

Агрегат “Бакинец-3М” с тяговым усилием 78 кН смонтирован на тракторе Т-100МЗ, состоит из подъемной лебедки, телескопической вышки, кронблока, талевого блока с трехрогим крюком, механизма подъема вышки и коробки передач.

Для капитального ремонта используется самоходная установка УПТ1-50 грузоподъемностью 50 т на базе трактора Т-130.ІГ-1. Для этих же целей применяется агрегат А-50У на базе автомобиля КраЗ. Он предназначен для ремонта скважин глубиной до 3500 м с укладкой труб на мостки, а также для разбуривания цементной пробки в колоннах диаметром 140–168 мм, промывки и тартальных работ. Входящий в состав агрегата промывочный насос 9МГр смонтирован на двухосном автоприцепе 2ПН-2. Давление насоса 16 МПа при подаче 6,1 л/с. При давлении 6 МПа подача составляет около 10 л/с. Данный агрегат выпускается в России и нашел широкое распространение на промыслах, поэтому рассмотрим его подробнее.

Общий вид агрегата и его основные узлы представлены на рис. 9.4.

Управление всеми механизмами агрегата как при установке вышки в рабочее положение, так и при спускоподъемных операциях осуществляется с открытого пульта, расположенного на раме агрегата у задней опоры вышки, слева по ходу автомобиля. Привод навесного оборудования агрегата и насосного блока осуществляется от тягового двигателя через коробку скоростей, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Скорость подъема крюка агрегата А-50У и грузоподъемность на крюке в зависимости от включенной скорости лебедки представлены в табл. 9.4.

В настоящее время на промыслах появились новые агрегаты для подземного ремонта.

Таблица 9.4

Передача	Частота вращения барабана агрегата, мин ⁻¹	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	39,8	0,181	50
II	69,8	0,317	34,5
III	153	0,695	12,6
IV	268	1,215	7,5

Техническая характеристика агрегата А-50У

Лебедка

Наибольшее тяговое усилие на набегающем конце талевого каната, кН	100
Размеры бочки барабана (диаметр×длина), мм.....	426×560
Диаметр реборд барабана, мм.....	1100
Тормозные шкивы:	
число	2
диаметр, мм	1000
Тормозные ленты:	
число	2
ширина, мм	150

Вышка

Высота от земли до кронблока, м	22,4
Наибольшая длина поднимаемой трубы, мм	16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм	1040
Оснастка талевого системы.....	3×4 (шестиструнная)
Диаметр, мм:	
канатного шкива (по дну желоба).....	470
талевого каната.....	25

Тяговый двигатель

Тип	Четырехтактный цилиндровый ди- зель с V-образ- ным расположе- нием цилиндров
Марка	ЯМЗ-238
Мощность (при $n = 2100 \text{ мин}^{-1}$), кВт.....	176,5

Ротор

Наибольшая статическая нагрузка на стол, кН	500
Частота вращения (в мин^{-1}) при передаче:	
I.....	40
II.....	70
вала гидропривода.....	173; 300
Мощность при передаче:	
I.....	23,5
II.....	44
наибольшая на валу гидропривода.....	95,6
Наибольшее допускаемое давление масла, МПа	12
Диаметр проходного отверстия стола, мм.....	142
Диаметр клиньевых захватов для труб, мм.....	60; 73 и 89

Промывочный насос

Тип	9МГр
Наибольшее давление (при подаче 6,1 л/с), МПа	16
Наибольшая подача (при давлении 6 МПа), л/с.....	9,95
Масса насоса с прицепом, кг.....	4124
Габариты (в транспортном положении), мм.....	12460×2650×4160
Масса, кг	32104

Так, Кунгурским машиностроительным заводом освоен выпуск агрегатов (табл. 9.5), которые позволили заменить агрегаты азербайджанского производства. В качестве базы применяется колесная техника. Конструктивная особенность состоит

Таблица 9.5

Техническая характеристика агрегатов

Показатель	АР32	АР32 / 40	АР32 / 40М
<i>Транспортная база</i>			
Шасси	КрАЗ-260Г	“Урал-4320-1912-30”	“Урал-4320-1912-30” или КрАЗ-260Г
Привод механизмов	Двигатель шасси ЯМЗ-238Л 220 кВт	Двигатель шасси ЯМЗ-238 174 кВт	Двигатель шасси ЯМЗ-238 или ЯМЗ-238Л
Допускаемая нагрузка, кН (тс): без оттяжек на грунт	320(32)	320(32)	320(32)
с оттяжками на грунт	400(40)	400(40)	400(40)
<i>Лебедка</i>			
Тип	Однобарабанная с пневматической дисковой фрикционной муфтой		
Привод	Открытая цепная передача (цепь ЗПРТ31,75)		Цепной маслонаполненный редуктор (цепь ЗН44,45)
Число слоев намотки талевого каната	3	3	2
Диаметр тормозных ободьев, мм	750 (2 штуки)	750 (2 штуки)	1000 (1 штука)
Размер тормозных колодок, мм	80×150 (по 2 штуки)	80×150 (2 штуки)	120×230 (22 штуки)
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,10–1,45	0,10–1,45	0,10–1,60
Число скоростей	9	9	9
<i>Мачта</i>			
Тип	Односекционная, наклонная с открытой передней гранью		
Расстояние от земли до оси кронблока, м		17,7	
Высота подъема серьги талевого блока, мм		13,4	
<i>Талевая система</i>			
Оснастка	3×4	3×4	3×4
Диаметр талевого каната, мм	22	22	22
<i>Гидросистема рабочая</i>			
Тип насоса	Аксиально-поршневой		
Модель насоса	3102,56 (2 штуки)	3102,56 (2 штуки)	3102,112 (1 штука)

Продолжение табл. 9.5

Показатель	AP32	AP32/40	AP32/40M
Номинальное давление, МПа	20	20	20
Максимальная подача, л/мин	120	120	212
Привод гидродомкратов	От насосов рабочей гидросистемы		От насоса НШ-32
Габариты (транспортные), мм:			
длина	15400(16050)	15400(16050)	15400(16050)
ширина	2500	2500	2500
высота	3750	3750	3750
Масса в транспортном положении, кг	19600	18800	18800
<i>Буровой ротор P-250</i>			
Привод			Карданный 250
Проходное сечение, мм		—	
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	—	—	2(120)
<i>Буровой ротор P-410</i>			
Привод	—	—	Карданный 410
Проходное сечение, мм	—	—	
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	—	—	1,5(90)
<i>Приустьевая рабочая площадка</i>			
Длина, м	—	—	4
Ширина, м	—	—	3
Высота (регулируемая), м			0,5–2
<i>Вертлюг ВБ60</i>			
Допускаемая нагрузка, кН (тс)	—	—	600(60)
Проходное сечение, мм	—	—	60
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин), не более	—	—	3,33(200)
<i>Приемные мостки</i>			
Транспортная база	—	—	Прицеп ОЗТП-84701
Габариты в рабочем положении, м	—	—	12×14
<i>Ключ</i>			
Максимально крутящий момент, кгс·м	—	—	1500
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	—	—	1,5(90)

Продолжение табл. 9.5

Показатель	AP32	AP32/40	AP32/40M
Диаметр захвата труб, мм	—	—	60–114
<i>Спайдер пневматический</i>			
Диаметр захвата труб, мм	—	—	60–114
<i>Насосный блок НП15А (насос НБ125)</i>			
Транспортная база	—	—	МАЗ-8925
Приводная мощность, кВт	—	—	77,2
Максимальное давление, МПа (кгс/см ²)	—	—	15,8(160)
Максимальная подача, л/с	—	—	18

в том, что кабина оператора расположена между лебедкой и мачтой. Имеются гидравлические аутригеры для выверки агрегата, а также вспомогательные лебедки и гидрораспределители. По дополнительному заказу они могут комплектоваться рабочей площадкой, ротором, гидроприводным ключом, спайдером, насосным блоком, приемными мостками.

Агрегат AP32/40 может рассматриваться как агрегат для капитального ремонта скважин, так как может проводить буровые работы.

Кунгурским машиностроительным заводом также освоен выпуск агрегатов А60/80 большей мощности, грузоподъемностью до 80 т. Характерной особенностью данного агрегата является возможность проводить спускоподъемные операции с установкой свечей вертикально. Агрегат предназначен для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин, а также для ведения буровых работ.

В базовый комплект агрегата входит гидроротор. Дополнительно агрегат может комплектоваться следующими механизмами и инструментами: карданная трансмиссия привода бурового ротора; буровой ротор Р-250 с механическим приводом; буровой ротор Р-410 с механическим приводом; буровой ротор Р-250 с гидроприводом; буровой ротор Р-410 с гидроприводом; основание бурового ротора; приустьевая рабочая площадка (при установке бурового ротора на колонный фланец); подсвечник; балкон (для вертикальной установки свечей); манифольд диаметром 50 мм (стояк с буровым рукавом диаметром 50 мм и переходником к фланцу вертлюга); манифольд диаметром 76 мм (стояк с буровым рукавом диаметром 76 мм и пере-

ходником к фланцу вертлюга); труба ведущая 80×80 длиной 8,5 м (в комплекте с верхним и нижним переводником); труба ведущая 112×112 длиной 11 м (в комплекте с верхним и нижним переводником); вертлюг ВБ-60; вертлюг ВБ-100; вертлюг ВБ-100 с кабельным лубрикатором (в комплекте с рукавом высокого давления и ручным насосом); устройство крепления и перепуска талевого каната; крюк; сборное основание под задние аутригеры; укрытие оператора.

Заводом “Красный пролетарий” г. Стерлитамак (Башкортостан) освоен выпуск агрегата А2-32 для подземного ремонта грузоподъемностью 32 т на базе автомобиля “Урал-4320-1912-30”. В отличие от предыдущих агрегатов, здесь лебедка находится между кабиной оператора и мачтой.

Комплекс оборудования КОРО1-80 грузоподъемностью 80 т обеспечивает капитальный ремонт скважин глубиной до 5000 м. Он состоит из трех блоков: блока самоходной подъемной установки УПА-80 на четырехосном автомобиле-тягаче высокой проходимости МАЗ-537; насосного блока БНП-15ГР на двухосном прицепе МАЗ-8926; блока передвижных приемных мостков МПП-80 на пневмоколесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой. В состав установки также входит ротор Р-360, промывочный вертлюг ВП-80×200, набор ключей типов ГГП и АПР-ГП и комплект инструментов для спускоподъемных работ. Также применяются агрегаты румынского производства Р-80 и Р-80У, аналогичные данному комплексу оборудования.

Роторная установка УРК-50 состоит из электродвигателей, коробки передач и ротора. Электродвигатель ВАО-81-6 – асинхронный, мощностью 30 кВт и частотой вращения 980 мин⁻¹. Коробка передач – трехскоростная. Ротор Р-360 с проходным отверстием 360 мм рассчитан на нагрузку стола 1200 кН. Вкладыши ротора выполнены под квадраты труб 89 и 114 мм.

Для уменьшения натяжения каната при намотке на барабан подъемника или агрегата используют талевую систему, состоящую из системы неподвижных роликов-кронблока и подвижных роликов – талевого блока, крюка и талевого каната.

Кронблок (рис. 9.5) устанавливается на верху вышки или мачты, их талевый блок подвешивается на талевом канате, а крюк – к нижней серьге талевого блока. Кронблок типа КБ имеет грузоподъемность от 12,5 до 125 т. Талевый блок – подвижная часть талевой системы – представляет собой канатный шкив, насаженный на роликоподшипниках на ось, неподвижно установленную в двух щеках. К нижней части щек подвешена серьга для соединения с крюком. Талевый блок ти-

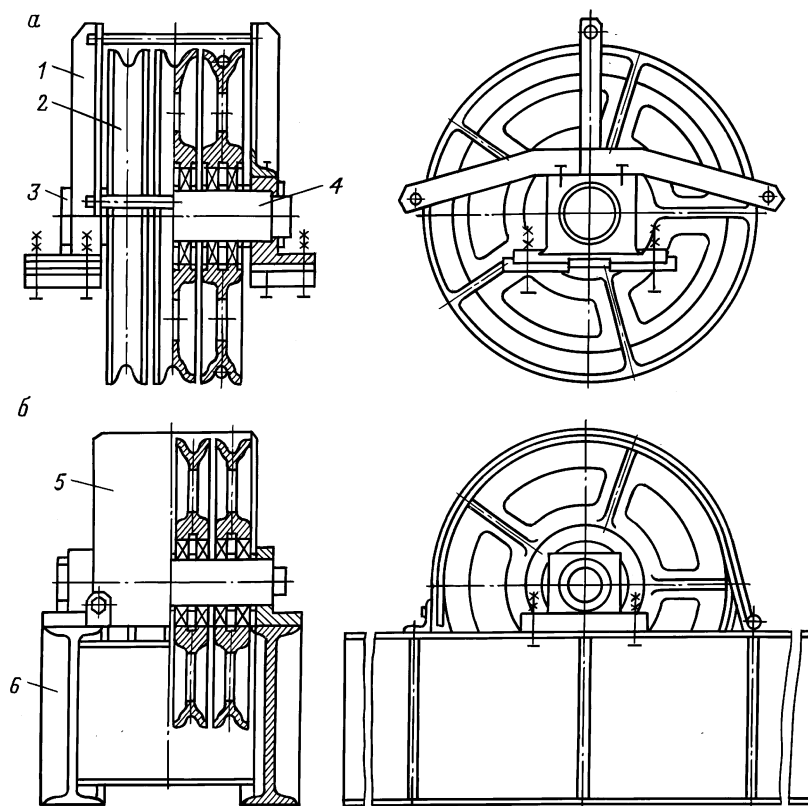


Рис. 9.5. Кронблок:

а – исполнение I; *б* – исполнение II; 1 – ограждение; 2 – шкив; 3 – опора; 4 – ось шкивов; 5 – кожух; 6 – подкронблочная рама

па БТ также имеет грузоподъемность от 12,5 до 125 т (рис. 9.6).

Крюк подъемный (рис. 9.7) – подвижная часть талевой системы – предназначен для подвешивания стропов, элеваторов, вертлюгов и других приспособлений. Крюк типа КР в исполнении I (однорогий) имеет грузоподъемность 12,5 и 20 т, в исполнении II (трехрогий) – от 32 до 125 т. Крюк состоит из рога, подвески и серьги. Подвеска имеет упорный подшипник и пружину, что обеспечивает вращение рога как под нагрузкой, так и без нее. С помощью серьги крюк подвешивается к талевой системе.

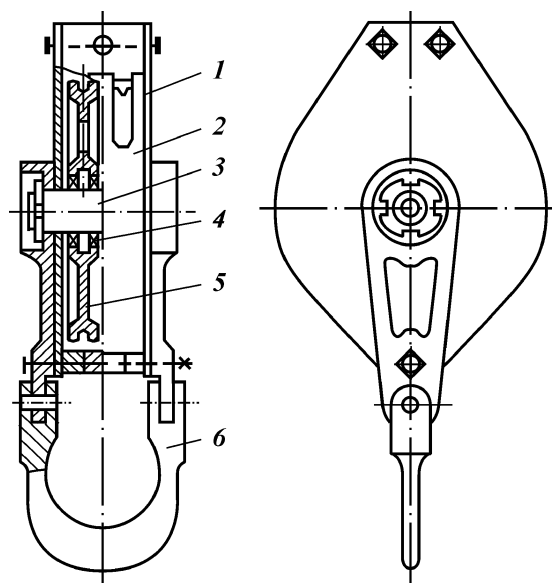


Рис. 9.6. Талевый блок:
1 – щека; 2 – боковой кожух; 3 – ось шкивов; 4 – подшипник; 5 – шкив; 6 – серьга

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважин при капитальном ремонте скважин как при наличии, так и отсутствии колонны труб. В состав противовыбросового оборудования ОП2-156×320 входят превентор плащечный ППГ-156×320, манифольд МПБ2-80×350 и гидравлическое управление ГУП 100Бр-1. Превентор может быть и с ручным управлением ППБ 156×320. Основная деталь герметизации – плашки разъемные со сменными вкладышами и резиновыми уплотнениями. Трубные плашки закрывают превентор при наличии в скважине колонны НКТ диаметром 60–114 мм; глухие перекрывают устье скважины при их отсутствии. Вместо указанного оборудования применяют оборудование ОППа-180×35, где 1а – схема по ГОСТ 13862–80, 180 – приход в мм, 35 – рабочее давление в МПа. Допустимая нагрузка на плашки 1000 кН.

Винтовые забойные двигатели Д-85 и Д1-54 (табл. 9.6) используют для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, а также для забуривания вторых стволов через окна в колонне обсадных труб. По принципу действия эти двигатели представляют собой планетарно-роторную гидромашину объем-

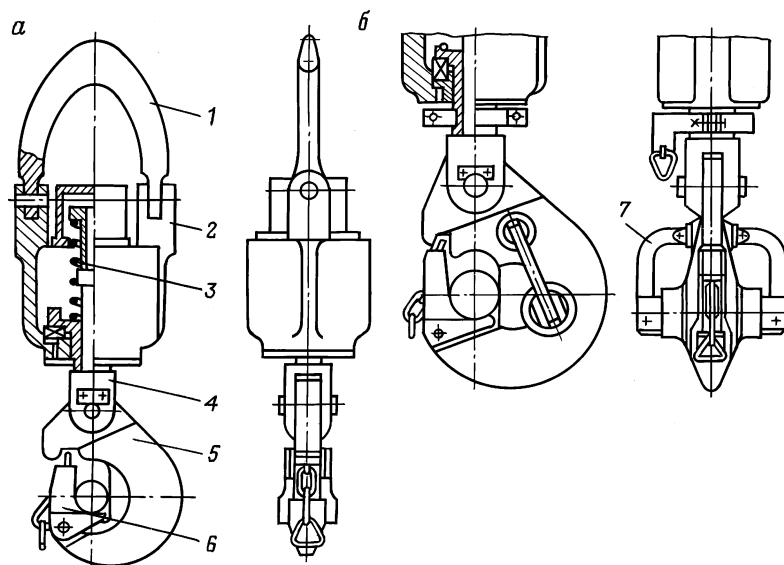


Рис. 9.7. Подъемные крюки:

a – однорогий крюк (исполнение I); *б* – трехрогий крюк (исполнение II); 1 – серьга; 2 – корпус крюка; 3 – пружина; 4 – ствол крюка; 5 – рог крюка; 6 – седло; 7 – дополнительный рог со скобой

Таблица 9.6

Техническая характеристика винтовых забойных двигателей

Показатель	Д1-54	Д-85
Расход жидкости, л/с	2-3	4,85
Момент вращения, Н·м	78,4-98	700
Максимальная мощность, кВт	2,8-5,0	13,3
Частота вращения вала, мин ⁻¹	350-500	133

ного типа с внутренним косозубым зацеплением рабочих органов (рис. 9.8).

Вертлюг является соединительным звеном между талевой системой и внутрискважинным инструментом. Он подвешивается на подъемный крюк и обеспечивает вращение инструмента и подачу промывочной жидкости через шланговое соединение в колонну труб к забою скважины. При подземном ремонте используют промывочные (ВП) (рис. 9.9) и эксплуатационные вертлюги (ВЭ) (рис. 9.10). Вертлюг ВЭ-50 и ВЭ-80 (табл. 9.7) состоит из неподвижной и вращающейся частей. В неподвижную часть входит корпус, крышка, серьга и отвод трубы. Вращающаяся часть – ствол, установленный на трех подшипниках

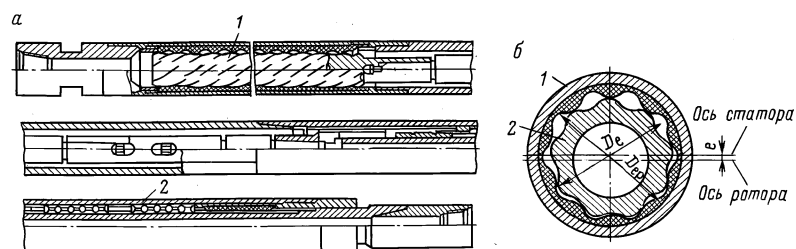


Рис. 9.8. Двигатель винтовой забойный Д-85:
a – продольное сечение;
б – поперечное сечение;
 1 – сепаратор; 2 – ротор;
 D_c , D_{cp} – диаметр соответствующего статора и ротора

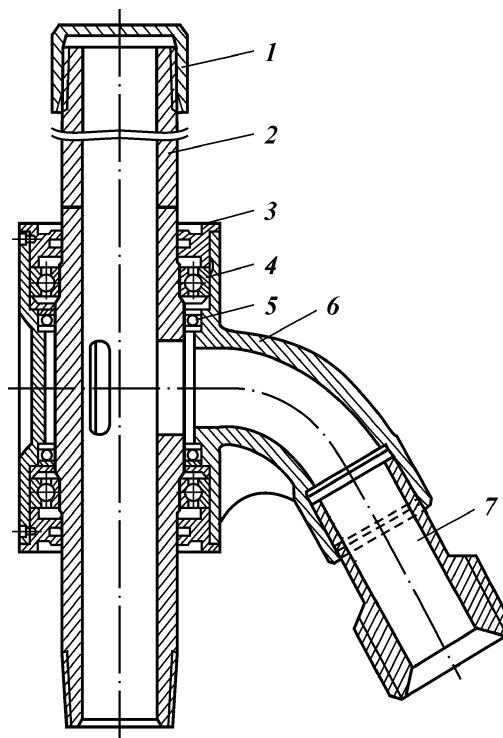


Рис. 9.9. Вертлюг промывочный:
 1 – колпак; 2 – ствол; 3 – войлочное уплотнение;
 4 – опора ствола; 5 – манжета; 6 – корпус с отводом; 7 – быстросборное соединение

для восприятия осевой и радиальной нагрузок, возникающих при работе. Соединение промывочного шланга с вертлюгом – быстросборное.

Промывочный вертлюг не позволяет осуществлять вращение труб, он предназначен лишь для подачи промывочной жидкости в колонну труб.

При спускоподъемных операциях применяют специальные инструменты: ключи, элеваторы, штропы, спайдеры и другие приспособления.

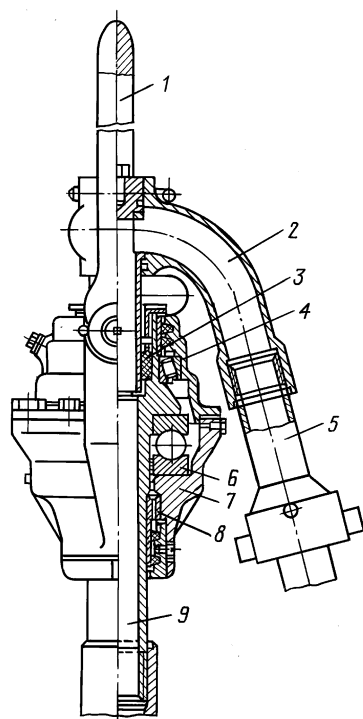


Рис. 9.10. Вертлюг эксплуатационный ВЭ-50:

1 – серьга; 2 – отвод; 3 – грязное манжетное уплотнение; 4, 8 – верхняя и нижняя опоры; 5 – быстросборное соединение; 6 – основная опора; 7 – корпус; 9 – ствол

Элеваторы предназначены для захвата и удержания колонны штанг и труб на весу в процессе спускоподъемных операций. По назначению элеваторы бывают трубные и штанговые.

По типу захвата и удержания трубные элеваторы могут быть: а) с захватом под муфту; б) с захватом под высадку трубы; в) с захватом за тело (элеватор-спайдер).

Элеваторы первого типа наиболее распространены и предназначены для работы с муфтовыми трубами. Элеваторы второго типа необходимы для рабо-

ты с трубами с высадкой наружу, а третьего типа – для работы с безмуфтовыми трубами.

По типу захвата и удержания штанговые элеваторы могут быть с захватом под высадку или квадрат штанги.

Элеваторы первого типа наиболее распространены и предназначены для работы по двухэлеваторной технологии. Элеватор с захватом под квадрат штанги позволяет работать по одноэлеваторной технологии, однако при работе с этим элеватором необходимо его соединение с талевым блоком с возможностью его вращения, так как при свинчивании-развинчивании

Таблица 9.7

Техническая характеристика вертлюга

Показатель	ВЭ-50	ВЭ-80
Максимальная нагрузка на ствол, кН	500	800
Диаметр проходного отверстия, мм	60	75
Максимальное давление жидкости, МПа	16	20
Присоединительная резьба под НКТ (ГОСТ 633–80), мм	73	114

элеватор вращается вместе со штангами. Применение подобных элеваторов наиболее целесообразно при установке развинченных штанг в вертикальном положении, так как на мачте они устанавливаются путем подвески за высадку.

По конструкции трубные элеваторы могут быть одно- и двухштропные. Первые получили наибольшее распространение в подземном ремонте.

Элеватор относится к наиболее ответственным инструментам спускоподъемных операций, его отказ приводит к созданию серьезных аварий и угрожает жизни оператора подземного ремонта.

Наиболее ответственным элементом элеватора является его механизм запирания.

К элеваторам предъявляются следующие требования:

- обеспечение надежной работы в условиях сильного загрязнения поверхности трубы нефтью, парафинами и солями, а также при низких температурах;

- стойкость к динамическим нагрузкам от рывков и ударов, возникающих при эксплуатации, например при ловильных работах; легкость и удобство в работе, отсутствие выступающих частей во избежание задевания при подъеме за элементы талевой системы, одежду оператора и т.д.

Кроме того, механизм запирания должен:

- обеспечивать надежную работу рукой в рукавице, причем желательно, одной рукой, так как при этом увеличивается устойчивость оператора;

- выдерживать большое количество циклов открытия-закрытия, быть простым и надежным в работе;

- обеспечивать однозначность положения закрыто-открыто, иметь несколько степеней защиты от несанкционированного раскрытия.

Положение механизма запирания должно контролироваться как визуально, так и на слух по щелчку.

На промыслах в подземном ремонте наибольшее распространение получили одноштропные элеваторы с захватом под муфту типа ЭТА (рис. 9.11), входящие в комплект инструмента для работы с насосно-компрессорными трубами: элеватор типа ЭТА – ручной ключ типа КТГУ – механический ключ типа АПР или КМУ.

Выпускаются элеваторы ЭТА-32, ЭТА-50 и ЭТА-60 грузоподъемностью соответственно 32, 50 и 60 т. Они позволяют работать с НКТ диаметром 48, 60, 73 и 89 мм как с гладкими, так и с высадкой. Переход с одного диаметра на другой осуществляется путем смены захватов.

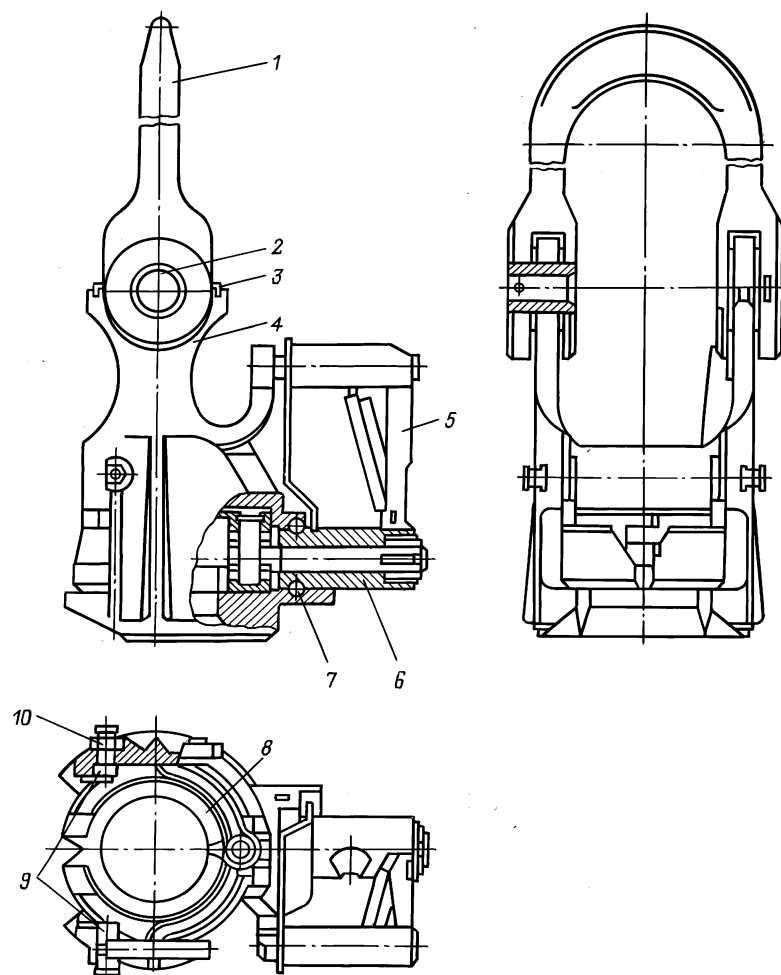


Рис. 9.11. Элеватор типа ЭТА:

1 – серьга; 2 – палец; 3 – шплинты; 4 – корпус; 5 – рукоятка; 6 – направляющая втулка; 7 – штырь; 8 – челюсть; 9 – направляющие; 10 – болт

Ишимбайским машиностроительным заводом освоен выпуск элеватора с новой системой запирания пальцевого типа ЭТА-П. Выпускаются элеваторы ЭТА-32П, ЭТА-50П, ЭТА-60П.

Преимущества и особенности элеваторов типа ЭТА-П:

рукоятка выполнена неподвижной относительно корпуса, благодаря чему практически исключен износ указанных дета-

лей по месту их сопряжения, являющийся одной из основных причин отказов и списаний элеваторов типа ЭТА;

из операции закрытия-открытия исключен поворот рукоятки, а все управление замком осуществляется только движением рычага рукоятки, что упрощает работу;

замок обеспечивает прочную фиксацию его захватного узла относительно корпуса практически при любых износах в паре шток – корпус;

орган управления замком – рычаг – защищен от касания к элементам грузоподъемного сооружения, что снижает риск несанкционированного открытия элеватора;

замок позволяет вести визуальный и слуховой контроль за его закрытием;

замок позволяет открытие лишь после его полной разгрузки, т.е. когда труба будет уложена на приемные мостки;

не требуется переворот элеватора.

Система запираания элеваторов типа ЭТА-П может быть заблокирована в закрытом положении, что повышает их безопасность при возможных рывках и сотрясениях подвешенной колонны труб.

Наличие блокировки системы запираания элеваторов позволяет подвешивать к ним штанговый элеватор и монтажные тросы, для чего элеваторы типа ЭТА-П могут комплектоваться вкладными серьгами, устанавливаемыми в их захватном узле.

Элеваторы типа ЭТА-П (табл. 9.8) обладают полной симметрией относительно продольной плоскости, что делает их одинаково удобными для работы любой рукой.

Элеваторы ЭТАР-12,5 предназначены для работы с НКТ малого диаметра или полыми штангами диаметром 26, 33, 42, 48 мм и имеют грузоподъемность 12,5 т, элеваторы ЭТАР-20 – для работы с трубами диаметром 48, 60, 73 мм и имеют грузоподъемность 20 т, элеваторы типа ЭГ – для работы с трубами диаметром от 33 до 114 мм, причем гладких и с высадкой и имеют грузоподъемность 16, 50 и 80 т.

Элеваторы типов ЭТАР и ЭГ относятся к одноштропным с захватом под муфту, а элеваторы типа ЭТАД (рис. 9.12) – к двухштропным с захватом под муфту и имеют грузоподъем-

Таблица 9.8

Техническая характеристика элеваторов типа ЭТА-П

Показатель	ЭТА-32П	ЭТА-50П
Грузоподъемность, т	32	50
Условный диаметр гладких и высадочных труб, мм	48, 60, 73	60, 73, 89

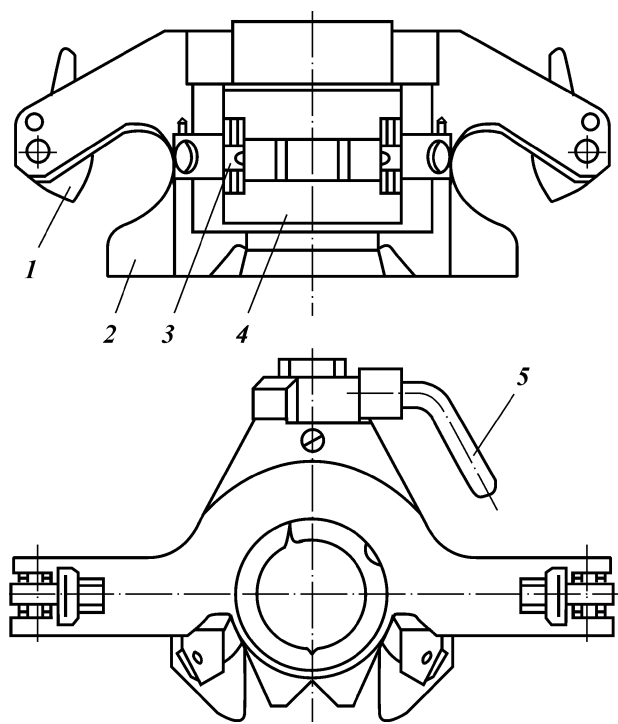


Рис. 9.12. Элеватор типа ЭТАД:
1 – предохранитель; 2 – корпус; 3 – упор; 4 – захват; 5 – рукоятка

ность 50 и 80 т, работают с трубами диаметром 48, 60, 73, 88, 102, 114 мм.

Элеваторы типа ЭХЛ также относятся к двухштропным с захватом под муфту, имеют грузоподъемность 15, 25, 35, 40 т и работают с трубами 60, 73, 89 и 114 мм.

Для работы с насосными штангами наибольшее распространение получили штанговые элеваторы ЭШН-5 и ЭШН-10 грузоподъемностью 5 и 10 т с захватом под высадку штанги (рис. 9.13).

Штропы эксплуатационные (рис. 9.14) используются для подвешивания элеваторов к крюкам талевых систем. По конструкции штроп – замкнутая стальная петля овальной формы, вытянутая по одной оси. Грузоподъемность комплектной пары штропов от 10 до 80 т.

Для проведения спускоподъемных операций с одним элеватором необходимо устройство на устье скважины, способное

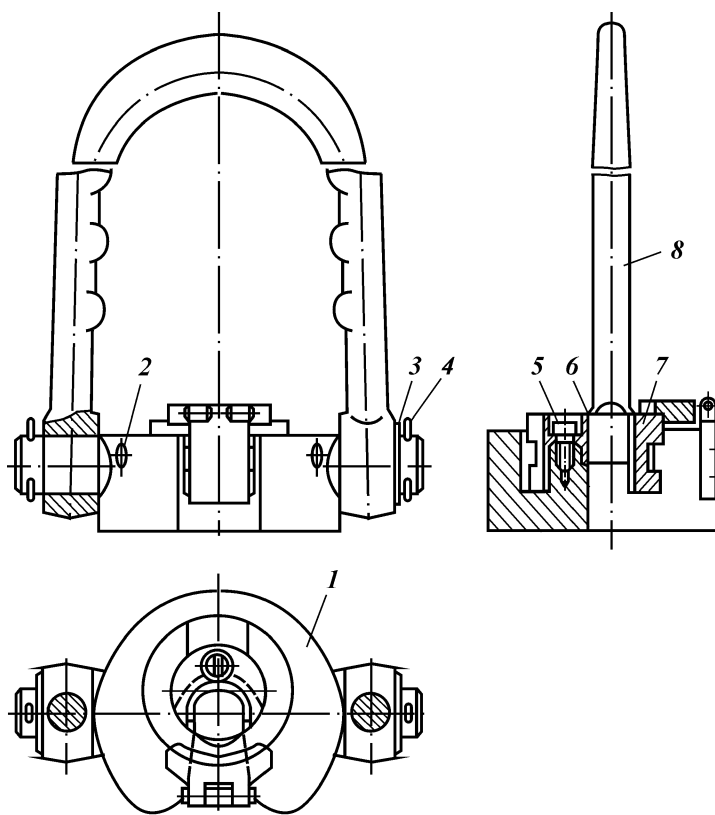


Рис. 9.13. Штанговый элеватор типа ЭШН:
1 – шайба; 2, 5 – винт; 3 – щека; 4 – шплинт; 6 – вкладка; 7 – втулка; 8 – штроп

удерживать колонну труб за тело. При этом торец муфты остается свободным для последующего захвата колонны элеватором. Спайдер может быть выполнен отдельно или входить в состав механического ключа для свинчивания-развинчивания труб.

Наиболее широкое применение получил спайдер АСГ-80 грузоподъемностью 80 т для работы с трубами диаметром 48, 60, 73, 89 мм.

Спайдер (рис. 9.15) состоит из кованого корпуса, клиновой подвески, имеющей шайбу с вертикальной направляющей и три клина, подвешенные на петлях. Корпус соединен с пьедесталом, внутри которого находятся центратор и сдвоенная

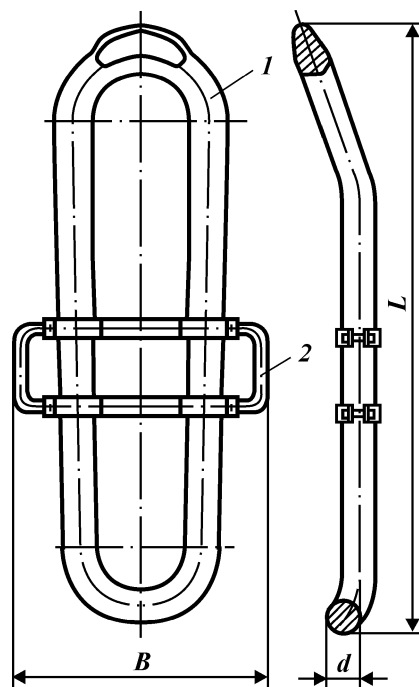


Рис. 9.14. Штроп эксплуатационный:
1 – штроп; 2 – ручка; L – длина; B –
ширина; d – диаметр поперечного сечения

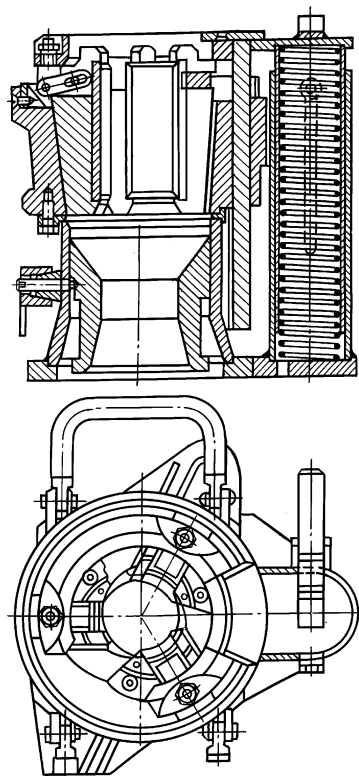


Рис. 9.15. Спайдер АГС-80

пружина, размещенная в стакане. Клинья для труб диаметром 89 мм монолитные. Универсальность спайдера обеспечивается сменными клиновыми подвесками и втулками центратора.

Узлы и детали спайдера унифицированы с блоком клиновой подвески механического ключа АПР-2ВБ.

Для свинчивания-развинчивания резьбовых соединений труб и штанг применяются ключи. Ключи могут быть трубными и штанговыми (по назначению) и, кроме того, ручными и механическими. В свою очередь, ручные ключи делятся на шарнирные и цепные. Шарнирные ключи более удобны в работе, имеют небольшой вес и меньше повреждают поверхность трубы.

К трубным и штанговым ключам предъявляются следующие требования:

ключи должны обеспечивать передачу крутящего момента в условиях загрязнения поверхности труб и штанг нефтью, солями, парафином и др., а также при возможных отклонениях геометрических размеров трубы по диаметру и овальности;

ключи не должны вызывать сильный износ труб или штанги, а также их повреждений;

ключи должны иметь возможность контроля и регистрации крутящего момента, прикладываемого к соединению. Свинчивание колонны штанг и труб с заданным моментом является важнейшим условием надежной и длительной работы колонны;

ключи должны быть легкими и удобными в работе.

Цепные ключи получили наибольшее распространение для единичных, немассовых операций свинчивания-развинчивания с трубами разных диаметров. Выпускаются ключи типов КЦН (нормальный) и КЦО (облегченный) (рис. 9.16).

Ключи просты по конструкции и обеспечивают работу с трубами разного диаметра. Однако они имеют большой вес, и процесс захвата и освобождения занимает много времени.

Наибольшее распространение на промыслах получили шарнирные трубные ключи типа КТГУ. Они предназначены для совместной работы с механическими ключами типов АПР и КМУ. Ключи выпускаются для труб диаметром 48, 60, 73, 89 мм.

Ключи типа КТГУ состоят из челюсти, шарнирно соединенной со створкой и рукояткой при помощи пальцев, заstopоренных пружинными шайбами (рис. 9.17). В створку вставлена пружина, надетая на направляющую, которая обеспечивает автоматический зажим трубы между челюстью и створкой.

Поворот створки ограничивается уступом, выполненным на челюстях. На створках и челюстях ключей в канавках типа “ласточкин хвост” установлены два сухаря, которые от выпадания крепятся пружинными фиксаторами.

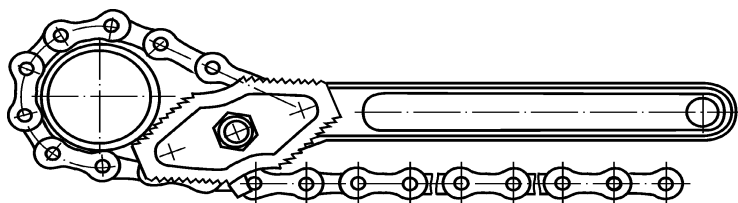


Рис. 9.16. Ключ цепной

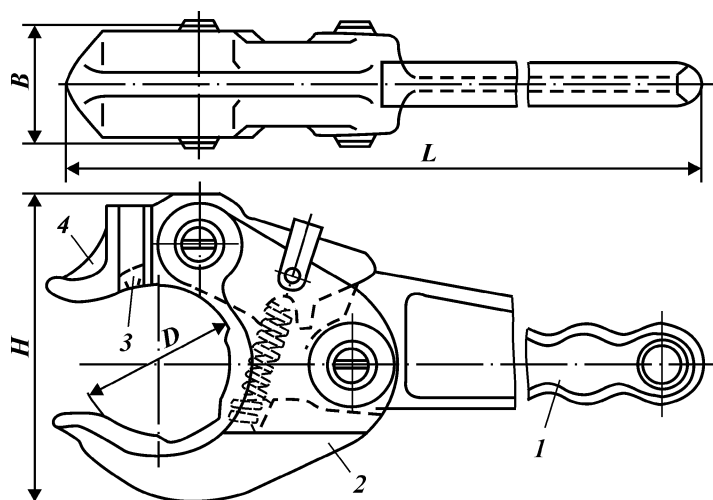


Рис. 9.17. Ключ трубный:
 1 – рукоятка; 2 – челюсти; 3 – сухарь; 4 – створка; B – толщина; H – высота; D – диаметр захвата трубы; L – длина

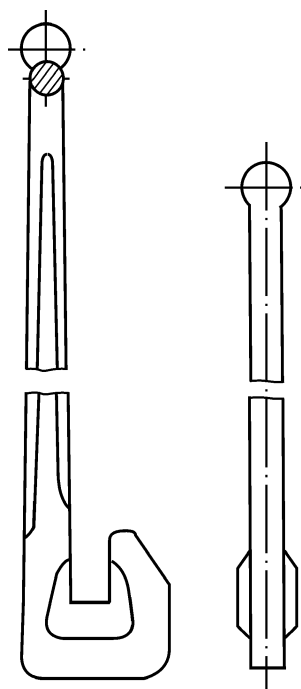


Рис. 9.18. Штанговый ключ типа КШ

Ключ берется за рукоятку и с небольшим усилием заводится на трубу. При повороте рукоятки ее головка упирается в хвостовик створки, при этом захватная часть створки с сухарем прижимается к трубе и совместно с сухарем, находящимся в челюсти, обеспечивает надежный захват трубы. При вращении рукоятки труба вращается вместе с ключом, свинчивается или развинчивается. При отводе рукоятки в обратном направлении створка освобождается, и ключ можно снять с трубы.

Находят применение шарнирные ключи для труб типов КОТ, КТД и КТНД.

При ручной работе со штангами используют штанговый ключ типа КШ (рис. 9.18), который передает крутящий момент через квадрат штанги и круговой ключ типа КШК. Последний позволяет работать с гладким телом штанги. При заклинивании плунжера в цилиндре скважинного насоса, а также при посадке плунжера в цилиндр возникает необходимость вращения колонны штанг. Так как при вращении колонна штанг стремится развернуться в сторону, обратную вращению ключа, то выполнять эту работу обычным ключом опасно – он может вырваться из руки, вращаясь, нанести тяжелые ушибы рабочему.

Для безопасного развинчивания штанг при заклинивании плунжера применяют круговой ключ (рис. 9.19). Штанга захватывается специальным замком, имеющим неподвижную и подвижную плашки, в которых сделан угловой вырез с зубьями. При помощи винта штангу зажимают зубцами плашек в любом месте. После того как круговой ключ закрепили на штанге, оператор и помощник оператора, стоя друг против друга и держась обеими руками за обод, поворачивают ключ, а вместе с ним и всю колонну штанг.

Взамен ключа типа КШ можно использовать штанговый шарнирный ключ КШШ16-25 массой 2,0 кг, который заменяет три типоразмера ключа типа КШ и обеспечивает крутящий момент до 980 Н·м.

Как правило, ручные ключи не обеспечивают требуемого крутящего момента затяжки резьбовых соединений, и работа с ними занимает много времени. Поэтому на промыслах широкое распространение получили механические ключи.

По типу установки на устье ключи могут быть монтируемые на колонную головку непосредственно и подвесные. Механические ключи делятся на стационарные и подвижные, т.е. обеспечивающие освобождение устья ремонтируемой скважины. Подвесные и подвижные ключи имеют разрезной корпус для

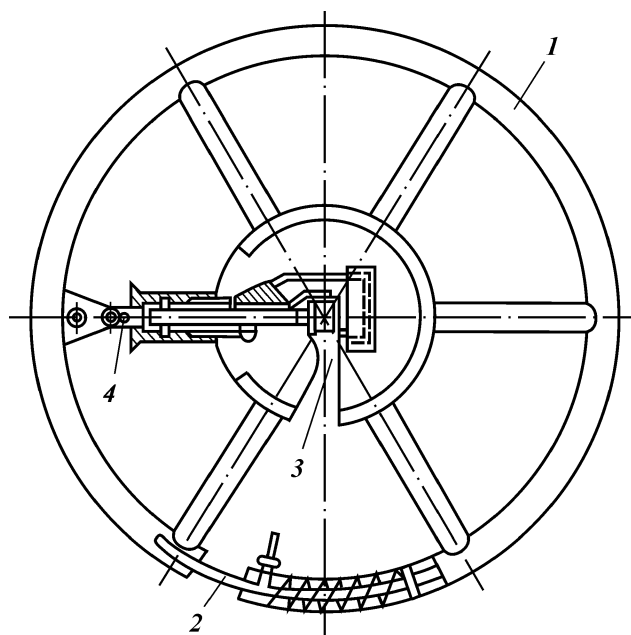


Рис. 9.19. Круговой ключ для насосных штанг:
1 – обод; 2 – защелка; 3 – ступица; 4 – узел замка

возможности подвода и отвода от демонтируемой колонны. Такие ключи более сложные по конструкции и громоздкие, однако они позволяют освободить устье скважины тогда, когда это требуется, например для отвода и подвода кабеля при ремонте скважин, оборудованных УЭЦН, УЭВНТ, установками диафрагменных насосов. Механические ключи могут быть с трубозахватными элементами или без них. В последнем случае крутящий момент может передаваться трубе через ручной ключ типа КТГУ. При этом крутящий момент передается через водило механического ключа.

По типу привода ключи могут быть с электрическим, гидравлическим и пневматическим приводом. В России большее распространение получили ключи с электрическим приводом, однако наиболее предпочтителен с точки зрения контроля и регулировки крутящего момента гидравлический привод. Учитывая, что на устье при проведении ремонтных работ находится агрегат со своей гидросистемой, использование гидравлического привода ключа наиболее целесообразно.

Одним из широко применяемых ключей для работы с тру-

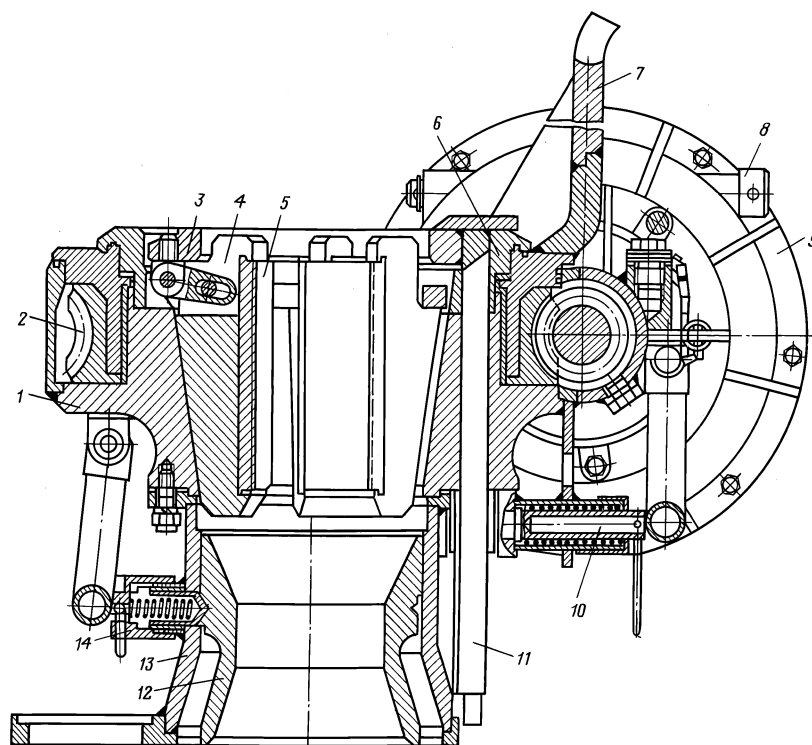


Рис. 9.20. Автомат АПР-2ВБ:

1 – корпус автомата; 2 – червячное колесо; 3 – клиновья подвеска; 4 – корпус клина; 5 – планка; 6 – опорный фланец; 7 – водило; 8 – вал вилки включения маховика; 9 – электроинерционный привод; 10 – ось балансира; 11 – направление клиновья подвески; 12 – центратор; 13 – пьедестал центратора; 14 – фиксатор центратора

бами является автомат Молчанова (АПР – автомат подземного ремонта) (рис. 9.20).

Ключ (автомат) стационарно устанавливается на колонную головку, а крутящий момент передается водилом трубе через ручной ключ типа КТГУ.

Техническая характеристика АПР-2ВБМ

Максимальный крутящий момент, кН·м (кг·см).....	4,5 (450)
Условные диаметры труб, мм:	
гладких.....	48; 60; 73; 89
высаженных	48В; 60В; 73В; 89В
Потребляемая мощность, кВт.....	3,0
Частота вращения водила, с ⁻¹ (об/мин)....	0,85 (51)

Передаточное число червячного редуктора	28
Грузоподъемность спайдера, т	80
Количество вариантов набора маховиков	4
Привод ключа	Электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промышленной сети.
Двигатель привода	Электродвигатель АИМ10084У2,5 $n = 1430$ об/мин, напряжением 380 В
Управление приводом	Кнопочный пост и магнитный пускатель
Температура окружающей среды, °С	Минус 60–40
Габариты ключа в сборе, мм, не более:	
длина	850±20
ширина	460±10
высота	730±10
Масса, кг:	
ключа в сборе	240±10
полного комплекта	310±10

Ключ (автомат) выполнен в виде блоков, что облегчает его монтаж-демонтаж, а также транспортировку. Основными частями ключа являются блоки вращателя, клиновой подвески и центратора, а также балансир с грузом, привод и блок управления приводом.

Блок вращателя представляет собой корпус клинового спайдера с червячным редуктором, работающим в масляной ванне, и водилом, передающим вращающее усилие трубному ключу. На конце червячного вала монтируется полумуфта центробежной муфты с установленными на ней сменными маховиками.

Блок клиновой подвески состоит из направляющей с кольцевым основанием, к которому на шарнирах подвешены три клина. Клинья для труб диаметром 48, 60, 73 мм состоят из корпуса клина и сменных плашек. Клинья для труб диаметром 89 мм монолитные. Клиновые подвески имеют усы-синхронизаторы, которые обеспечивают синхронную работу клиньев в момент захвата трубы.

Блок центратора состоит из пьедестала, к которому крепится блок вращателя, фиксатора и вкладышей центратора. Последние изготавливаются с проходными диаметрами для труб диаметром 48, 60, 73 и 89 мм. Вкладыши центратора удерживаются в пьедестале фиксаторами.

Балансир состоит из рычага и груза, при помощи которых осуществляется перемещение клиновой подвески вверх вниз.

Привод ключа включает электродвигатель с полумуфтой центробежной муфты и раздвижные кулачки.

Блок управления состоит из магнитного пускателя, кнопочного поста, соединенных между собой и с электродвигателем кабелем при помощи штепсельных разъемов.

Вращение от электродвигателя передается на полумуфту, которая передает номинальный крутящий момент только при наборе электродвигателем полного числа оборотов.

В зависимости от диаметра свинчиваемых или развинчиваемых труб на полумуфту вращателя устанавливаются соответствующие маховики:

Условный диаметр труб, мм.....	48	60	73	89
Номер маховика.....	I	I	II	I+II

Ключи (автоматы) АПР-2ВБМ в отличие от ранее выпускавшихся автоматов АПР-2ВБ имеют угол посадки клиньев $9^{\circ}30'$, поэтому клиновые подвески этих ключей не взаимозаменяемы.

Известны ключи с гидравлическим приводом типа АПР-ГП, недостатком которых является невозможность их применения для ремонта скважин, оборудованных электропогружными насосами.

При подземном ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами используют ключи механические универсальные типа КМУ, привод которых осуществляется от электродвигателя мощностью 3 кВт с питанием от промышленной сети. Ключи механические универсальные КМУ-50М предназначены для механизации операций по свинчиванию-развинчиванию, а также удержанию на весу колонны насосно-компрессорных труб при текущем и капитальном ремонте скважин, эксплуатируемых всеми видами оборудования, включая электропогружные насосы.

Техническая характеристика ключа КМУ-50М

Грузоподъемность спайдера, т.....	50
Максимальный крутящий момент, кН·м.....	4,7
Частота вращения водила, об/мин.....	60
Условный диаметр захватываемых труб, мм.....	48, 60, 73, 89
Привод ключа.....	Электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промышленной сети
Двигатель привода.....	Электродвигатель АИМ 10084У2,5 ($N = 3$ кВт; $n = 1430$ об/мин; $V = 380$ В)
Управление приводом.....	Кнопочный пост управления КУ-93-ВЗГ
Габариты, мм:	
длина.....	960
ширина.....	590
высота.....	930
Масса, кг:	
ключ в собранном виде.....	360
полного комплекта.....	410

Ключ КМУ-50М состоит из следующих частей: блока вращателя с электроприводом, спайдера с блоком клиньев и блока управления электропривода.

Вращатель представляет собой двухступенчатый редуктор с прямозубой цилиндрической передачей, рабочим органом которого является разрезное колесо с прикрепленным на нем водилом. Корпус вращателя и разрезное колесо имеют прорезь для пропуска насосно-компрессорных труб. Для совмещения прорезей колеса и корпуса вращателя имеется совмещающий механизм, расположенный с противоположной стороны от прорези на корпусе вращателя.

На корпусе ключа установлена подпружиненная створка, перекрывающая зев корпуса.

Вращение от двигателя передается посредством кулачковой муфты, на которой могут устанавливаться сменные маховики. Разрезное колесо приводится во вращение через сателлиты от промежуточного вала.

Управление электроприводом осуществляется кнопочным постом управления посредством магнитного пускателя. Привод крепится к вращателю с помощью поворотного кронштейна и откидного болта. Поворотный кронштейн позволяет производить замену маховиков без снятия привода, а также снятие или установку последнего при демонтаже и монтаже на устье скважины.

Полуавтоматический спайдер состоит из разрезного корпуса спайдера, блока клиньев, рукоятки управления и хомута. В корпусе спайдера имеются три цилиндрические расточки (желоба), выполненные под углом к оси спайдера. К корпусу спайдера приварен кронштейн для установки вращателя с помощью болтов и оси.

Для совмещения установки в рабочем положении со спайдером имеется фиксатор на вращателе и паз на спайдере.

При производстве спускоподъемных работ колонна насосно-компрессорных труб под муфты заклинивается в полуавтоматическом спайдере. Ключ надвигается на колонну труб вращением вокруг оси, при этом фиксатор скользит по поверхности корпусов спайдера, доходит до упора и под действием пружины входит в паз. Надевается машинный ключ на трубу. Включением привода кнопочным постом управления осуществляется вращение водила в нужную сторону, при этом машинный ключ свинчивает или развинчивает трубу.

На базе ключа КМУ-32 также используется гидроприводной ключ КМУ-ГП, который применяется на гидрофицированных самоходных ремонтных агрегатах. Максимальный крутящий

момент для КМУ-32 и КМУ-50 составляет 4410 Н·м, что позволяет работать с НКТ диаметром 48, 60, 73, 89 мм.

Для свинчивания и развинчивания насосных штанг используется автоматический штанговый ключ типа АШК-ТМ с приводом от электродвигателя мощностью 0,75 кВт. Аналогичный автоматический штанговый ключ типа АШК-Г в качестве привода имеет гидромотор с максимальным вращающим моментом 0,98 кН·м.

Ишимбайским машиностроительным заводом освоен новый комплекс инструментов и приспособлений, позволяющий существенно повысить эффективность и качество ремонтных работ.

Вкладная серьга СВ-10 (рис. 9.21) предназначена для проведения монтажа и демонтажа на устье с применением элеватора типа ЭТА. Серьга представляет собой катушку под захват НКТ диаметром 73 мм. На торце катушки выполнена петля серьги для пропуска монтажного троса.

Подъем тяжелого оборудования производится с помощью элеватора типа ЭТА путем его штатного нагружения через захватный узел и катушку вкладной серьги. Таким образом, исключается широко распространенная эксплуатация элеватора для подъема тяжестей, например путем закрепления монтажного троса к рукоятке, стойке корпуса, челюстям и т.п. Это должно привести к снижению травматизма персонала, в том числе скрытого, и способствовать повышению культуры производства и сохранности оборудования.

Комплекс оборудования и инструмента для спуска-подъема штанг (КОИШ) предназначен для производства спускоподъемных операций (СПО) со штангами по одноэлеваторной технологии – с помощью одного, постоянно подвешенного к талевому блоку элеватора и устьевой откидной вилки для посадки колонны штанг.

Комплекс состоит из следующих подкомплексов оборудования и инструмента (рис. 9.22):

1. Подвесной подкомплекс включает элеватор типа ЭТА-П, вкладную серьгу и штанговый элеватор под “квадрат” штанги.

Элеватор ЭТА-П представляет серийный трубный элеватор, замок которого блокируется после установки в его захват вкладной серьги с подвешенным к ней штанговым элеватором.

Вкладная серьга СВ-10ЭТА представляет собой катушку под захват НКТ диаметром 73 мм, на торце которой выполнена петля серьги. Вдоль оси катушки имеется паз для пропуска серьги штангового элеватора.

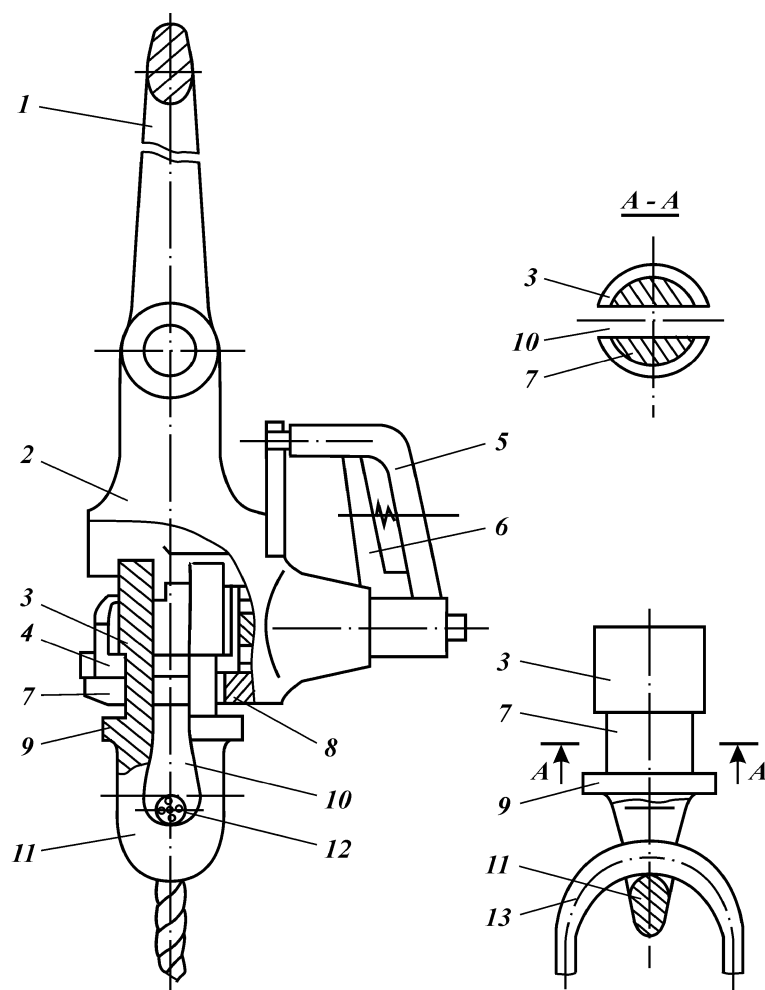
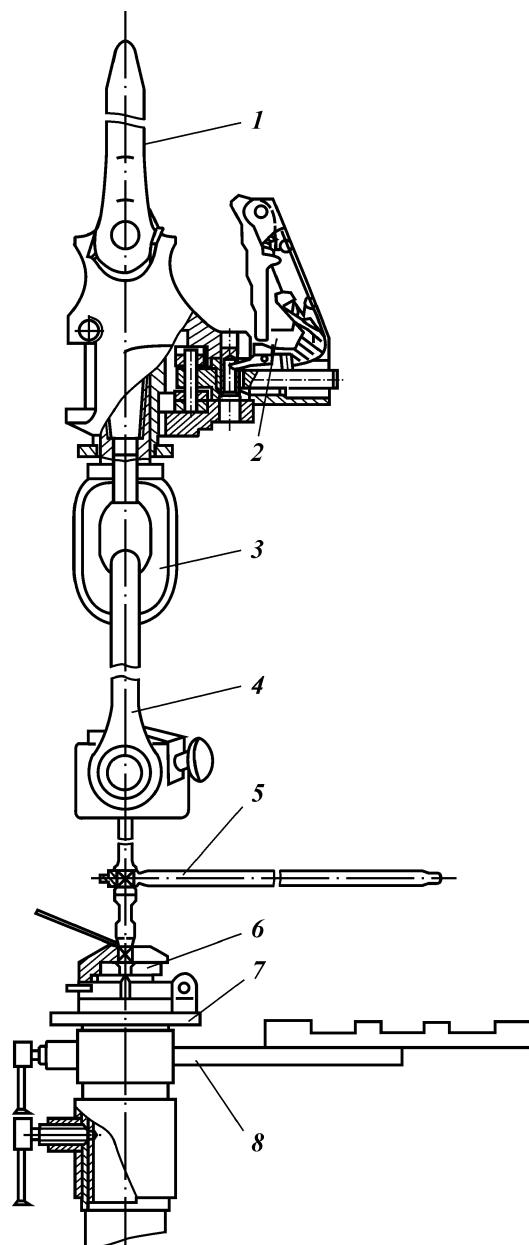


Рис. 9.21. Элеватор типа ЭТА с вкладной серьгой СВ-10:

1 – серьга элеватора; 2 – корпус элеватора; 3, 9 – бурты упорные; 4 – челюсти; 5 – рукоятка; 6 – рычаг управления; 7 – стержень; 8 – упор; 10 – вырез; 11 – серьга; 12 – трос монтажный; 13 – штанговый элеватор

Таким образом, в описываемом подкомплексе система подвески штангового элеватора к талевому блоку состоит из следующей силовой цепочки: ЭТА-П с блокируемым замком – вкладная серьга СВ-10ЭТА – штанговый элеватор, которая обладает необходимой гибкостью на сторону и, кроме того, допускает

Рис. 9.22. Комплекс инструмента для спуска-подъема штанг по одно-элеваторной технологии:
 1 – элеватор типа ЭТА-П с заблокированным замком; 2 – блокирующий шплинт; 3 – серьга вкладная СВ-10ЭТА; 4 – элеватор штанговый для захвата за квадрат штанг; 5 – ключ штанговый ручной; 6 – ключ стопорный для штанг; 7 – подставка с откидной вилкой для установки на устьевой тройник; 8 – поворотный стол для инструмента



вращение штангового элеватора вместе с вкладной серьгой относительно элеватора. По этим причинам для подвески штангового элеватора к талевому блоку не требуется ни вспомогательного (промежуточного) штропа, ни штангового малогабаритного крюка с осевым подшипником, а достаточно иметь на талевом блоке элеватор типа ЭТА-П. Понятно, что монтаж и демонтаж штангового элеватора КОИШ на рабочем месте производится просто путем установки и съема вкладной серьги в серийный захватный узел ЭТА-П.

2. Устьевой подкомплекс для посадки колонны штанг состоит из корпуса, на верхнем торце которого выполнено коническое гнездо-седло. В это седло садится откидная вилка с подхваченной штангой. Кроме того, на торце корпуса размещены упоры для фиксации стопорного ключа. К корпусу прикреплен кронштейн со столиком для укладки штанговых ключей. Столик может быть ориентирован относительно рабочего места в нужном положении.

Отметим такое отличие КОИШ от обычной двухэлеваторной технологии СНО, при которой оператор в одной руке держит стопорный ключ, а в другой – ведущий штанговый. При помощи КОИШ работа по свинчиванию-развинчиванию, а также закреплению-раскреплению резьбового соединения может выполняться путем прикладывания к рукоятке ведущего ключа полной физической возможности работающего, так как его рука свободна от стопорного ключа, который в данном случае зафиксирован относительно корпуса. Последнее обстоятельство дает возможность обеспечивать докрепление резьбовых соединений штанг с рекомендованными моментами затяжки, составляющими около 47 кг·м для штанг диаметром до 19 мм и 77 кг·м – для штанг диаметром 22 мм и более.

Основное преимущество КОИШ по сравнению с двухэлеваторной традиционной технологией СПО – повышение качества сборки штанговой колонны путем затяжки ее резьб надлежащими крутящими моментами.

3. Подкомплекс для герметизации устья в случае опасности нефтегазопроявлений. Он совмещен с корпусом устройства, в котором установлено герметизирующее седло со специальной резьбой с крупным шагом. Герметизация комплекса осуществляется путем установки пробки с уплотнительным элементом в корпус, где она фиксируется резьбой, для чего достаточно завернуть пробку на 2–3 оборота. Пробка может быть установлена при наличии в НКТ штанг, а также при их отсутствии. Кроме того, если НКТ свободна от штанг, пробка может быть установлена или снята вручную, без талевого меха-

низма, например при поломке или отсутствии подъемного агрегата.

4. Подкомплекс включает набор вспомогательных принадлежностей и инструментов, а именно:

- монтажно-демонтажный шток, предназначенный для монтажа и демонтажа сальникового штока с канатной подвеской;
- подкладная вилка для монтажно-демонтажных работ;
- узел герметизирующей пробки для перекрытия устья НКТ (см. п. 3);

В промышленной практике часто встречаются случаи подъема труб, заполненных жидкостью. При этом скважинная жидкость изливается на устье, загрязняя рабочее место у устья, окружающую среду, затрудняя ремонтные работы, особенно в зимнее время. Вместе с тем бывают случаи, когда по тем или иным причинам невозможно восстановить циркуляцию жидкости в скважине.

Для решения этих проблем находит применение специальный инструмент для ремонта скважин – скважинный пробойник для НКТ типа ОСА конструкции Вагапова (рис. 9.23) (табл. 9.9).

Пробойник предназначен:

- для сообщения полости труб с забоем скважины путем пробивки стенки НКТ без использования в подземном оборудовании дополнительных устройств, таких как разрушаемые болты и диафрагмы, управляемые и съемные клапаны и др.;

- для резки прихваченной в скважине колонны НКТ.

Позволяет:

- восстановить циркуляцию жидкости в скважине в практике ремонта освоения скважин;

- обеспечить глушение скважины в случае, когда невозможно создать циркуляцию другими методами;

- предотвратить случаи подъема труб с жидкостью и тем самым защитить персонал от излива пластовой жидкости на устье, выделения сероводорода и других веществ;

- повысить производительность, культуру производства, безопасность труда при ремонте скважин, снизить загрязнение окружающей среды;

- быстро, безопасно и качественно осуществлять резку труб НКТ в скважине.

Инструмент выпускается в двух модификациях:

- свободного сбрасывания или с использованием канатной техники с приводом от столба жидкости (см. рис. 9.23, а);

- опускаемый на штангах (см. рис. 9.23, б).

В колонну НКТ сбрасывается, опускается на проволоке или

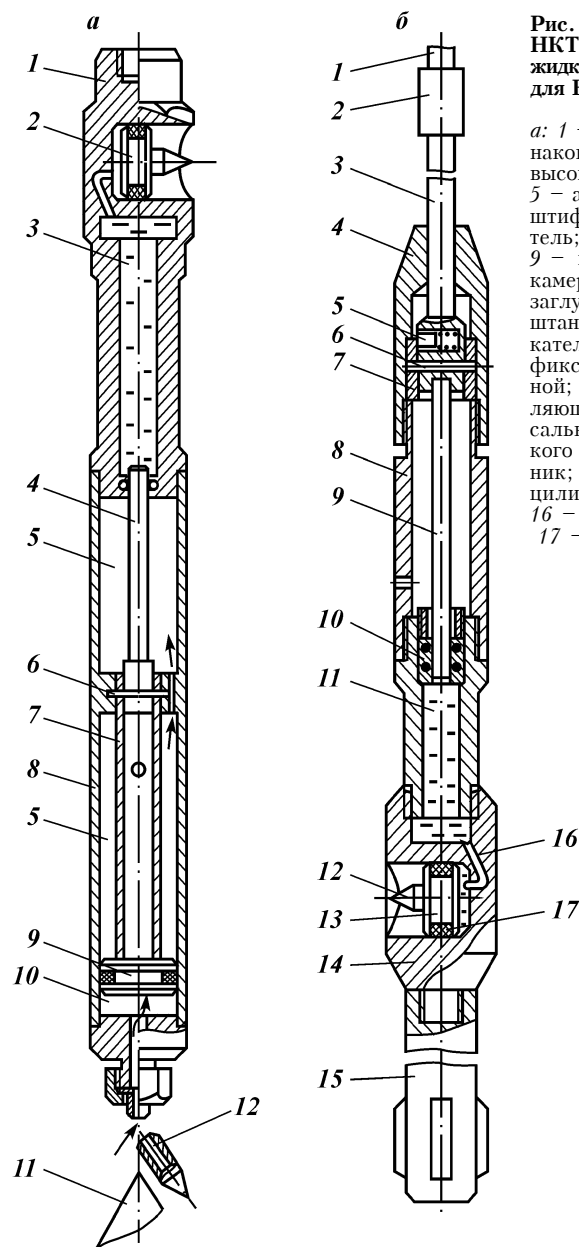


Рис. 9.23. Пробойник для НКТ с приводом от столба жидкости (§) и пробойник для НКТ веса штанговой колонны (·):

a: 1 – корпус; 2 – поршень с наконечником; 3 – камера высокого давления; 4 – шток; 5 – атмосферная камера; 6 – штифт срезной; 7 – толкатель; 8 – цилиндр привода; 9 – поршень привода; 10 – камера; 11 – груз-упор; 12 – заглушка; *б:* 1 – насосная штанга; 2 – муфта; 3 – толкатель; 4 – крышка; 5 – фиксатор; 6 – штифт срезной; 7 – втулка; 8 – направляющая; 9 – шток; 10 – сальник; 11 – камера высокого давления; 12 – наконечник; 13 – поршень; 14 – цилиндр; 15 – груз-упор; 16 – канал гидравлический; 17 – уплотнительное кольцо

Таблица 9.9

Техническая характеристика пробойника

Показатели	ПСТ-60С	ПСТ-73С	ПСТ-60Ш	ПСТ-73Ш
Типоразмер пробиваемой трубы, мм	60×5,0	73×5,5	60×5,0	73×5,5
Способ спуска в скважину	Свободное сбрасывание на канатной технике		На колонне насосных штанг	
Источник энергии	Давление столба жидкости		Вес штанговой колонны	
Габариты, мм:				
длина	900	1095	820	1140
диаметр наибольшего сечения	47	57	47	57
Масса, кг, не более:				
пробойника	8	12	6	11
полного комплекта	11	17	9	15

штангах инструмент. После достижения необходимого интервала из корпуса инструмента выходит жало и после пробивки отверстия в НКТ автоматически утапливается в корпусе.

При спуске инструмента на штангах возможно пробивание множества отверстий в одном сечении, т.е. осуществляется резка труб.

Преимущества инструмента:

отверстие пробивается без применения пороха, электрокабеля, механического или гидравлического канала для подачи энергии для его работы;

инструмент прост в управлении и обслуживании, надежен и безопасен, может использоваться многократно. Не требует применения специальной техники и высококвалифицированного персонала. Все работы выполняются бригадой самостоятельно;

инструмент высокоэффективен. Даже один случай выполнения на скважине сложного ремонта с использованием пробойника, позволивший восстановить работу скважины без серьезного загрязнения окружающей среды, окупает все затраты на его приобретение.

При проведении ремонтных работ широкое применение получили пакеры, предназначенные для изоляции затрубного пространства.

Пакеры выпускаются следующих типов:

ПВ – перепад давления направлен вверх;

ПН – перепад давления направлен вниз;

ПД – перепад давления направлен вниз и вверх.

По принципу действия пакеры могут быть: механические М, гидравлические Г и гидромеханические ГМ.

По способу установки в скважину пакеры делятся на устанавливаемые на трубах или на канате.

Пакеры могут быть извлекаемые и неизвлекаемые. Последние еще называют разбуриваемыми.

Основным элементом пакера является уплотняющий элемент, который может быть:

расширяющимся под действием осевой нагрузки, создаваемой или весом колонны, или избыточным давлением, действующим на поршень;

расширяющимся под действием внутреннего избыточного давления. Пакеры с таким элементом называют надувными; самоуплотняющимися, т.е. в виде манжеты.

Элемент должен находиться в контакте с обсадной колонной даже при спуске, поэтому уплотнительный элемент быстро выходит из строя.

По количеству проходных каналов пакеры могут быть одно- и двухствольными. Первые предназначены для работы с одной колонной труб, вторые – с двумя. Двухствольные пакеры могут быть с параллельным и концентричным расположением стволов.

При работе пакера в скважине необходим его упор. По типу упоров пакеры могут быть с упором через шлицсовый захват за обсадную колонну и стык обсадных колонн в муфтовом соединении, а также с упором на забой.

Основными параметрами пакера является его наружный диаметр и выдерживаемый им перепад давления. Большую роль играет зазор между наружным диаметром пакера и обсадной колонной. Слишком большой зазор улучшает проходимость пакера до места его установки, но зато ухудшает его герметизирующую способность. Поэтому выбирается оптимальный зазор.

При работе пакера на него действуют большие осевые нагрузки, вызывающие сильную деформацию уплотнительных элементов. При таких нагрузках резина затекает в зазор, что может привести к заклиниванию пакера и трудностям по его извлечению. Исходя из этого, обычно выполняют второй уплотнительный элемент, основная функция которого – предотвратить затекание резины.

Установка пакера в требуемом интервале подразумевает или проведение различных манипуляций с трубами, или же увеличение давления в трубах путем предварительного перекрытия ствола пакера шариком, сброшенным в трубы с поверхности.

Пакер типа ПВМ механический, воспринимающий перепад давления, направленный вверх, опускаемый на трубах (табл. 9.10). При посадке пакера необходимо вращать колонну труб.

Таблица 9.10

Техническая характеристика пакера типа ПВМ

Показатель	ПВМ-122-50	ПВМ-140-50
Наружный диаметр, мм	122	140
Максимальный перепад давлений, МПа	5	5
Диаметр проходного отверстия, мм	50	62
Присоединительная резьба, мм:		
верхняя левая, по ГОСТ 631-75	73	89
нижняя, по ГОСТ 633-80	60	73
Габариты, мм:		
диаметр	140	160
длина	870	920
Масса, кг:		
пакера	27	37,4
полного комплекта	34	47,4
Максимальная температура рабочей среды, °С	100	100

Таблица 9.11

Техническая характеристика якоря

Показатель	2ЯГ-118-50	2ЯГ-136-50	2ЯГ-118-50КЗ	2ЯГ-136-50КЗ
Наружный диаметр, мм, не более	118	136	118	136
Перепад давления, МПа, не более	50	50	50	50
Диаметр проходного отверстия, мм, не менее	50	62	50	62
Температура рабочей среды, °С, не более	150	150	150	150
Длина, мм, не более	480	490	480	490

При эксплуатации на пакер действуют большие осевые нагрузки, достигающие десятков тонн. При таких нагрузках необходимо принимать специальные меры по предотвращению скольжения пакера относительно обсадной колонны. Для этих целей используют устройства, называемые якорями.

Якорь гидравлический (табл. 9.11) предназначен для удержания пакера на месте установки при проведении в скважинах ремонтных работ и операций по воздействию на пласт.

9.3. Текущий ремонт скважин

Работы, выполняемые при текущем ремонте скважин, можно подразделить на следующие группы (рис. 9.24):

подготовительные работы, включающие переезд бригады текущего ремонта, глушение скважины (в случае, если ремонт производится при открытом устье), размещение комплекса

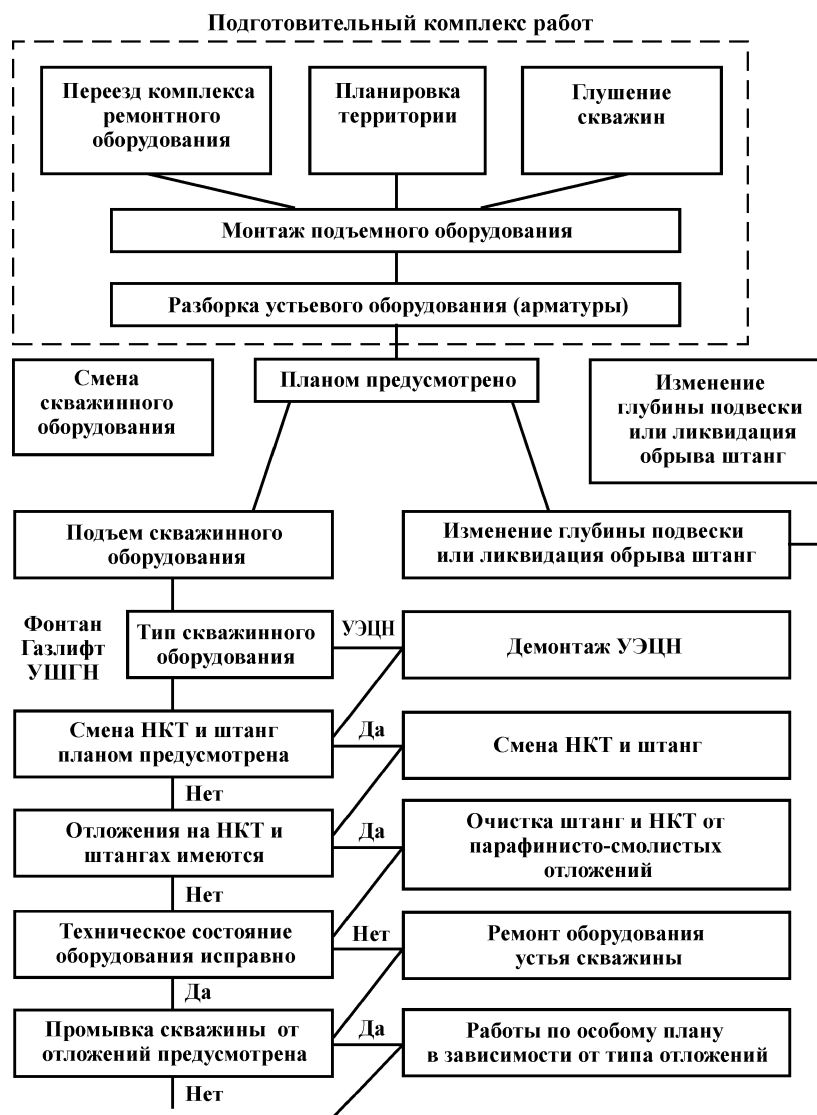


Рис. 9.24. Последовательность выполнения работ при текущем ремонте скважин

оборудования на устье скважины и его монтаж, подготовку к работе, разборку устьевого оборудования;

непосредственно сами ремонтные работы, основной объем которых занимают спускоподъемные операции;



заключительные работы, включающие сборку оборудования устья, запуск скважины в работу и ее сдачу в эксплуатацию, очистку оборудования и инструмента от загрязнений при ремонте скважины, демонтаж оборудования, очистку территории рабочей зоны.

Работы выполняются бригадой в соответствии с планом на текущий ремонт скважины (табл. 9.12) [13].

Таблица 9.12

Типовой **табель** **технического** **оснащения** **бригады**
текущего **ремонта** **скважин**

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
Элеваторы трубные, для труб диаметром:	ЭТА, ЭЗН, ЭГ, ЭТАР	Шт.	2
60 мм		“	2
73 мм		“	2
89 мм		“	2
102 мм		“	2
Элеваторы трубные вспомогательные (двухштропные) для труб диаметром:	ЭХЛ, ЭТАД		
60 мм		“	1
73 мм		“	1
89 мм		“	1
102 мм		“	2
Элеваторы штанговые грузоподъемностью:			
5 т	ЭШН-5	“	2
10 т	ЭШН-10	“	2
Ключи трубные для работы с АПР-2ВБ для труб условным диаметром:	КТУ		
60 мм		“	2
73 мм		“	2
89 мм		“	2
102 мм		“	2
Ключи трубные	КТГ, КГД, КТДУ	“	3 (каждого типоразмера) То же
Ключи трубные шарнирные	КТНД		
Ключи трубные цепные	КЦН, КЦО	“	3
Ключи штанговые для работы с АШК	КШ или КШН	“	2 (каждого типоразмера)
Безопасный штанговый ключ	КШК	“	1
Ключи для отвинчивания сработанных штанговых муфт	—	“	2
Ключи для фонтанной арматуры	—	“	5
Талевой блок	БТН-15, БТН-50, БТН-25	“	1
Трубный крюк	КН-50, КН-25	“	1
Штанговый крюк	КН-5, КН-10, КН-15	“	1
Штропы (грузоподъемностью 28, 32, 50, 80 т)	ШЭ, ШЭН, ШБЭУ	Пара	1
Автомат для свинчивания и развинчивания НКТ	АПР-2ВБ, АПР-2ГП	Шт.	1
Автомат для свинчивания и развинчивания насосных штанг	АШК-Т, МШТК, АШК-М	“	1
Индикатор массы	ГИВ-2, ГИВ-6, ГИВ-1	“	1

Продолжение табл. 9.12

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
Патрубок подъемный для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	—	Шт.	1 (каждого типоразмера)
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	—	“	2 (каждого типоразмера)
Шаблоны для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	—	“	1 (каждого типоразмера)
Щетка для чистки резьбы	—	“	2
Лоток для вывода труб на мостки	—	“	1
Подставка для труб (козелок)	—	“	1
Строп для монтажа и демонтажа АПР-2	—	“	1
Строп канатный вспомогательный	—	“	—
Крючок вспомогательный	—	“	3
Фланец-воронка для направления труб при спуске в скважину	—	“	1
Направляющая воронка для спуска насосных штанг	—	“	1
Вилка для подтаскивания НКТ	—	“	2
Вилка подкладная для каждого диаметра труб (НКТ диаметром 48, 60, 73, 89 мм)	—	“	1
Юбка для предотвращения разбрызгивания промывочной жидкости	—	“	1
Приспособление для рубки каната и штанг	—	“	1
Приспособление для откидывания головки балансира станка-качалки	—	“	1
Переводник с быстроразъемным соединением с НКТ	—	“	2
Хомут-элеватор для ЭЦН (на каждый размер УЭЦН)	—	“	2 (каждого типоразмера)
Плоскогубцы специальные для установки поясов, крепящих электрокабель к трубам	—	“	2
Специальный крючок для снятия поясов, крепящих электрокабель к трубам	—	“	2

Продолжение табл. 9.12

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
Специальный крючок для оттягивания электрокабеля	—	Шт.	1
Ящик для укладывания в него поясов	—	“	1
Подвесной ролик для кабеля ЭЦН	—	“	1
Переводники трубные	—	“	3 (каждого типоразмера)
Переводники штанговые	—	“	То же
Штанга метровая	—	“	1
Штанга посадочная	—	“	1
Зажим для захвата полированного штока	—	“	1
Ключ для открывания и закрывания задвижек	—	“	1
Подставка (катушка разрезная) для ЭПН	—	Комплект	1
Прокладки разные	—	м	5
Шланг для заливки воды в скважину	—	Шт.	11
Клиновaя подвеска к: АПР (1,5” – 2,5”)	—	“	2
АПР 3”	—	“	2
КМУ (1,5” – 2,5”)	—	“	2
КМУ 3”	—	“	2
Штангодержатель разрезной	—	“	1
Набор полуштанг для подгонки, посадки насоса	—	Комплект	1
Столик инструментальный	—	Шт.	2
Штангоуловитель	—	“	1 (каждого типоразмера)
Агрегат подъемный с комплектом оборудования	—	“	1
Передвижные полы-мостки (мостки для НКТ)	—	“	1
Аварийная планшайба (противовыбросовая арматура)	—	“	1 (на каждый размер трубы)
УГУ на все виды арматуры	—	“	1
Разборная площадка рабочая (приустьевая площадка)	—	“	1
Емкость для долива (объем выбирается в зависимости от конкретных условий)	—	“	1

Продолжение табл. 9.12

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
<i>Вспомогательный инструмент и приспособления</i>			
Кувалда металлическая	—	Шт.	1
Кувалда омедненная	—	“	2
Молоток омедненный	—	“	1
Секач	—	“	1
Метр складной	—	“	1
Рулетка складная 20 м	—	“	1
Уровень	—	“	1
Тиски параллельные	—	“	1
Слесарный инструмент ¹	—	Комп-лект	1
Шприц-масленка	—	Шт.	1
Штангенциркуль	—	“	1
Сухари к ключам трубным	—	“	1
Плашки к автомату АПР (КМУ) для труб условным диаметром:	—	“	2 (каждого типоразмера)
1,5”	—	“	3
2”	—	“	6
2,5”	—	“	6
Кольца уплотнительные	—	“	3 (каждого типоразмера)
Быстросъемные гайки	—	“	3
Ключи омедненные рожковые	—	“	1
Головки (размер 28–56 мм)	—	“	1
Монтировка	—	“	3
Сальники к устройствам СУСГ-2А	—	“	10
Автокабеленаматыватель УНРКТ-2М	—	“	1
Поддон к кабеленаматывателю	—	“	1
Экранирующий колпак (для предохранителя фонтанной арматуры)	—	“	2
Лента ФУМ	—	“	1
Электрощит	—	“	1
Индикатор напряжения	—	“	1
Ареометр	АГ-ЗПП	“	1
Манометр	—	“	1
<i>Бытовое оборудование, материалы, инвентарь. Средства защиты и безопасности</i>			
Бытовой передвижной вагончик (кульбуда) с оборудованием и сушилкой	—	Шт.	1
Инструментальная будка	—	“	1
Щетка для очистки и мойки рабочей площадки	—	“	1

Продолжение табл. 9.12

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
Мегомметр	—	Шт.	1
Помазок для смазыва- ния резьбы труб	—	“	1
Пила поперечная	—	“	1
Топор	—	“	1
Гвоздодер	—	“	1
Лопата совковая	—	“	2
Лопата штыковая	—	“	2
Лом	—	“	3
Каска защитная с под- шлемником	—	“	1 на каждого члена бригады
Пояс предохранитель- ный	—	“	2
Перчатки диэлектри- ческие	—	Пар	2
Очки защитные	—	Шт.	4
Подставка диэлектри- ческая	—	“	2
Аптечка медицинская	—	“	1
Противогаз фильт- рующий	—	“	1 на каждого члена бригады
Спецодежда дежурная	—	Комп- лект	2
Термосы для горячей пищи	—	Шт.	3
Бачок с фонтанчиком для питьевой воды	—	“	1
Кружка	—	“	1
Ведро	—	“	3
Умывальник	—	“	1
Электрическая плита	—	“	1
Электрообогреватель масляный взрывоза- щитный (1 кВт) для обогрева культбудки	—	“	4
Плафоны взрыво- безопасные	ВЗГ	Комп- лект	3
Плакаты по технике безопасности	—	“	1
Таблички предупреж- дающие	—	“	Необходимое коли- чество
Флажки красные пре- дупреждающие	—	“	1
Противопожарный инвентарь	—	“	1
Прожектор	ПЭС-35, ПЭС-45	Шт.	4
Аварийное освещение ² (аккумуляторные фона- ри)	—	“	2
Электрокабель для под- ключения культбудки, инструментальной буд- ки, управления АПР и КМУ	—	м	120
Стойка для подвешива- ния электрокабеля	—	Шт.	7

Продолжение табл. 9.12

Наименование	Шифр	Ед.изм.	Количество на одну бригаду
Стойки-подставки под кабель ЭЦН при спуске	—	Шт.	5–7
Приспособления для электрозаземления	—	“	3
Радиостанция ³	—	“	1
Набор шпилек	M16, M18, M20, M24	“	По 12
Паронит	—	кг	2
Канат пеньковый	—	м	40
Смазка для НКТ	Заказываются и обеспечиваются через ЦТРС в соответствии с нормами расхода		
Солидол			

¹ В набор слесарного инструмента входят: ключи гаечные 14×17, 17×19, 22×27, 27×32, 32×36, 42×55; ножовка по металлу; напильники разные; зубило; отвертки разные; плоскогубцы; молоток.

² При отсутствии электросети и в аварийных ситуациях.

³ При отсутствии телефонной связи.

Таблица 9.13

СОГЛАСОВАНО
Старший геолог

УТВЕРЖДАЮ
Старший инженер

ПЛАН-ЗАКАЗ НА ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ №

Месторождение _____
 ЦДНГ № _____ Нефтегазодобывающее предприятие _____
 Категория опасности нефтегазопро- _____ Дата последнего ре-
 явления _____ монта _____
 Диаметр эксплуатационной колонны _____ мм,
 глубина _____ м, толщина стенки _____ мм
 Интервал перфорации _____ м
 Искусственный забой _____ м, дата замера _____
 Пластовое давление _____ МПа, дата замера _____
 Буферное давление _____ МПа, дата замера _____
 Дебит жидкости _____ м³/сут, дата замера _____
 Обводненность _____ %, дата отбора пробы _____
 Динамический уровень _____ м, дата замера _____
 Коэффициент продуктивности _____ т/(сут·МПа),
 дата расчета _____
 Плотность пластовой воды _____ кг/м³, дата отбора пробы _____
 Причина ремонта _____

ПЛАН РАБОТЫ

Старший технолог _____

Каждая бригада текущего ремонта должна иметь в наличии минимальный перечень оборудования, инструментов, приспособлений, спецодежды, необходимый для безопасной и эффективной работы (табл. 9.13) [13]. Данный перечень не реже чем в 5 лет может пересматриваться для включения инструментов, оборудования и материалов новых типов. Перечень может быть адаптирован к конкретным специфическим условиям ремонта.

Типовой таблицей технического оснащения цеха текущего ремонта скважин (табл. 9.14) [13] включает минимально необходимое оборудование, инструменты и приспособления для обеспечения эффективной работы бригад текущего ремонта скважин.

Таблица 9.14

Типовой таблицей технического оснащения цеха текущего ремонта скважин

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Овершот	ОЭ-2, ОЭ-60-146, ОЭ-73-168	Комплект	7–10
Комбинированный штанговый ловитель	ЛКШТ-168, ЛКШ-114	“	7–10
Комбинированный штанговый ловитель	ШК-47-19, ШК-57-22, ШК-69-36, по ТУ26-02-590-75	“	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	–	Комплект	6–10
Промывочный комплекс:		“	3
вертлюг	ВП-50, ВП-80		
сальник промывочный	4ВП-50, ВПГ-3		
шланг для промывки емкости, желобная система			
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	Шт.	5–10
Превентор малогабаритный	ППР-180×21	“	5–10
Превентор плашечный	ПП-180×35, ПП-180×35К2	“	5–10
Превентор универсальный	ПУ1-180×35К2	“	5–7
Дроссель регулируемый	ДР-80×35, ДР-80Г×35Г, ДР-80Г×35	“	4–6
Сварочный пост	–	Комплект	2
Элеваторы трубные для труб диаметром:	ЭТА, ЭЗН, ЭГ, ЭТАР		
48 мм		Шт.	6–10
14 мм		“	6–10

Продолжение табл. 9.14

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Ключи трубные для труб диаметром: 48 мм 14 мм	КТГУ, КТДУ, КСМ	Шт.	6-10 6-10
Ключи гидравлические	КПП	“	4
Оттяжной ролик	—	“	2
Сварочный пост	—	“	2
Манжеты для головки обратной промывки диаметром 2”, 2,5”, 3”, 4”	—	“	1 (каждого диаметра)
Барaban для тартального каната	—	“	2-5 на цех
Элеваторы трубные вспомогательные (двухштропные) для труб диаметром: 48 мм 114 мм	ЭХЛ, ЭТАД	“	6-10 6-10
Полированный шток	—	“	5
Электростанция ¹	ПЭС-15, ДЭЦ-10, Г-731, ДГА-2Э16, ДГА-5-24	“	2 на цех
Мундштук (перо) для промывки скважин	—	“	5-10
Шланг гофрированный диаметром 4”	—	“	2-4
Патрубок подъемный для НКТ диаметром 48, 114 мм	—	“	5-10 (каждого типоразмера)
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 48, 114 мм	—	“	5-10 (каждого типоразмера)
Шаблоны для НКТ диаметром 48, 114 мм	—	“	5-10 (каждого типоразмера)
Обратный клапан	—	“	5-10
Труболовки для труб диаметром 48, 60, 73, 89 мм для работы в колоннах диаметром 146, 168 мм:			
внутренние	—	“	6-10
наружные	—	“	6-10
Передвижной сварочный агрегат типа АСД-300 на базе трактора “Беларусь” с комплектом для газорезки	—	“	3
¹ 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 по необходимости.			

При добыче нефти из скважин, призабойная зона которых сложена слабосцементированными породами, возможны вынос песка и образование песчаных пробок. Это приводит к нарушению режима ее эксплуатации, уменьшению или прекращению подачи нефти. Пробки могут образовываться в НКТ и эксплуатационной колонне. В некоторых случаях их мощность может достигать нескольких сотен метров.

Для удаления песчаных пробок применяют различные способы. Например, способ их удаления при помощи простой желонки, которую спускают в скважину на канате, и за 10–15 м до пробки лебедку растормаживают. В результате удара клапан открывается и некоторое количество песка входит в желонку. В процессе подъема ее клапан закрывается. Освобожденную на поверхности желонку вновь спускают в скважину.

Кроме простой желонки, используются поршневые желонки (рис. 9.25), принцип действия которых следующий. При спуске желонки поршень 6 занимает верхнее положение, а после достижения пробки под действием силы тяжести штока 4 опускается вниз. Крайние положения хода поршня 6 ограничивают пружины 1 и 3. При крайнем нижнем его положении жидкость проходит из нижней части желонки в верхнюю через отверстия в поршне. При подъеме поршня 6 все отверстия в нем закрываются общей крышкой 5, свободно насаженной на стержень 7. В этом случае сначала приподнимается шток 4, а корпус 2 остается на месте до тех пор, пока поршень не дойдет до верхнего положения. При его движении под ним создается вакуум и песок засасывается внутрь желонки.

Применяют также автоматические желонки, которые работают за счет резкого перепада давления в рабочей полости желонки.

Иногда песчаные пробки разбуривают при помощи беструбного гидробура, который спускают в скважину на стальном канате.

Гидробур (рис. 9.26, *а*) состоит из долота 6 ударного типа для разрушения пробки, желонки 5, плунжерного насоса 1 для циркуляции жидкости в зоне удаления пробки.

Принцип действия гидробура следующий. После упора инструмента на забой плунжер насоса 2 под действием собственного веса и силы инерции движется вниз, вытесняя жидкость из корпуса 3 через отверстия клапана 4. При подъеме инструмента (рис. 9.26, *б*) плунжер перемещается вверх, в результате чего жидкость всасывается из корпуса желонки 8 через клапан 9. При этом в желонку через трубу 7 всасывается жидкость с частицами песка, которые после выхода из трубы 7

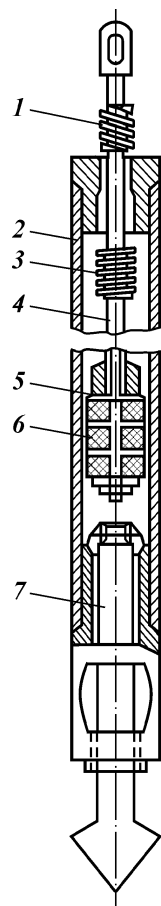


Рис. 9.25. Поршневая желонка

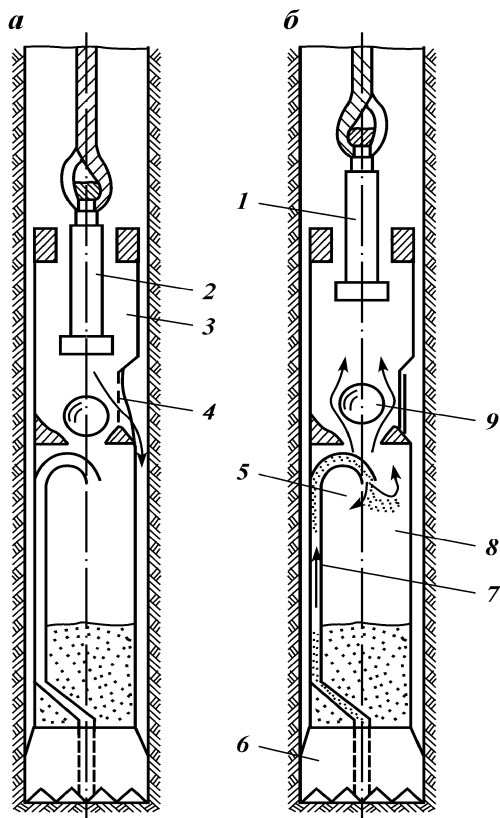


Рис. 9.26. Схема работы беструбного гидробура

оседают на дне желонки. Для удаления песка из желонки на поверхности необходимо снять долото.

Способы очистки скважин от песчаных пробок желонками и гидробурами малоэффективны и применяются для неглубоких скважин при небольшой мощности пробок.

Более рационален способ очистки скважины от песчаных пробок промывкой их водой, нефтью или другой промывочной жидкостью.

В скважину до пробки спускают промывочные трубы. Через

эти трубы или в затрубное пространство прокачивают под давлением жидкость. Под действием гидромониторного эффекта струи пробка размывается и песок со струей жидкости поднимается по затрубному пространству (или по трубам) на поверхность. По мере вымывания пробки промывочные трубы спускают на полную длину трубы. После размыва пробки скважину промывают до относительно чистой жидкости, выходящей из скважины.

Способы промывки подразделяются на прямые, обратные и комбинированные в зависимости от направления ввода жидкости в скважину.

Выбор промывочной жидкости зависит от геолого-эксплуатационной характеристики продуктивного пласта. Наиболее удобный промывочный агент – вода. Однако во многих случаях ее использование может осложнить освоение и эксплуатацию скважины. Иногда применяют нефть и реже промывочную жидкость (при промывках скважин с высоким пластовым давлением). При сильных поглощениях промывочной жидкости используют аэрированную жидкость.

При проведении промывки устье скважины обвязывают специальной арматурой. Для промывки скважин применяют буровые насосы или передвижные насосные агрегаты УК-100×200 и АЗИНМАШ-32М.

Приведем гидравлический расчет промывки песчаных пробок, который состоит в определении продолжительности промывки, потерь напора, давления на выкиде промывочного насоса, затрачиваемой мощности.

При промывке скорость выходящего потока жидкости должна быть больше скорости свободного падения наиболее крупных частиц песка в этой жидкости.

Скорость подъема размытого песка

$$v_{\Pi} = v_{\text{в}} - w,$$

где $v_{\text{в}}$ – скорость восходящего потока жидкости; w – скорость падения наиболее крупных частиц в жидкости:

Диаметр частиц песка, мм	0,3	0,25	0,2	0,1	0,01
Скорость падения частиц песка, см/с	3,12	2,53	1,95	0,65	0,007

Время, необходимое для подъема размытой песчаной пробки с глубины H ,

$$t = H/v_{\Pi}.$$

Допускаемые глубины промывки определяются в зависимости от давления на выкиде промывочного насоса, которое долж-

но быть достаточным для преодоления всех гидравлических сопротивлений.

Общее гидравлическое сопротивление как при прямой, так и при обратной промывке

$$h_{\text{общ}} = h_1 + h_2 + h_3 + h_4,$$

где h_1 – сопротивление при движении нисходящего потока жидкости; h_2 – сопротивление при движении восходящего потока жидкости; h_3 – потеря напора для уравнивания разности удельных весов жидкости в трубах и затрубном пространстве; h_4 – потери напора в вертлюге и шланге.

Прямая промывка водой. Гидравлическое сопротивление при движении жидкости внутри НКТ

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_n} \frac{v_n^2}{2g},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления:

Номинальный диаметр НКТ, мм	48	60	73	89	102	114
λ	0,04	0,037	0,035	0,034	0,033	0,032

H – глубина скважины; d_n – внутренний диаметр НКТ, м; v_n – скорость исходящего потока жидкости, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Гидравлическое сопротивление при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D - d_n} \frac{v_n^2}{2g},$$

где φ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлического сопротивления от содержания песка в жидкости, равный 1,1–1,2; λ – коэффициент гидравлического сопротивления при движении воды в кольцевом пространстве (определяется по диаметру труб, эквивалентному разности диаметров D и d_n); D – внутренний диаметр обсадной колонны, м; d_n – наружный диаметр НКТ, м; v_n – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве.

Добавочный напор из-за разности статических напоров в НКТ и затрубном пространстве (ввиду наличия песка)

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \left[\frac{\rho_n}{\rho} \left(1 - \frac{w}{v_n} \right) - 1 \right],$$

где m – объем пустот между частицами песка в жидкости, рав-

ный 0,3–0,45; F – площадь сечения обсадной колонны, м²; l – высота промывочной пробки по длине одной трубы, м; f – площадь сечения кольцевого пространства при прямой промывке и сечения НКТ при обратной, м²; ρ_n – плотность кварцевого песка, равная 2,65–2,7 т/м³; ρ – плотность промывочной жидкости; v_b – скорость восходящего потока, м/с.

Потери напора в шланге и вертлюге h_4 (с патрубком 60 мм) при промывке водой следующие:

Расход воды, л/с.	3	4	5	6	7	8	9	10
h_4 , МПа.....	0,04	0,08	0,15	0,17	0,22	0,25	0,36	0,5

Гидравлическое сопротивление в нагнетательной линии от насоса до шланга определяется аналогично сопротивлению в НКТ (при коротких линиях этим значением пренебрегаем).

Давление на выкиде насоса зависит от суммы гидравлических сопротивлений

$$p_n = h_{\text{общ}}/10g = (h_1 + h_2 + h_3 + h_4)/10g, \text{ МПа.}$$

Давление на забой скважины

$$p_{\text{заб}} = (H + h_2 + h_3)\rho_{\text{ж}}/10g, \text{ МПа.}$$

Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки:

$$N = \frac{h_{\text{общ}}Q\rho_{\text{ж}}}{75\eta_a},$$

где Q – производительность насоса, л/с; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, т/м³; η_a – общий механический КПД промывочного агрегата.

Максимальная мощность промывочного агрегата

$$K_a = N \cdot 100 / N_{\text{max}}, \text{ \%}.$$

Обратная промывка водой. Гидравлическое сопротивление при движении жидкости в затрубном пространстве

$$h_1 = \rho \frac{H}{D - d_n} \frac{v_n^2}{2g}.$$

Гидравлическое сопротивление при движении смеси жидкости с песком внутри насосно-компрессорных труб

$$h_2 = \varphi \rho \frac{H}{d_b} \frac{v_b^2}{2g}.$$

Гидравлическое сопротивление в шланге и вертлюге при обратной промывке обычно отсутствует.

Гидравлическое сопротивление в нагнетательной линии будет таким же, как и при прямой промывке. Дальнейшие расчеты давления на выкиде насоса и на забой скважины, необходимой мощности, процента использования максимальной мощности, скорости и продолжительности подъема размытого песка ведутся аналогично расчетам для прямой промывки.

Гидравлический расчет промывки песчаных пробок нефтью аналогичен расчету промывки пробок водой, но вследствие более высокой вязкости нефти улучшаются показатели промывки – требуется меньше времени и обеспечивается большее использование мощности промывочного агрегата.

9.4. Капитальный ремонт скважин

Капитальный ремонт скважин проводится в соответствии с планом-заказом (табл. 9.15) и в указанной последовательности (рис. 9.27) [13]. В табл. 9.16 и 9.17 приведены типовые таблицы технического оснащения бригады и цеха капитального ремонта скважин [13].

Капитальный ремонт скважин предполагает обследование и исследование скважин.

Обследование скважины – это работы по определению глубины забоя, состояния эксплуатационной колонны, местонахождения и состояния аварийного подземного оборудования и др.

Исследование скважин – комплекс работ по: установлению интенсивности притока жидкости из пласта в скважину; определению места поступления воды, притока жидкостей и газов через нарушения в эксплуатационной колонне; отбору глубинных проб нефти; измерению давлений и температур по стволу скважины, глубины и колебаний уровней; контролю за техническим состоянием обсадной колонны и цементного кольца и др.

Обследование скважины с помощью печатей (плоских, конусных и универсальных) начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны, оставшейся в скважине НКТ, насосов, штанг и других предметов.

Печать представляет собой металлический корпус, покрытый свинцовой оболочкой толщиной 8–10 мм, меньше диаметра колонны на 10–12 мм. Вместо свинцовой оболочки иногда используют сплав АС, состоящий из 98 % алюминия и 2 % сурьмы – для универсальной печати.

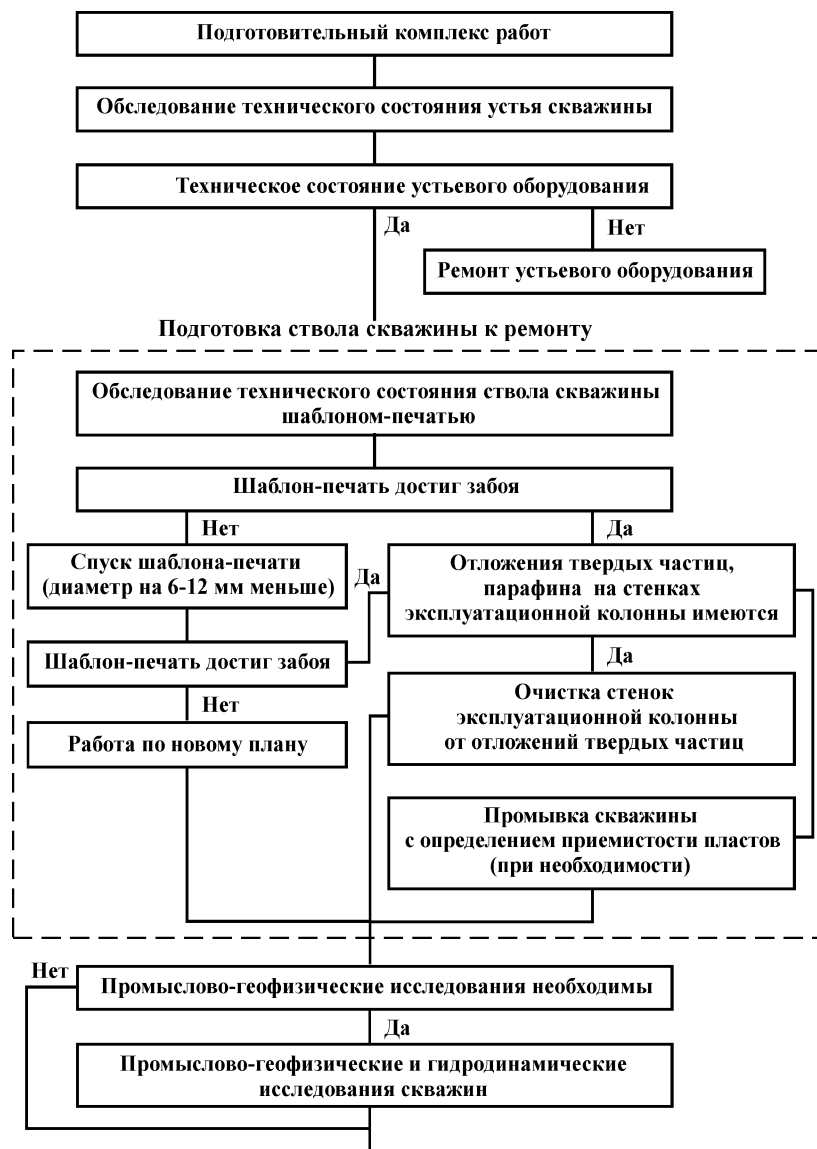


Рис. 9.27. Последовательность выполнения работ при капитальном ремонте скважин

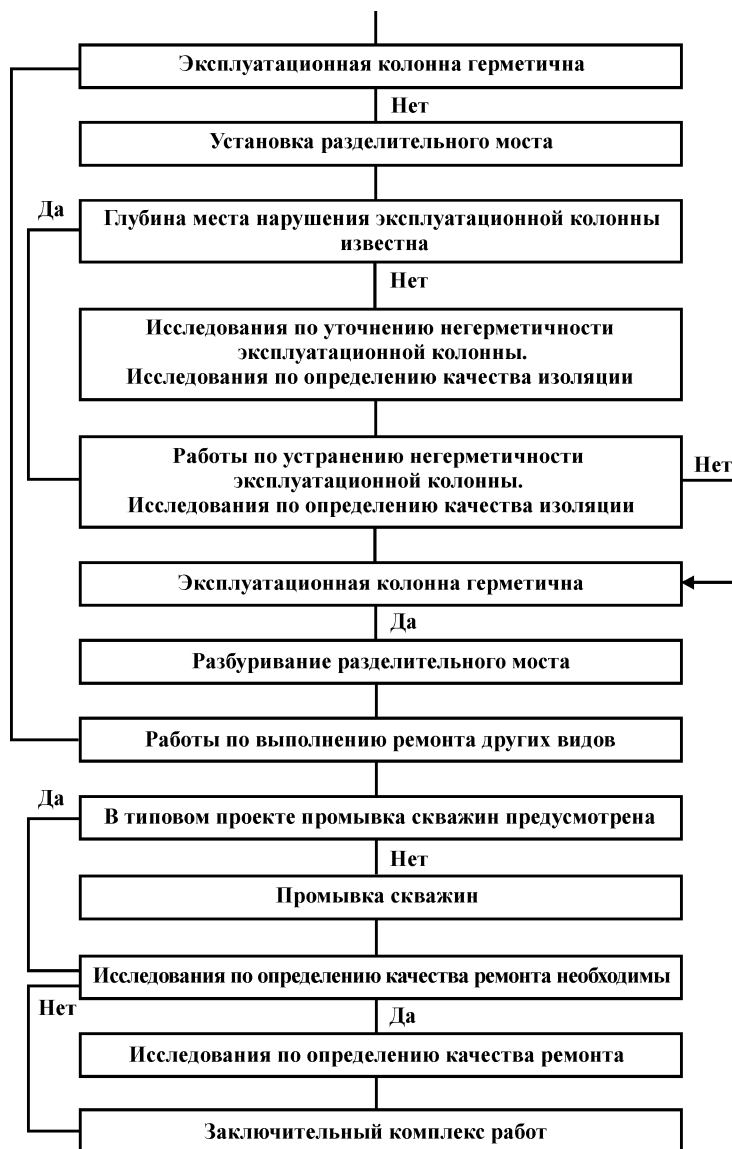


Таблица 9.15

СОГЛАСОВАНО
ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГУТВЕРЖДАЮ
ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР

**ПЛАН-ЗАКАЗ
НА ПРОИЗВОДСТВО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИНЫ № _____**

Месторождение _____ площадь, залежь _____
ЦДНГ, ЦППД _____ ЦПНС и КРС _____

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ

Категория скважины _____ Способ эксплуатации _____
Дебит жидкости (приемистость) _____ т/сут ($\text{м}^3/\text{сут}$)
Обводненность жидкости _____ % Плотность воды _____ $\text{г}/\text{см}^3$
Наличие сероводорода _____ Пластовое давление _____ МПа,
определено “ ” г. Искусственный забой _____ м
Текущий забой _____ м. Состояние забоя _____
Глубина нарушения эксплуатационной колонны _____

Направление	Диаметр _____ мм, длина _____ м Закреплено цементом в интервалах _____
Кондуктор	Диаметр _____ 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 _____ мм Закреплена в интервалах _____ м

Диаметр ствола скважины (долота): под кондуктор _____ мм
под эксплуатационную колонну _____ мм
Зоны ухода при бурении в интервалах _____ м
Альтитуда ротора _____ м, муфты _____ м, фланца _____ м
Подземное оборудование _____
спущено на _____ мм НКТ на глубину _____ м

ДАННЫЕ О ПЕРФОРАЦИИ

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

Продолжение табл. 9.15

Ранее проведенные работы по КРС (цель, дата проведения, что сделано):

Ранее проведенные промысловые и геофизические исследования на скважине (вид исследования, дата проведения, результаты исследований):

ЦЕЛЬ РЕМОНТА

По окончании ремонта установить на глубине _____ м
оборудование _____ на _____ мм

Старший инженер ЦДНГ, ЦППД _____
Старший геолог ЦДНГ, ЦППД _____

Таблица 9.16

Типовой таблицей технического оснащения бригады капитального ремонта скважин

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Элеваторы для бурильных труб диаметром: 73 мм 114 мм	ЭЗН, ЭТАД	Шт. “	2 2
Элеваторы трубные для труб диаметром: 60 мм 73 мм 89 мм	ЭТА, ЭТ, ЭТАР, ЭЗН (50 и 80 т)	“ “ “	2 2 2
Элеваторы трубные вспомогательные (двухштропные) для труб диаметром: 60 мм 73 мм 89 мм	ЭХЛ, ЭТАД	“ “ “	1 1 1
Элеваторы штанговые грузоподъемностью 10 т	ЭШН-10	“	2
Ключи трубные для работы с АПР-2 или КМУ для труб условным диаметром: 60 мм 73 мм 89 мм	— — —	“ “ “	2 2 2

Продолжение табл. 9.16

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ или КМУ для труб условным диаметром:	КСМ		
60 мм		“	2
73 мм		“	2
89 мм		“	2
Ключи трубные	КГД, КТДУ, КТГ	“	2
Ключи трубные шарнирные	КТНД	“	3
Ключи трубные цепные	КЦН, КЦО	“	3
Ключи штанговые для работы с АШК	КШ или КШН	“	2 (каждого типоразмера)
Безопасный штанговый ключ	КШК	“	1
Ключи для фонтанной арматуры	КШК	“	5
Штропы	ШЭ, ШБЭУ, ШЭН, 50 и 80 т	Пара	1
Плашки к автомату АПР (КМУ) для труб условным диаметром		Шт.	3
1,5”	—	“	3
2”	—	“	6
2,5”	—	“	6
Клиновая подвеска к:		“	
АПР 1,5” – 2,5”	—	“	2
АПР 3”	—	“	2
КМУ (1,5”–2,5”)	—	“	2
Гидроротор	—	“	1
Строп канатный вспомогательный	—	“	1
Крючок вспомогательный	—	“	3
Фланец-воронка для направления труб при спуске их в скважину	—	“	1
Направляющая воронка для спуска насосных штанг	—	“	1
Вилка для подтаскивания НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	—	“	1 (каждого типоразмера)
Юбка для предотвращения разбрызгивания промывочной жидкости	—	“	1
Приспособление для быстрого разъёмного соединения бурового рукава со стояком	—	“	1
Мундштук (перо) для промывки скважин	—	“	1
Приспособление для откидывания головки балансира станка-качалки	—	“	1
Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крючок	—	“	1
Зажим для захвата полированного штока	—	“	1

Продолжение табл. 9.16

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Шланг для заливки воды в скважину	—	Шт.	1
Переводник с быстроразъемным соединением НКТ	—	“	2 (каждого типоразмера)
Хомуты для крепления неподвижного конца талевого каната	—	“	5
Хомут-элеватор для ЭПН (на каждый размер УЭЦН)	—	“	2 (каждого типоразмера)
Сухари для трубных ключей:	—	“	—
КТГУ	—	“	20
КТДУ	—	“	2
КСМ	—	“	2
Помазок для смазывания резьбы труб	—	“	1
Штанга метровая	ВП-50, ВП-80	“	1
Штанга посадочная	4ВП-50, ВПГ-3	“	1
Промывочный комплекс:	—	Комплекс	1
вертлюг	—	—	—
сальник промывочный	—	—	—
шланг для промывки	—	—	—
емкости, желобная система	УГУ	—	—
Трубы насосно-компрессорные диаметром 73, 89 мм	—	“	1
Универсальное герметизирующее устройство	КН	“	1
Обратный клапан	—	Шт.	1
Крюк штанговый	—	“	1
Цепь для привода ротора	—	“	1
Клапан для опрессовки НКТ	—	“	1
Цепи запасные к ключам КЦН, КЦО	—	“	3
Автокабеленаматыватель	УНРКТ-2Н	“	1
Агрегат подъемный с комплектом оборудования	УПТ-1-50, А/50, “Бакинец-3М”	“	1
Автомат для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных и бурильных труб	АПР-2ВБ, АПР-ГП, КМУ-50, КМУ-ГП-50	“	1
Патрубок подъемный для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	АШК-Т, МШТК, АШК-М	“	2 (каждого типоразмера)
Автомат (АШК) для свинчивания и развинчивания штанг	—	“	1
Индикаторы массы	—	“	1
Шаблоны для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм	—	“	2 (каждого типоразмера)
Щетка для очистки резьбы	—	“	2
Лоток для выведения труб на мостки	—	“	1
Тележка для выведения труб на мостки	—	“	1
Подставка для труб (козелок)	—	“	1
Строп для монтажа и демонтажа АПР-2 или КМУ	—	“	1

Продолжение табл. 9.16

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Ролик подвесной для УЭЦН	—	Шт.	1
Экранирующие колпаки (для предохранения фонтанной арматуры)	—	“	2 (при необходимости)
Емкости для долива	—	—	В зависимости от конкретных условий
Переводники трубные	—	—	3 (каждого типоразмера)
Вилки подкладные для гладких и высаженных труб диаметром 60, 73, 89 мм	АПР-2-14. 000 сб., АПР-2-14.000-01.03.04.089сб		1
<i>Вспомогательный инструмент и приспособления</i>			
Кувалда металлическая	—	Шт.	1
Кувалда омедненная	—	“	2
Ключи гаечные омедненные	—	Комплект	1
Молоток омедненный	—	Шт.	2
Монтировка	—	“	3
Секач	—	“	1
Метр складной	—	“	1
Рулетка складная 20 м	—	“	1
Уровень	—	“	1
Слесарный инструмент ¹	—	Комплект	1
Тиски параллельные	—	Шт.	1
Машинка для ремонта цепей	—	“	1
Манометр	—	“	1
Ареометр	—	“	1
Секундомер	—	“	1
Электрощит	—	“	1
Индикатор напряжения	—	“	1
Мегомметр	—	“	1
Щипцы специальные для установки поясов, крепящих электрокабель к трубам	—	“	1
Подставка для кабеля ЭЦН	—	“	5–7
Поддон к кабеленаматывателю	—	“	1
<i>Бытовое оборудование, инвентарь, материалы, средства индивидуальной защиты и безопасности</i>			
Бытовой передвижной вагончик (кульбуда) с оборудованием и сушилкой	—	Шт.	1
Инструментальная будка	—	“	1
Щетка для очистки и мойки рабочей площадки	—	“	2

Продолжение табл. 9.16

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Пила поперечная	—	Шт.	1
Топор	—	“	2
Гвоздодер	—	“	1
Лопата совковая	—	“	2
Лопата штыковая	—	“	2
Лом	—	“	3
Каска защитная с подшлемником	—	“	1 (на каждого члена бригады)
Пояс предохранительный	—	“	2
Перчатки диэлектрические	—	“	2
Подставка диэлектрическая	—	“	2
Очки защитные	—	“	4
Аптечка медицинская	—	“	1
Спецодежда дежурная	—	Комплект	2
Противогаз фильтрующий	—	“	1 (на каждого члена бригады)
Термосы для горячей пищи	—	Шт.	3
Бачок с фонтанчиком для питьевой воды	—	“	1
Кружка	—	“	5
Ведро	—	“	3
Умывальник	—	“	1
Электроплита	—	“	1
Электрообогреватель масляный взрывозащитный (мощностью 1 кВт) для обогрева культбудки	—	“	1
Плафоны взрывобезопасные	ВЗГ	“	3
Плакаты по технике безопасности	—	Комплект	1
Таблички предупреждающие	—	“	Необходимое количество
Флажки красные предупреждающие	—	“	1
Противопожарный инвентарь	—	“	1
Прожектор	ПЭС-35, ПЭС-45	Шт.	4
Аварийное освещение (аккумуляторные фонари)	—	“	2
Электрокабель для подключения культбудки, инструментальной будки, управления АПР или КМУ	—	м	120
Стойка для подвешивания электрокабеля	—	Шт.	5
Приспособление для электрозаземления	—	“	3
Электростанция передвижная ²	ПЭС-15, ДЭУ-10, Г-731, ДГА-2Э16-А, ДГА-5-24	“	1

Продолжение табл. 9.16

Технологический инструмент и приспособления	Шифр	Единица измерения	Количество на одну бригаду
Радиостанция ³ Смазка для НКТ: солидол паронит	—	Шт.	1 Заказывается и обеспечивается через ЦТРС в соответствии с нормами расхода
Прокладки разные	—	”	5
Канат пеньковый	—	м	20
Столик инструментальный	—	Шт.	1

¹В набор слесарного инструмента входят: ключи гаечные 14×17, 17×19, 22×27, 27×32, 32×36, 42×55; ножовка по металлу; напильники разные; зубило, отвертки разные; плоскогубцы; молоток.
²При отсутствии электросети и в аварийных ситуациях.
³При отсутствии телефонной связи.

Таблица 9.17

Типовой таблицей технического оснащения цеха капитального ремонта скважин

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Блок талевый	БТ-4-50, БТНЗ-25	Шт.	10
Крюк трубный	КП-50, КП-25	“	10
Вертлюг	ВЭ-50, ВЭ-80	“	5–10
Ведущая труба	3” или 4”	“	4–6
Универсальные машинные ключи	УМК	“	2–4
Приспособление для регулирования высоты подвески машинных ключей	—	“	2–4
Вилка для захвата вкладышей ротора	—	“	10
Приспособление со сменными концами для подтаскивания бурильных труб к устью	—	“	6–10
Стояк облегченный с быстроразъемным соединением	—	“	5–10
Желоб для укладки ведущей трубы	—	“	4–6
Переводники с НКТ на бурильные трубы и бурильных на НКТ	—	“	100–200
Печать универсальная для использования в колонне	ПУ2-102, ПУ2-146, ПУ2-168	“	5–20 (каждого типоразмера)

Продолжение табл. 9.17

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Превентор малогабаритный	ППР-180×21	Шт.	5–10
Превентор плащечный	ПП-180×35, ПП-180×35К2	“	5–10
Превентор универсальный	ПУ1-180×35К2	“	5–7
Элеваторы трубные для труб диаметром 48, 114 мм	ЭГА, ЭТ, ЭТАР, ЭЗН (50 и 80 т)	“	6–10 (каждого типоразмера)
Элеваторы для бурильных труб диаметром 60, 114 мм	ЭБ	“	6–10 (каждого типоразмера)
Элеваторы трубные вспомогательные двухштропные для труб диаметром 48, 114 мм	ЭХЛ, ЭТАД	“	6–10 (каждого типоразмера)
Ключи трубные для работы с АПР-2ВБ или КМУ для труб (условным диаметром 48 мм)	КТГУ	“	6–10
Ключи стопорные для работы с АПР-2ВБ или КМУ для труб условным диаметром 48 мм	КСМ	“	6–10
Ключи трубные для труб условным диаметром 48 мм	КТДУ	“	6–10
Ключи трубные цепные	КЦН2	“	2–4
Ключи гидравлические	КГП	“	6–10
Шланг промывочный (буровой рукав)	–	“	2–4
Шланг гофрированный	–	“	2–4
Патрубок подъемный для НКТ диаметром 48, 114 мм	–	“	5–10 (каждого типоразмера)
Патрубок монтажный для НКТ диаметром 48, 114 мм	–	“	5–10 (каждого типоразмера)
Шаблоны для НКТ диаметром 48, 114 мм	–	“	5–10 (каждого типоразмера)
Головка для обратной промывки	ЦИСОН	“	5–10
Пакер цементирующий	ПШУ-6,6/8”, ПШ-5-500	“	8–10
Самоуплотняющийся гидравлический пакер для определения места дефекта экспл. колонны	ПШТК-146-500, ПШГМ	“	10
Пакер для гидроразрыва пласта	–	“	3
Пакер для изоляционных работ	–	“	3
Пакер неизвлекаемый	–	“	3
Переводники штанговые	–	“	50–100
Переводники трубные	–	“	100–200
Пакер для перекрытия дефекта в эксплуатационной колонне	–	“	3
Пакер для определения герметичности колонны при открытием стволе	–	“	3
Головка цементирующая	–	“	5–10
Вырезающее устройство	УВУ-146, УВУ-168	“	2

Продолжение табл. 9.17

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Устройство для герметизации устья скважины (ВНИИБТ)	—	Шт.	3
Дроссель регулируемый	ДР-80×35, ДР-80Г×3Г, ДР-80Г×35	“	4–6
Манифольд	МПБ2-80×35, МПБ2-80×35К2	“	5–7
Двигатель забойный винтовой	Д-85, Д1-54	“	4–6
Магнит для очистки забоя скважины от металла	—	“	5–10
Манжет для головки обратной промывки диаметром 2", 2,5" 3", 4"	—	“	1 (каждого типоразмера)
Ролик оттяжной грузо-подъемностью 8 т	—	“	
Замки к бурильным трубам: правые	ЗН-95, ЗН-108	“	2–5 на цех
левые	ЗН-95, ЗН-108	“	100 на цех
Желонка	—	“	
Труболовка наружная ¹	ТНЗ-114, ТНЗ-146, ТНЗ-168	“	4–6 (каждого типоразмера)
Труболовка наружная освобождающаяся механического действия	ТНО-116-73, ТНО-136-89	“	6–10 (каждого типоразмера)
Труболовка внутренняя для ловли НКТ неосвобождающаяся (правая, левая) ¹	ТВ48-80, ТВ60-80, ТВ73-92, ТВ89-100, ТВ14-130	“	6–10 (каждого типоразмера)
Труболовка внутренняя освобождающаяся торцевая механического действия для ловли НКТ (правая, левая)	ТВМ-60-1, ТВМ-73-1, ТВМ-89-1, ТВМ-114-1, ТВМ-114-2, ТВМ-50-2-108, ТВМ-73-1-2, ТВМ-73-2-108, ТВМ-73-2-118, ТВМ-73-2-138, ТВМ-89-2-134	“	6–10 (каждого типоразмера)
Труболовка освобождающаяся гидравлического действия	ТВГ73-2-138, ТВГ73-2-115, ТВГ89-2-115, ТВГ89-2-134, ТВГ114-1-132	“	6–10 (каждого типоразмера)
Колокол для ловли НКТ и бурильных труб диаметром 48, 114 мм (правая, левая)	К58-40, К70-58, К70-52, К85-64, КС85-68, КС100-79, КС115-94, К100-78	“	6–10 (каждого типоразмера)
Гидродомкрат	1ГД-100, 2ГД-200, 3ГД-300	“	1 (каждого типа)
Ротор	Р-36	“	2–4
Ротор	Р-560	“	2 на цех
Установка роторная	УРК-50	Секция	2–4 15–30

Продолжение табл. 9.17

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Забойный винтовой двигатель	Д-85, Д-54	—	—
Метчики эксплуатационные специальные для ловли НКТ (правые, левые)	МЭС 12 типоразмеров	Шт.	4–6 (каждого типоразмера)
Метчики ловильные для бурильных труб	МБУ-32-93, МБУ-58-94, МСЗ-62, МСЗ-72, МСЗ-88	“	4–6 (каждого типоразмера)
Метчик калибровочный освобожденный	МКО-4	—	5
Метчики универсальные для ловли НКТ (правые, левые)	МЭУ36-60, 46-80, 69-100, 85-127	“	6–18
Колокол для ловли НКТ и бурильных труб диаметром 48, 114 мм (правые, левые)	К58-40, К70-58	“	6–16
Ловители комбинированные для колонных штанг всех размеров (за тело и муфту) “Счастливый крючок”	ЛКШ-114	”	5–16
Шлипс	—	“	16–12
Фрезер магнитный	ФМ88, ФМ103, ФМ118, ФМ135	“	—
Фрезеры скважинные типа ФЗ для труб (правые, левые)	ФЗ 12 типоразмеров от 85 до 190	“	40
Фрезеры режуще-истирающие торцевые с центрирующим элементом (правые, левые)	ФП 10 типоразмеров	“	4–10
Паук	—	“	6–10 (каждого типоразмера)
Ерш	—	“	6–10
Удочка однорогая с промывкой	УОП-1-146, УОП-1-168	“	4–8
Удочка однорогая шарнирная	УОШ1-1, УОШ1-146	“	4–8
Канаторезка	КР19-146	“	7–12
Вилка двурога	ВД-1	“	4–9
Шаблоны для обсадных труб	—	“	18–25
Фрезеры-райберы для прорезания окна в колонне диаметром 140–273 мм	ФРЛ	“	4–10
Фрезеры колонные конусные	ФКК	“	3–15
Долота:			
пикообразные	—	“	15–20
эксцентричные	—	“	10–15
трехшарошечные	—	“	20–30
РХ	—	“	15–20
Приспособление для отвинчивания и навинчивания долот	—	“	6–10
Устройство для установки пластырей в обсадной колонне	ДОРН	Комплект	3–4
Трубы бурильные стальные ² :			
правые	73×9, 93×9	“	3
левые	73×9, 93×9	“	3

Продолжение табл. 9.17

Наименование	Шифр	Единица измерения	Количество на 10 бригад
Трубы бурильные легкосплавные ² :			
правые	73×9, 93×9	Комплект	2
левые	73×9, 93×9	“	2
Насосы	12ГР, 15ГР, 9МГР	Шт.	2 на цех
Глиномешалки	МГ-24	“	2–3
Отклонители для резки второго ствола скважины в колонне	ОТЗ115-1, ШТЗ-134-1, ОТЗ-185	“	2–3
Сварочный пост	–	“	2
Передвижной сварочный агрегат с комплектом для газорезки	–	Комплект	3
¹ Типоразмеры применяемых труболовок выбираются в зависимости от конкретных условий.			
² В указанных пределах количество комплектов бурильных труб различных типоразмеров выбирается в зависимости от конкретных условий.			

Печать спускают на трубах, НКТ или бурильных трубах и по отпечатку на печати судят о состоянии верхнего конца аварийного оборудования, а также о состоянии стенки эксплуатационной колонны на участке нарушений, смятий, трещин и т.п.

Однако наличие дефектов в резьбе, продольных трещин в колонне печатью обнаружить невозможно. Для этого необходимо провести опрессовку колонны, которая проводится после установки пакера.

К числу работ капитального ремонта относятся работы по созданию каналов связи ствола скважины с пластом. Для этого применяют перфорацию (кумулятивную, пулевую, торпедную) обсадных колонн, а также гидropескоструйную.

Кумулятивный перфоратор. Кумулятивный заряд представляет собой шашку взрывчатого вещества, имеющую выемку, расположенную со стороны, противоположной месту детонации взрыва. Газы, образующиеся при взрыве такого заряда, движутся от поверхности выемки и встречаются на оси заряда, образуя мощную струю. Встречая на своем пути какую-либо преграду, эта струя выбивает в ней лунку глубиной, приблизительно равной диаметру заряда (рис. 9.28, *а*). Если выемку в кумулятивном заряде облицевать тонким слоем металла и поместить заряд на некотором расстоянии от преграды, то пробивное действие кумулятивного заряда резко усилится (рис. 9.28, *б*).

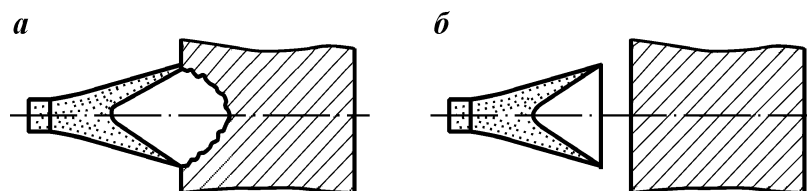


Рис. 9.28. Действие кумулятивного заряда:
а – без облицовки; *б* – с металлической облицовкой

Образующаяся при взрыве кумулятивного заряда металлическая струя движется по оси заряда с большой скоростью, достигающей 8000 м/с. При встрече с преградой она создает давление до 30 000 МН/м², чем и достигается ее большая пробивная сила.

Кумулятивные перфораторы применяются корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы имеют герметически закрытый корпус, в котором помещаются группы зарядов. Такие перфораторы, так же как пулевые и снарядные, могут быть использованы многократно. В бескорпусных перфораторах каждый заряд закупоривается отдельно в индивидуальную герметическую оболочку, разрушающуюся при взрыве.

В кумулятивных перфораторах обеих конструкций заряды взрываются при помощи детонирующего шнура, а шнур в свою очередь взрывается от электродетонатора, присоединенного к кабелю, на котором перфоратор опускают в скважину.

Кумулятивный перфоратор собирается в гирлянду общей длиной до 10 м с числом зарядов до ста и более.

Пулевой перфоратор бывает селективный (выстрелы пуль проводятся поочередно) и залповый (одновременные выстрелы из группы стволов) (рис. 9.29). Применяют пули диаметром 11–12,7 мм. Диаметр перфоратора 65, 80, 98 мм.

Торпедный перфоратор отличается от пулевого тем, что заряжается не пулями, а снарядами замедленного действия. Снаряд торпедного перфоратора, пробив колонну и цементное кольцо, проникает на некоторую глубину в пласт и здесь разбивается, в результате чего в призабойной зоне скважины создаются каверны и трещины. На промыслах применяются торпедные перфораторы Колодяжного ТПК-22 и ТПК-32 (с диаметром снарядов 22 и 32 мм).

При выборе способа перфорации руководствуются следующими положениями. Пули и снаряды, пробивая обсадную колонну, сильно деформируют ее и вызывают образование трещин в колонне и цементном камне.

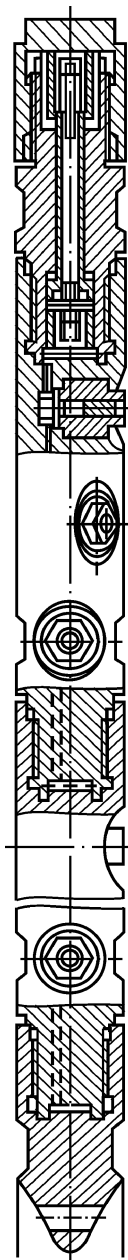


Рис. 9.29. Пулевой перфоратор залпового действия ППЗ

Кумулятивная перфорация характеризуется большой пробивной способностью в твердых и плотных преградах и не вызывает повреждений обсадных колонн и цементного кольца. Поэтому кумулятивную перфорацию целесообразно применять при твердых породах, снарядную – при относительно плотных и малопроницаемых породах, а пулевую перфорацию при неплотных породах и слабосцементированных песчаниках.

Торпедирование – взрывание зарядов взрывчатого вещества в скважинах для очистки призабойной зоны от посторонних предметов и улучшения притока нефти или газа на забое скважины.

Дефекты в эксплуатационной колонне обычно ликвидируют путем спуска дополнительной колонны в случае:

- невозможности ликвидации дефекта путем цементирования;

- наличия нескольких дефектов на разных глубинах;

- возможности спуска дополнительной обсадной колонны ниже места слома основной эксплуатационной колонны.

Дополнительные колонны спускают внутрь основной обсадной колонны с установок ее башмака ниже дефекта (выше эксплуатационного объекта или на забое). Иногда спускаемая колонна является промежуточной, т.е. перекрывает только интервал ствола с дефектом. Дополнительная колонна спускается в скважину с пакером или с последующим ее цементированием.

Если по техническим причинам не удастся восстановить ствол скважины до забоя, то проводят операции по зарезке и бурению второго ствола, которые заключаются в следующем:

- обследование состояния скважины;

- цементирование колонны и установление отклонителя на нужной глубине;

- вскрытие окна в обсадной колонне;

- забуривание второго ствола (до нужной глубины);

проведение комплекса электрометрических работ;
спускание колонны с последующим цементированием и опрессовкой;

перфорирование колонны в зоне продуктивного горизонта.

Отклонитель – инструмент в виде плоского или желобообразного клина, спускаемый в скважину на бурильных трубах или кабеле. Предназначен для обеспечения необходимого отклонения райберов при вскрытии окна в колонне и бурового инструмента при бурении второго ствола.

Райбер-фрезер скоростного резания типа РПМ предназначен для вскрытия окна в колоннах диаметром 146–273 мм. Вскрытие окна производят роторным способом последовательно набором трех райберов. После вскрытия окна бурение второго ствола проводят обычным порядком.

Все скважины, пробуренные для разведки и разработки месторождений нефти и газа, при ликвидации и списании затрат делятся на шесть категорий:

1. Поисковые и разведочные скважины (а также опорные и параметрические), выполнившие свое назначение и оказавшиеся сухими или водяными, не доведенными до проектной отметки, а также скважины с притоком нефти или газа промышленного значения.

2. Эксплуатационные скважины, оказавшиеся сухими или водяными, а также оценочные, выполнившие свое назначение.

3. Скважины, подлежащие ликвидации по техническим причинам вследствие некачественной проводки, аварии в процессе бурения, испытания и эксплуатации, а также скважины, пробуренные для глушения открытых фонтанов.

4. Скважины основных фондов предприятия, после обводнения сверх предела по проекту разработки, снижения дебитов нефти и газа до предела рентабельности, при прекращении приемистости нагнетательных скважин.

5. Скважины в запретных зонах (полигоны, промышленные предприятия, населенные пункты), скважины, ликвидируемые после стихийных бедствий (землетрясения, оползни и т.д.) или вследствие причин геологического характера.

6. Законсервированные скважины в ожидании организации промысла (свыше 10 лет); скважины, использование которых невозможно из-за несоответствия условиям эксплуатации – конструкции, диаметра и коррозионной стойкости обсадной колонны и ее цементирования.

На каждую скважину, подлежащую ликвидации, должен быть составлен план проведения работ по оборудованию устья и ствола скважины, согласованный с территориальным округом

Госгортехнадзора, а также военизированной частью (отрядом) по предупреждению и ликвидации газовых и нефтяных фонтанов и утвержденный руководством объединения.

В ликвидируемых скважинах в определенном порядке должны быть установлены цементные мосты и надлежащим образом оборудовано устье скважины. Основой ликвидации является заполнение ствола скважины землей или жидкостью плотностью, позволяющей создать на забое давление на 15 % более пластового (при отсутствии поглощения). Места расположения цементных мостов высотой 50–100 м определяются в зависимости от причин ликвидации скважины и отражаются в соответствующих инструкциях.

При ликвидации скважин, в которых вскрыты нефтегазодопроявляющие пласты не разрешается демонтировать колонные головки.

При этом заглушки должны быть рассчитаны на давление опрессовки колонны.

После завершения работ по ликвидации скважины геологическая служба организации-исполнителя обязана составить справку, в которой должны быть отражены фактическое положение цементных мостов и результаты их испытаний, параметры жидкости в стволе, оборудование устья скважины, наличие и состав незамерзающей жидкости в приустьевой части ствола скважины (где это необходимо).

Ремонтно-изоляционные работы при капитальном ремонте скважин проводят для перекрытия путей движения посторонних вод к эксплуатационному объекту. При эксплуатации нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в период освоения скважины или в процессе эксплуатации.

Причиной прорыва посторонних вод являются:

некачественное цементирование обсадной колонны в процессе бурения;

разрушение цементного кольца в затрубном пространстве или цементного стакана на забое скважины;

наличие в теле колонны слома, трещин, раковин;

наличие соседней обводненной скважины.

При капитальном ремонте исправляют повреждения обсадных колонн и изолируют пути движения в скважину верхних, нижних, подошвенных и пластовых вод.

Изоляцию верхней воды, поступающей через нарушение обсадной колонны, проводят:

заливкой цементным раствором на водной основе через нарушение в колонне под давлением с последующим разбуриванием цементного кольца;

заливкой цементным раствором с последующим вымыванием его излишков;

спуском дополнительной колонны и ее цементированием;

спуском специальных пакеров.

Изоляцию верхней воды, поступающей через отверстия фильтра, осуществляют:

заливкой цементным раствором через отверстие фильтра с последующим разбуриванием цементного кольца или вымыванием излишков цементного раствора;

заливкой нефцецементным раствором через отверстия фильтра с последующим вымыванием излишков раствора.

Для изоляции верхних вод через нарушение в колонне закачивают под давлением цементный раствор. Предварительно отверстия фильтра затрамбовывают песком, и, если необходимо, создают цементный стакан под насыпной пробкой ниже дефекта в колонне.

После затвердения раствора колонну испытывают на герметичность опрессовкой, а затем разбуривают цементный стакан и песчаную пробку с промывкой скважины до забоя.

При наличии в колонне нескольких дефектов ремонт их проводят в таком же порядке, начиная сверху.

Верхнюю воду, поступающую через отверстия фильтра, изолируют закачкой нефцецементного раствора. Изоляцию нижних вод проводят созданием нового цементного стакана разбуриванием до прежнего забоя и последующей промывкой. Процесс цементирования осуществляют способом “сифона” с помощью желонки (в неглубоких скважинах) или заливочного агрегата (в глубоких скважинах). При этом раствор подается небольшими порциями без давления.

Технология проведения изоляции подошвенных вод аналогична технологии при изоляции нижних вод. Цементирование проводят нефтенасыщенным раствором, а раствор нагнетается под давлением. Иногда перед этим предварительно производят гидравлический разрыв пласта.

Для перекрытия доступа воды из одной скважины в другую проводят цементирование обводненной скважины под давлением через отверстия фильтра водо- или нефцецементным раствором. В процессе цементирования и затвердения цемента необходимо провести испытания обеих скважин на закрытие вод опрессовкой или при максимально возможном снижении уровня раствора в колонне.

Цементирование под давлением через отверстие в фильтре или через дефект в колонне проводится с целью продавливания цементного раствора. Изоляция будет более эффективной,

чем выше давление и чем медленнее будет проводиться продавка цементного раствора.

Используются основные технологии:

1. Цементирование под давлением через трубы с последующим разбуриванием цементного стакана. Спущенные трубы устанавливаются на 5–10 м выше места ввода цементного раствора. Цемент ниже конца заливочных труб после твердения разбуривается.

2. Цементирование под давлением через заливочные трубы с вымыванием излишнего цементного раствора. После продавки цементного раствора производится наращивание колонны заливочных труб для вымывания цементного раствора из зоны его ввода.

3. Комбинированный способ цементирования при необходимости оставлять скважину под давлением до конца схватывания цемента. При этом нижний конец заливочных труб устанавливается в пределах нижних отверстий фильтра. После вытеснения цементного раствора из заливочных труб последние поднимаются выше уровня раствора, устье скважины герметизируется, цементный раствор продавливается жидкостью, закачиваемой в трубы или одновременно в трубы и в кольцевое пространство. Затем скважина оставляется герметически закрытой под давлением до конца затвердения цемента.

Цементирование без давления производится для создания нового цементного забоя, цементного стакана или перекрытия нижней части фильтра.

Цементирование с помощью заливочного агрегата осуществляется путем спуска заливочных труб, нижний конец которых устанавливается у нижней границы предполагаемого цементного стакана. Через заливочную головку закачивается расчетное количество цементного раствора, который вытесняется в кольцевое пространство до выравнивания столба в трубах и кольцевом пространстве. Затем трубы поднимаются на высоту цементного стакана, а излишний цементный раствор вымывается способом обратной промывки.

Цементирование по способу “сифона” проходит по следующей технологии. В скважину спускается колонна заливочных труб и через вертлюг промывается водой для полного заполнения ствола. Нижний конец заливочных труб устанавливается у нижней кромки цементного стакана. На верхний конец заливочных труб монтируются воронка с сеткой, через которую подается цементный раствор, после чего через вертлюг закачивается вода. Движение жидкости происходит до равновесия столбов цементного раствора в трубах и кольцевом простран-

стве. Затем заливочные трубы поднимаются на высоту цементного стакана, а излишний цементный раствор вымывается способом прямой промывки.

Цементирование с помощью желонки применяют в скважинах глубиной до 800–900 м. При этом цементный раствор небольшими порциями подается на забой специальной желонкой.

В процессе цементирования можно использовать пакеры, как извлекаемые, так и неизвлекаемые.

Применение пакеров имеет ряд преимуществ:

- на участок обсадной колонны от пакера до устья не передается высокое давление в заливочных трубах в процессе продавливания цементного раствора;

- возможно цементирование под давлением при негерметичности верхней части обсадной колонны;

- исключается возможность попадания цементного раствора в затрубное пространство.

После окончания цементировочных работ обычно проводятся испытания обсадной колонны на герметичность. При испытании колонны на герметичность способом опрессовки устье скважины оборудуется опрессовочной головкой и манометром. Жидкость нагнетается в колонну с плавным увеличением давления. Давление на устье скважины должно на 20 % превышать ожидаемое максимальное устьевое давление, но не менее 8–10 МПа (для колонн 168–140 мм). Возможна опрессовка отдельных участков колонны с помощью пакера. Проверка на герметичность заключается в том, что после замены глинистого раствора на воду не должно происходить перелива жидкости или выделения газа, а также в течение 30 мин давление не должно снижаться более чем на 0,5 (при давлении выше 7,0 МПа) или 0,3 МПа (при давлении 7,0 МПа).

При испытании колонны на герметичность способом снижения уровня с помощью компрессора и откачки жидкости добиваются, чтобы остающийся в скважине столб жидкости был на высоте на 20 % менее столба при вызове притока в процессе опробования. В скважинах, пробуренных глинистым раствором с плотностью не более 1,4 г/см³, проверка на герметичность заключается в замене этого раствора на воду. При этом в течение часа не должно быть перелива или выделения газа.

Испытания колонны на герметичность оформляются специальным актом.

При капитальном ремонте скважин для транспортировки и приготовления цементного раствора используется цементосмесительная машина СМ-4М на базе автомобиля ЗИЛ-131А. Эта машина имеет вместимость бункера 3,2 м³ и обеспечивает по

раствору плотностью 1,7–2,0 г/см³ подачу 0,4–0,6 м³/мин. В состав СМ-4М входят редуктор, бункер со шнеком, смесительное устройство, система контроля и регулирования. Редуктор (одноступенчатый) соединен с коробкой отбора мощности автомобиля. Шнек представляет собой винт, а валом шнека служит труба 114×6 мм. Смесительное устройство – гидроэлеватор в виде приемной воронки с диффузором, переходящим в выкидную трубу с соплом.

Для проведения цементировочных работ (включая опрессовку) используются цементировочные агрегаты на базе автомобиля большой грузоподъемности (табл. 9.18).

К капитальному ремонту относятся и работы по устранению аварий, допущенных в процессе эксплуатации и ремонта.

Наиболее часто встречаются следующие аварии:

1. Аварии, связанные с трубами НКТ и бурильными трубами. К ним относятся:

а) прихват колонн НКТ и бурильных труб. Прихваты могут быть механического происхождения (прихват при смятии обсадной колонны, при большой деформации колонны по той или иной причине, при применении двух рядов труб и т.д.), в цементном растворе, при потере циркуляции (связанной с качеством бурового раствора);

б) "полет" (обрыв) насосно-компрессорных и бурильных труб. "Полет" НКТ может быть также со скважинным насосом и штангами, при этом верх штанговой колонны может остаться внутри колонны НКТ или же торчать наружу. При "полете" бурильных труб в скважине остается и бурильный инструмент.

2. Аварии, связанные со скважинными насосами, пакерами,

Таблица 9.18

Техническая характеристика цементировочных агрегатов

Параметры	Тип агрегата		
	ЦА-300	ЦА-300М	ЦА-320М
Тип автомобиля	МАЗ-200	ЯАЗ-210	КрАЗ-219
Мощность двигателя, л.с.	110	165	180
Производительность, л/с:			
минимальная	1,75	2,6	1,05
максимальная	23,3	29,8	17,2
Максимальное давление, МПа	30	30	40
Вместимость замерного бака, м ³	3	4	6,4

якорями, забойными двигателями, приборами и др. К ним относятся:

- а) прихват пакера, погружного насосного агрегата центробежного, винтового и диафрагменных насосов;
- б) оставление в скважине погружного насосного агрегата с кабелем или без него;
- в) оставление в скважине штангового насоса и штанг;
- г) оставление в скважине насосных штанг вследствие обрыва;
- д) оставление в скважине винтобуров, турбобуров и других элементов забойной компоновки;
- е) оставление в скважине приборов, устройств для исследования скважин и пластов, геофизических приборов.

3. Аварии, связанные с кабелями, канатами, проволокой, гибкими трубами. К ним относятся:

- а) оставление каротажного кабеля, в том числе кабеля погружных электронасосов;
- б) оставление каната при работе желонкой или проведении других работ;
- в) оставление проволоки;
- г) оставление гибких труб.

4. Аварии, связанные с попаданием в скважину посторонних предметов – плашек, сухарей и т.д.

Практика показывает, что причин аварий может быть множество, но преобладающей является оплошность персонала [8].

Существуют простые правила, позволяющие существенно уменьшить риск возникновения аварий:

при спуске нестандартного оборудования или инструмента необходимо задать себе вопросы: можно ли извлечь этот инструмент при его возможном прихвате и оставлении? Какой инструмент для этого нужен и есть ли он в наличии?

Необходимо составлять эскизы с размерами на все оборудование и инструмент, особенно нестандартного и крупногабаритного.

Следует избегать холостых рейсов при спуске оборудования и инструмента, так как любой рейс увеличивает риск возникновения аварий.

При проведении ловильных работ необходимо на поверхности убедиться в работоспособности инструмента перед спуском в скважину. Недостаточная четкость в захватывании ловильного объекта инструментом значительно уменьшает успех его последующей работы в скважине.

Существующие современные технологии и инструменты

позволяют ликвидировать практически любую аварию, однако стоимость работ может оказаться очень высокой и скважину целесообразнее ликвидировать.

Основными видами работ при устранении аварий в скважинах являются ловильные, фрезерные и вспомогательные.

В соответствии с видами аварий имеется набор скважинных устройств и инструмента: захватные устройства для бурильных и насосно-компрессорных труб; режущие устройства для очистки ствола скважины фрезерованием; захватные устройства для извлечения скважинных двигателей, приборов, пакеров, долот и другого оборудования; захватные устройства для штанг, кабелей, канатов, проволоки и др.; вспомогательные устройства и инструмент.

Захватные устройства в первом случае предназначены для захвата и удержания прихваченных и аварийных (после обрыва) НКТ и бурильных труб. К захватным устройствам кабелей и канатов относятся удочки, ловители штанг, кабеля и др. По принципу работы захватные устройства для труб бывают врезные, плашечные и спиральные. К врезным инструментам относятся ловильные метчики и колокола, к плашечным – ловители и труболовки для НКТ, а к спиральным – труболовки и ловители.

Режущие инструменты – фрезеры забойные, кольцевые, комбинированные, райберы, трубoreзка и др. В некоторых случаях режущий инструмент комбинируется с захватным устройством (магнитным, плашечным и др.).

К вспомогательным инструментам относятся отклонители, фиксаторы муфт обсадных колонн, скважинные гидродомкраты, пауки, яссы, металлошламоуловители и др.

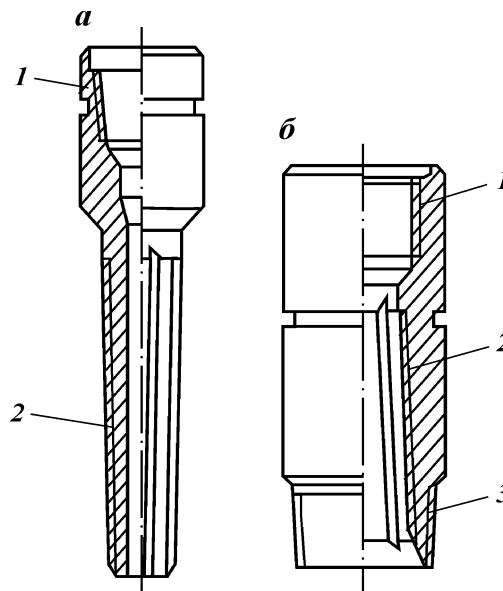
Рассмотрим более подробно захватные устройства для насосно-компрессорных труб.

Метчик (рис. 9.30, *а*) представляет собой ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа с захватом за внутреннюю поверхность. Для НКТ метчики выпускаются типов МЭУ (универсальный) и МЭС (специальный), а для бурильных труб – типов МБУ и МСЗ. Метчик типа МЭУ предназначен для ловли и извлечения НКТ, верхний конец которых заканчивается ниппелем и муфтой. Ловля осуществляется путем врезания во внутреннюю поверхность трубы. Метчик типа МЭС позволяет осуществлять ловлю НКТ, верхний конец которых оканчивается муфтой. Метчик типа МСЗ – это специальный метчик для бурильных труб с захватом путем ввинчивания в замковую резьбу.

Колокол типов К и КС (рис. 9.30, *б*) представляет собой

Рис. 9.30. Универсальный метчик (#) и сквозной колокол (·):

1, 2, 3 – резьбы соответственно присоединительная к колонне, ловильная и присоединительная к воронке



ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа с захватом за наружную поверхность. Колокол типа КС (сквозной) предназначен для ловли труб, верхний конец которых поврежден (смят или сломан). При его применении поврежденный конец пропускается через колокол, и он зарезается за следующую муфту или замок.

Труболовки могут быть: для захвата за внутреннюю поверхность: их называют внутренними труболовками; для захвата за наружную поверхность: их называют наружными труболовками, ловителями или овершотами.

Труболовки могут быть освобождающиеся и неосвобождающиеся. Первые труболовки позволяют освободиться при необходимости от захваченной трубы.

Труболовки могут быть правые и левые. Правые труболовки предназначены для извлечения труб целиком, левые труболовки позволяют прикладывать крутящий момент на отворот и извлекать трубы по частям.

Труболовки могут быть с передачей крутящего момента захваченной колонне и без него.

Наружные труболовки обычно имеют узел уплотнения, позволяющий создать, кроме прочного, и герметичное соединение с захваченной колонной с целью ее промывки.

Выпускаются труболовки типов ТВ и ТВМ. Это инструмент

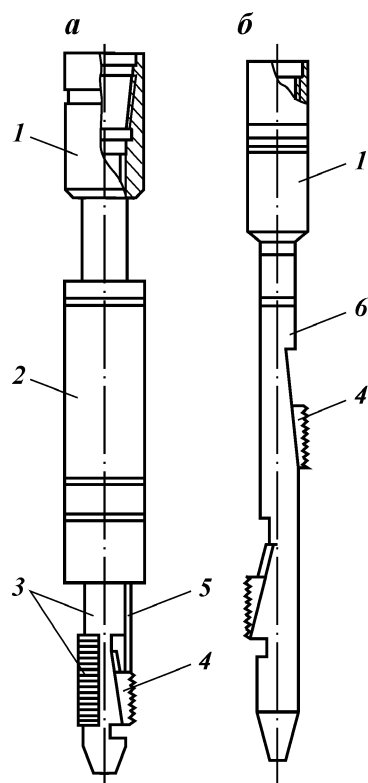


Рис. 9.31. Внутренняя труболовка освобождающаяся типа ТВМ (а) и неосвобождающаяся типа ТВ (б):

1 – переводник; 2 – механизм освобождения; 3 – стержень с насечкой; 4 – плашка; 5 – поводок; 6 – стержень

плашечного типа с захватом за внутреннюю поверхность, ТВ – неосвобождающаяся, ТВМ – освобождающаяся (рис. 9.31).

Труболовки типа ТН – наружные труболовки: ТНЗ – с плашечным захватом, ТНОС – со спиральным или цанговым захватом. Спиральные труболовки более современные, так как обладают более прочным захватом вследствие более равномерного распределения нагрузки на корпус труболовки.

Аварии с гибкими трубами НКТ во многом похожи на аварии с кабелем, и их ликвидация является сложной задачей. Аварии с гибкими трубами происходят чаще всего из-за их обрыва по причине больших растягива-

ющих напряжений. При этом гибкая колонна в скважине приобретает форму спирали, что затрудняет ее извлечение. В месте разрыва может быть образована шейка длиной до 100 мм. Залавливание гибких труб должно осуществляться специальным инструментом (овершотом), который обеспечивает минимальное сопротивление входящим трубам. Извлечение гибких труб возможно как целиком, так и по частям.

В настоящее время выпускается большая номенклатура ловильного инструмента.

Эффективность ловильных работ повышается, если в компоновку включать яссы. Яссы – это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз и снизу вверх. Яссы могут быть гидравлические и механические.

В практике капитального ремонта возникает необходимость определения места прихвата. Одним из методов является замер удлинения труб при растяжении. Зная модуль упругости материала труб, растягивающее усилие и удлинение, можно оп-

ределить длину колонны до прихвата. На точность метода влияют силы трения, особенно в кривых скважинах.

Дадим описание этого метода в изложении [8].

Вначале создают натяжение, равное весу на крюке до прихвата колонны (или равное весу колонны в воздухе), делают на верхней трубе отметку против стола ротора и обозначают ее буквой “а”. Затем создают сильное натяжение в пределах кратковременных допускаемых нагрузок на трубы и разгружают колонну до собственного веса, делают отметку “б”. Она окажется ниже отметки “а”. Расстояние между отметками появляется вследствие сил трения в скважине.

Далее создают натяжение в пределах рабочих (продолжительных) нагрузок на трубы, делают отметку “в” и затем натягивают колонну до нагрузки, когда была сделана отметка “б”. После разгрузки колонны до нагрузки, при которой была получена отметка “в”, надо сделать отметку “г”. За усредненные отметки принимаются середины отрезков “аб” и “вг”. Расстояние между усредненными отметками – это удлинение колонны при изменении натяжения от собственного веса до нагрузки, соответствующей отметкам “в” и “г”.

Длину свободной части (до прихвата) колонны L (в м) определяют по формуле

$$L = 5,44 \frac{l}{k\varphi} 10^3,$$

где l – удлинение колонны, м; k – коэффициент: для бурильных труб $k = 2,233/q$, для обсадных и НКТ $k = 2,084/q$, где q – вес 1 м труб; φ – дополнительное растягивающее усилие, вызвавшее удлинение, Н.

9.5. Охрана окружающей среды при производстве подземных ремонтов скважин

При производстве текущих и капитальных ремонтов скважин наиболее вероятен контакт пластовых флюидов (нефть, газ, пластовая вода) с окружающей средой (почва, вода, атмосфера). Кроме того, подготовленные для операции рабочие жидкости, обработанные химреагентами, также представляют угрозу окружающей среде.

В целях предотвращения загрязнения среды необходимо принять все меры, исключающие попадание нефти и раство-

ров в почву и воду, а газов в воздух. Для этого необходимо иметь приспособление, улавливающее жидкости (например, поддоны, откачивающие насосы) и утилизирующее их.

Попадание газа в атмосферу (особенно с сероводородом) должно быть прослежено с помощью индикаторов. Особенно опасны разливы нефти, которые еще и пожароопасны.

В организации подземного ремонта скважин важное место занимает проведение подготовительных работ. При ремонте скважин со стационарным подъемным сооружением вначале необходимо проверить исправность и наличие смазки в крон-блоке, а также исправность лестниц, перил, ограждений, талевого блока, подъемного крюка. Также проверяется центровка вышки или мачты.

При производстве спуска-подъема НКТ подъем и опускание элеваторов необходимо проводить без ударов и рывков, при этом элеватор должен быть обращен замком вверх. При перерывах в работе колонна НКТ и штанга должны быть спущены на устьевой фланец скважины, а талевой блок – на рабочую площадку.

Тракторист подъемника обеспечивает исправность искрогасителя и чистоту смотрового стекла. При переезде он проверяет отсутствие предметов на гусеницах и не допускает переезда через нефтегазопроводные трубопроводы, проложенные на поверхности. В ночное время должны быть освещены верх подъемного сооружения и рабочая площадка. Не допускается работа на установках без аккумуляторов. Монтажное оборудование (ключи, спайдеры, элеваторы и т.п.) должно отвечать техническим требованиям.

Спускоподъемные операции начинают только после установки оттяжек, проверки действия ограничителя двигателя крюкоблока и заземления агрегата.

Подниматься на вышку агрегата допускается только в аварийных случаях персоналу с предохранительными поясами.

Все канаты на агрегате подлежат периодическому осмотру. Не разрешается работа агрегата при обрыве одной пряди, а также, если на шаге свивки каната диаметром до 20 мм число оборванных проволок составляет более 5 %, а в канате диаметром свыше 20 мм – более 10 % всего числа проволок.

Запрещается подогревать масло в картере коробки перемены передач открытым пламенем.