

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев,  
В. А. Долгушин, Д. А. Кустышев,  
Е. В. Паникаровский, В. В. Дмитрук

## **СПРАВОЧНИК МАСТЕРА КРС ПО СЛОЖНЫМ РАБОТАМ**

Под редакцией доктора технических наук  
профессора Кустышева А. В.

Для студентов высших учебных заведений,  
обучающихся по направлению 21.03.01 для подготовки бакалавров  
техники и технологии «Нефтегазовое дело»,  
магистров техники и технологии 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Тюмень  
ТюмГНГУ  
2016

УДК 622.279.7  
ББК 33.131я73  
С 74

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор А. М. Киреев  
кандидат технических наук, доцент Л. А. Паршукова

С 74      Справочник мастера КРС по сложным работам: учебное пособие / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, В. А. Долгушин, Д. А. Кустышев, Е. В. Паникаровский, В. В. Дмитрук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 285 с.  
ISBN 978-5-9961-1210-4

Рассматривается техника и оборудование отечественного и зарубежного производства для капитального и текущего ремонта скважин, устройство, принцип действия и основные технические характеристики, применяемая на месторождениях Западной Сибири или предлагаемая для использования в перспективе.

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению 21.03.01 для подготовки бакалавров техники и технологии «Нефтегазовое дело», магистров техники и технологии 21.04.01 «Нефтегазовое дело». Рекомендуются для повышения квалификации ИТР и служащих, работающих в нефтегазодобывающих компаниях и предприятиях отраслей ТЭК.

Ил. 21, табл. 6, библи. 27 назв.

УДК 622.279.7  
ББК 33.131я73

ISBN 978-5-9961-1210-4

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава I. Основные определения и сокращения.....	5
Глава II. Наземные агрегаты, оборудование и инструмент.....	27
2.1 Выбор подъемного агрегата.....	27
2.2 Подъемные агрегаты для ремонта скважин.....	29
2.3 Талевая система.....	39
2.4 Комплексы «непрерывная труба» для капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.....	45
2.5 Канатная техника.....	55
2.6 Подготовительные работы к капитальному и текущему ремонту скважин.....	58
2.7 Оборудование и инструмент для проведения ремонта нефтяных и газовых скважин.....	64
2.7.1 Трубы насосно-компрессорные.....	64
2.7.2 Насосные штанги.....	79
2.7.3 Оборудование, применяемое для вращения инструмента.....	83
2.7.4 Инструмент для производства спускоподъемных операций.....	91
Глава III. Противовыбросовое оборудование, применяемое при капитальном и текущем ремонте нефтяных и газовых скважин.....	119
3.1 Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях.....	126
Глава IV. Оборудование для производства технологических операций...	131
Глава V. Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации и ремонта скважин.....	137
5.1 Оборудование и для ликвидации аварий.....	143
5.2 Режущий инструмент.....	168
5.3 Ловильный инструмент.....	185
5.4 Инструмент для извлечения аварийных штанг.....	234
5.5 Аварии с «непрерывной трубой».....	240
5.6 Ликвидация аварий, связанных со спуском в скважину инструментов на кабеле или канате.....	244
5.7 Извлечение мелких предметов.....	251
Приложения.....	263
Список использованных источников.....	283

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КР - капитальный ремонт;  
ТР - текущий ремонт;  
ТО - техническое обслуживание;  
ПНП - повышение нефтеотдачи пластов;  
НКТ - насосно-компрессорные трубы;  
НТ - непрерывная труба;  
ФА - фонтанная арматура;  
УЭЦН - установка погружного центробежного электронасоса;  
УЭДН - установка погружного электродиафрагменного насоса;  
УЭВН - установка погружного электровинтового насоса;  
УЭВНТ - установка электронасосная винтовая;  
УЭЦПК - установка электроцентробежного насоса для поддержания пластового давления;  
ЭЦВ - погружной электроцентробежный водяной насос;  
ШГН - штанговый глубинный насос;  
УШВН - установка штангового винтового насоса;  
ГПН - гидропоршневой насос;  
ПАВ - поверхностно-активное вещество;  
ГПП - гидropескоструйная перфорация;  
ГРП - гидроразрыв пласта;  
ГГРП - глубокопроникающий гидроразрыв пласта;  
ОРЗ - оборудование раздельной закачки;  
ОРЭ - оборудование раздельной эксплуатации;  
ПЗП - призабойная зона пласта;  
КЗП - комплекс защиты пласта;  
КОС - клапан отсекающий пласта;  
ОПЗ - обработка призабойной зоны пласта;  
ВИР - водоизоляционные работы;  
ИПТ - испытатель пластав трубный;  
КИИ - комплект испытательных инструментов пласта;  
БПГ - без подъемника гидравлическим способом;  
БПК - без подъемника канатно-кабельным способом;  
ОТСЭК - оценка технического состояния эксплуатационной колонны;  
ГКО - глино-кислотная обработка;  
КОПС - комплекс очистки и промывки скважин;  
ППП - промывка гидратной пробки;  
СКО - соляно-кислотная обработка;  
ГКО - глино-кислотная обработка;  
ТГХВ - термогазохимическое воздействие;  
ГЛО - газлифтное оборудование;  
ЖГ – жидкость глушения;  
КНТ-комплекс «непрерывная труба»

## ГЛАВА I. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Ремонтные работы в скважинах осуществляются в целях восстановления (уменьшения износа) технических характеристик для поддержания их в рабочем состоянии [1].

Видами ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах различного назначения являются:

- Капитальный ремонт скважин;
- Текущий ремонт скважин;
- Скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов и производительности скважины.

Ремонты могут быть плановыми, осуществляемыми в соответствии с заранее установленными сроками и аварийными.

**Капитальный ремонт скважин** – комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и безопасности пользования недрами, в том числе:

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации;
- восстановление работоспособности скважины, утраченной в результате аварии или инцидента;
- спуск и подъем оборудования для отдельной эксплуатации пластов и закачки различных агентов в пласты;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и другие технологические операции);
- зарезка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны);
- изоляция одних и приобщение других горизонтов;
- перевод скважин по другому назначению;
- исследование скважин;
- консервация, расконсервация скважин;
- ликвидация скважин.

Работы по капитальному ремонту скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком в соответствии с документацией на капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста.

**Текущий ремонт** скважин - комплекс работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины.

К текущему ремонту относятся такие виды работ, как:

- оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию;
- перевод скважин на другой способ эксплуатации;

- оптимизация режима эксплуатации скважин;
- ремонт скважин, оборудованных погружными насосами;
- ремонт фонтанных скважин (ревизия, смена НКТ, устьевого оборудования);
- ремонт газлифтных скважин;
- ревизия и смена оборудования артезианских, поглощающих и стендовых скважин;
- очистка, промывка забоя и ствола скважины;
- опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования.

Работы по текущему ремонту скважин должны проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком.

**Работы по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти** осуществляются в целях воздействия на пласт и прискважинную зону физическими, химическими или биохимическими и гидродинамическими методами, направленными на повышение коэффициента конечного нефтеизвлечения на данном участке залежи.

**Реконструкция скважин** - комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин, связанный с изменением их конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств).

Работы по реконструкции скважин проводятся по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком в соответствии с проектной документацией на реконструкцию фонда скважин месторождения, площади, куста.

Порядок разработки и условия согласования плана работ по текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин устанавливается пользователем недр (заказчиком).

План работ должен содержать:

- сведения о конструкции и состоянии скважины;
- пластовые давления и дату их последнего замера;
- сведения о внутрискважинном оборудовании;
- сведения о наличии давления в межколонных пространствах;
- перечень планируемых технологических операций;
- режимы и параметры технологических процессов;
- сведения о категории скважины;
- газовый фактор;
- схему и тип противовыбросового оборудования;
- плотность жидкости глушения и параметры промывочной жидкости;
- объем запаса раствора, условия его доставки с растворного узла;
- мероприятия по предотвращению аварий, инцидентов и осложнений.

Передача скважин для ремонта или реконструкции подрядчику и приемка скважин после завершения работ производится в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

**Единицей ремонтных работ** является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных специализированными организациями от момента передачи скважины для производства работ до окончания работ, принимаемых по акту.

Плановые ремонтные работы осуществляются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Ремонтные работы в скважинах могут проводиться четырьмя основными способами доставки инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов к заданной зоне:

- с помощью специально спускаемой колонны труб;
- с помощью специально спускаемой "непрерывной трубы" (использование комплексов и установок "непрерывная труба" при ремонте скважин особо оговаривается в графе "вид работ");
- на кабеле или на канате;
- путем закачивания реагентов в насосно-компрессорные трубы или межтрубное пространство.

**Структура кодового** обозначения ремонтных работ состоит из двух блоков:

- блока идентификации объекта классификации, представляющего унифицированную запись категории ремонта - текущий, капитальный, обозначенную двумя заглавными буквами - **КР** (капитальный ремонт), **ТР** (текущий ремонт);

- информационного блока, характеризующего капитальные, текущие ремонты по следующим признакам:

Вид ремонта скважины - до двух знаков.

Способ выполнения работ по ремонту скважины указанного вида - два знака.

**Пример** кодирования капитального ремонта скважины по выполнению ремонтно-изоляционных работ с отключением обводненных интервалов цементом КР1-1.0, где:

КР - принадлежность к категории ремонта скважины;

1-1 - вид ремонта;

0 - способ (условие) выполнения данного вида ремонта.

Комплекс ремонтных работ, включающий в себя несколько видов ремонтных работ, считается одним скважино-ремонтом.

Отнесение капитального ремонта скважины к тому или иному коду (шифру) производится исходя из более сложного вида работ или большего объема сложных работ.

**Пример:** в скважине произведено несколько видов работ

1. КР8 + КР1 + КР7 + КР5 - ремонт кодируется как КР1;

2. КР3 + КР1 + КР8 - ремонт кодируется как КР1 или КР3 в зависимости от наибольшего объема сложных работ по одному из видов.

3.9. Капитальный ремонт в скважинах методом забуривания боковых стволов (КР6) может подразделяться по типу бокового ствола:

НО - неориентированный ствол;

НН - наклонно-направленный (зенитный угол от 3 до 55 град);  
 ПС - пологий (зенитный угол от 55 до 75 град);  
 ГС - горизонтальный (зенитный угол более 75 град);  
 ГПС - горизонтальный с пилотным стволом;  
 (2)ГУ - горизонтальный с несколькими (кол-во) горизонтальными участками;

(2)ГС - несколько боковых стволов (кол-во) и т.д.

При оставлении в работе основного ствола скважины к обозначению типа ствола добавляется (+О) например - ГС+О.

Для сравнительной оценки сложности ремонтов принято условие, что к категории сложных относятся ремонты КР1, КР2, КР3, КР4, КР6.

Нормативная продолжительность капитального ремонта (КР) определяется как сумма нормативной продолжительности основного вида КР и нормативной продолжительности блок-вставок на отдельные технологические операции.

Таблица 1.1

**Капитальный ремонт скважин**  
**Обозначение ремонта / Вид ремонта / Результат**

Обозначение ремонта	Вид ремонта	Результат
1	2	3
<b>КР1 Ремонтно-изоляционные работы</b>		
КР1-1	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а)
КР1-1.1	Отключение отдельных пластов цементом	
КР1-1.1 НТ	Отключение отдельных пластов цементом с использованием установки "непрерывная труба"	
КР1-1.1НТ А	Отключение отдельных пластов цементом (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции
КР1-1.2	Отключение отдельных пластов полимерами	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а)
КР1-2	Отключение отдельных интервалов и пропластков объекта эксплуатации	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов
КР1-2.1	Отключение отдельных интервалов цементом	
КР1-2.2	Отключение отдельных интервалов полимерами	
КР1-2.2 НТ	Отключение отдельных интервалов полимерами с использованием установки "непрерывная труба"	
КР1-2.2НТ А	Отключение отдельных интервалов полимерами (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	

1	2	3
КР1-3	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями
КР1-3.1	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями
КР1-3.1НТ	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом с использованием установки "непрерывная труба"	
КР1-3.1НТ А	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	
КР1-3.2	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца полимерами	
КР1-3.2НТ	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца полимерами с использованием установки "непрерывная труба"	
КР1-4	Восстановление технических характеристик посредством наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, за промежуточной колонной, за кондуктором	Выполнение запланированного объема работ, отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности, наращивание цементного кольца в необходимом интервале, подтвержденное ГИС
<b>КР2 Устранение негерметичности эксплуатационной колонны</b>		
КР2-1	Устранение негерметичности тампонируанием	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке
КР2-1НТ	Устранение негерметичности тампонируанием с использованием установки "непрерывная труба"	
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	
КР2-4	Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны	
КР2-5	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны доворотом	Выполнение запланированного объема работ

1	2	3
<b>КР3 Устранение случаев брака или последствий аварий</b>		
КР3-1	Извлечение оборудования из скважины после последствий аварии	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины
КР3-1.1	Извлечение УЭЦН после случая брака или последствий аварии	
КР3-1.2	Извлечение УЭДН после случая брака или последствий аварии	
КР3-1.3	Извлечение УЭВН после случая брака или последствий аварии	
КР3-1.4	Извлечение ШГН после случая брака или последствий аварии	
КР3-1.5	Извлечение УШВН после случая брака или последствий аварии	
КР3-1.6	Извлечение НКТ после случая брака или последствий аварии	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины
КР3-1.7	Извлечение пакера, прихваченного в колонне	
КР3-1.8	Извлечение прихваченного УЭЦН при отсутствии циркуляции	
КР3-1.9	Извлечение прихваченного УЭДН при отсутствии циркуляции	Выполнение запланированного объема работ. Достижение оговоренной планом работы цели
КР3-1.10	Извлечение прихваченного УЭВН при отсутствии циркуляции	
КР3-1.11	Извлечение прихваченного ШГН при отсутствии циркуляции	
КР3-1.12	Извлечение прихваченного УШВН при отсутствии циркуляции	
КР3-1.13	Извлечение прихваченных НКТ при отсутствии циркуляции	
КР3-2	Ликвидация последствий аварии из-за коррозионного износа НКТ	
КР3-3	Ликвидация случаев брака или последствий аварий с эксплуатационной колонной и райбирование	Выполнение запланированного объема работ. Прохождение шаблона до установленной глубины
КР3-4	Замена устьевого оборудования	
КР3-5	Ревизия и замена глубинного оборудования	
КР3-6	Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов	
КР3-7 НТ	Очистка НКТ от посторонних предметов, ловильные работы в НКТ с использованием установки "непрерывная труба"	

1	2	3
КР3-8	Устранение случаев брака или последствий аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	Выполнение запланированного объема работ, оговоренного в дополнительном плане на ликвидацию аварии
КР3-8.1	Извлечение оборудования УЭЦН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР3-8.2	Извлечение оборудования УЭДН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР3-8.3	Извлечение оборудования УЭВН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР3-8.4	Извлечение оборудования ШГН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скв	
КР3-8.5	Извлечение оборудования УШВН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скв	
КР3-8.6	Извлечение НКТ из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР3-8.7	Извлечение пакера из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины	
<b>КР4 Переход на другие горизонты и приобщение пластов</b>		
КР4-1	Переход на другие вышележащие и нижележащие горизонты	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями
КР4-1.1	Переход на нижележащие горизонты тампонируванием	
КР4-1.1 НТ	Переход на нижележащие горизонты тампонируванием с использованием установки "непрерывная труба"	
КР4-1.2	Переход на нижележащие горизонты установкой пластыря	
КР4-1.3	Переход на вышележащие горизонты тампонируванием	
КР4-1.3НТ	Переход на вышележащие горизонты тампонируванием с использованием установки "непрерывная труба"	
КР4-1.4	Переход на вышележащие горизонты установкой взрывпакета, пакерпробки	

1	2	3
КР4-2	Приобщение дополнительного количества пластов для совместной эксплуатации	Выполнение запланированного объема работ, получение притока из приобщенных интервалов с сохранением притока из ранее работавших
КР4-2НТ	Приобщение дополнительного количества пластов для совместной эксплуатации с использованием установки "непрерывная труба"	
<b>КР5 Внедрение (извлечение) пакера-отсекателя, установка ОРЭ, ОРЗ, КОС, КЗП</b>		
КР5-1	Внедрение (извлечение) установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей, КОС	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды
КР5-1НТ	Внедрение пакера с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ
КР5-1НТ А	Внедрение пакера в скважине с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ
КР5-2	Внедрение и ремонт установок систем комплексов защиты пласта типа КЗП др.	Выполнение запланированного объема работ. Безотказность работы системы, оговоренной в плане работы
<b>КР 6 Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин</b>		
КР6-1.1	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, в целях ликвидации брака или последствий аварии, возникшей в процессе эксплуатации	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями) с обходом аварийного участка
КР6-1.1КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с использованием комплекса "непрерывная труба", в целях ликвидации последствий аварии, возникшей в процессе эксплуатации	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями) с обходом аварийного участка

1	2	3
КР6-1.2	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных из ствола низкопродуктивных и обводненных скважин, для вскрытия дополнительных продуктивных мощностей	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями)
КР6-1.2КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных из ствола низкопродуктивных и обводненных скважин с использованием комплекса "непрерывная труба", для вскрытия дополнительных продуктивных мощностей	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями)
КР6-1.3	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, в целях вывода скважины из бездействующего фонда (вскрытие участков с остаточными запасами - целики, экранированные зоны и т.д.)	
КР6-1.3КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с использованием комплекса "непрерывная труба", в целях вывода скважины из бездействующего фонда (вскрытие участков с остаточными запасами - целики, экранированные зоны и т.д.)	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым (боковыми) ответвлением (ответвлениями)
КР6-1.4	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, для перехода на нижележащий пласт	
КР6-2	Бурение цементного стакана	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ
КР6-3	Фрезерование башмака, углубление скважины	

1	2	3
КР6-3КНТ	Фрезерование башмака, углубление скважины с использованием комплекса "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ
КР6-3НТ	Фрезерование башмака, углубление скважины с использованием установки "непрерывная труба"	
КР6-3НТ А	Фрезерование башмака, углубление скважины в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки НТ	
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских и стендовых скважин	
КР6-5	Прочие работы, связанные с бурением по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин	
КР6-5КНТ	Прочие работы, связанные с бурением с использованием комплекса "непрерывная труба"	
КР6-5НТ	Прочие работы, связанные с бурением с использованием установки "непрерывная труба"	
КР6-5НТ А	Прочие работы связанные с бурением в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки НТ	
<b>КР7 Обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока</b>		
КР7-1	Проведение кислотной обработки СКО (ГКО)	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-1НТ	Проведение СКО (ГКО): (СКО (ГКО) + ПАВ) в нефтяных и нагнетательных скважинах с использованием установки "непрерывная труба"	
КР7-1НТ А	Проведение СКО (ГКО): ((СКО + ГКО), СКО + ПАВ)) в нефтяных и нагнетательных скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	
КР7-2	Подготовка к ГРП (освоение после ГРП)	Выполнение запланированного объема работ

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
КР7-3	Проведение ГРП	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин
КР7-4	Проведение ГГРП	
КР7-5	Подготовка к ГПП (освоение после ГПП)	Выполнение запланированного объема работ
КР7-6	Проведение ГПП	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-7	Проведение ГПП и ГРП	
КР7-8	Виброобработка призабойной зоны пласта	
КР7-9	Термообработка призабойной зоны пласта	
КР7-10	Промывка призабойной зоны растворителями	
КР7-10 НТ	Промывка призабойной зоны растворителями с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-11	Обработка призабойной зоны ПАВ	
КР7-11НТ	Обработка призабойной зоны ПАВ с использованием установки "непрерывная труба"	
КР7-12	Обработка скважин термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД, ПГО и т.д.)	
КР7-13	Дополнительная перфорация или торпедирование	
КР7-13НТ	Дополнительная перфорация с использованием установки "непрерывная труба"	
КР7-13НТ А	Дополнительная перфорация в скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	
КР7-14	Проведение работ с УОС и его модификациями	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели
КР7-15	Проведение работ с КИИ (ИПТ и др.)	
КР7-16	Вызов притока свабированием, желонкой, заменой жидкости, компримированием	
КР7-17	Выравнивание профиля или восстановление приемистости нагнетательной скважины	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промысловогеофизическими исследованиями
КР7-17НТ	Выравнивание профиля или восстановление приемистости нагнетательной скважины с использованием установки "непрерывная труба"	

1	2	3
КР7-18НТ	Освоение скважин пенными системами с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-18НТ А	Освоение скважин с боковыми ответвлениями пенными системами (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-19	Проведение реагентной разглинизации призабойной зоны пласта	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины
КР7-20	Проведение повторной перфорации на кислых растворах	
КР7-21	Проведение депрессионной перфорации пласта	Выполнение запланированного объема работ
КР7-22	Проведение МГД	
КР7-23	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта	
КР7-23НТ	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта с использованием установки "непрерывная труба"	
<b>КР8 Исследования диагностические скважин</b>		
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважине	Выполнение запланированного объема работ (комплекса исследований) в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения
КР8-2.1НТ	Оценка технического состояния скважины, определение характера притока в добывающих скважинах с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ (комплекса исследований) в заданном режиме (притока, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2.2НТ	Оценка технического состояния скважины, определение приемистости в нагнетательных скважинах с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения

1	2	3
КР8-3НТ	Обследование скважин печатью с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения
КР8-4	Проведение геофизических исследований в горизонтальных скважинах	
КР8-4НТ А	Проведение геофизических исследований в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки "непрерывная труба"	
КР8-4.1НТ А	Проведение геофизических исследований в фонтанирующих скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки "непрерывная труба"	
<b>КР9 Перевод скважин на использование по другому назначению</b>		
КР9-1	Освоение скважины под нагнетание	Выполнение запланированного объема работ
КР9-1НТ	Освоение скважины под нагнетание с использованием установки "непрерывная труба"	
КР9-2	Перевод скважины под отбор технической воды	
КР9-3	Перевод скважины в наблюдательную, пьезометрическую, контрольную	Выполнение запланированного объема работ
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя, воздуха или газа	
КР9-5	Перевод скважин в добывающие	
КР9-6	Перевод скважин в газодобывающие из других категорий	
<b>КР-10 Ремонт нагнетательных скважин</b>		
КР10-1	Восстановление приемистости нагнетательной скважины	Выполнение запланированного объема работ. Обеспечение приемистости пласта в скважине
КР10-2	Смена пакера в нагнетательной скважине	
КР10-3	Ремонт противопесочного оборудования паро- и воздухонагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ. Обеспечение приемистости
КР10-4	Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление приемистости
КР10-5	Прочие виды работ по восстановлению приемистости нагнетательной скважины	
<b>КР11 Консервация (расконсервация) скважин</b>		
КР11-1	Консервация скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР11-2	Расконсервация скважины	

1	2	3
<b>КР12 Ликвидация (возврат из ликвидации) скважин</b>		
КР12-1	Ликвидация скважины	Выполнение запланированного объема работ
КР12-1.1	Ликвидация скважины без наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной	
КР12-1.2	Ликвидация скважины с наращиванием цементного кольца за эксплуатационной колонной	
КР12-1.3	Ликвидация скважины при смещении эксплуатационной колонны	
КР12-1НТ	Ликвидация скважины с использованием установки "непрерывная труба"	
КР12-2	Возврат скважины из ликвидации	Выполнение запланированного объема работ
КР12-2НТ	Возврат скважины из ликвидации с использованием установки "непрерывная труба"	
<b>КР13 Прочие виды работ</b>		
КР13-1	Восстановление циркуляции в скважине	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования
КР13-1.1	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной УЭЦН	
КР13-1.2	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной ШГН	
КР13-1.3	Восстановление циркуляции в НКТ	
КР13-1.3НТ	Восстановление циркуляции в НКТ с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования
КР13-1.4	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной УШВН	
КР13-1.5НТ	Восстановление циркуляции в скважине проходным гидравлическим пакером с использованием установки "непрерывная труба"	
КР13-2	Промывка забоя скважины	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление притока в скважине
КР13-2НТ	Промывка забоя скважины с использованием установки "непрерывная труба"	
КР13-2НТ А	Промывка забоя скважины с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки "непрерывная труба"	
КР13-3	Промывка забоя водозаборных или артезианских скважин	

1	2	3
КР13-4	Очистка ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины
КР13-5	Очистка лифта НКТ в скважинах, от асфальтопарафиновых отложений горячей промывкой	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования
КР13-5НТ	Очистка лифта НКТ в скважинах, асфальтопарафиновых отложений горячей промывкой с использованием установки "непрерывная труба"	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования
КР13-6	Ревизия или замена колонной головки	Выполнение запланированного объема работ. Прохождение шаблона. Герметичность колонной головки
КР13-7	Ревизия или замена фонтанной арматуры	
КР13-8	Испытания новых видов скважинного оборудования после замены	Выполнение запланированного объема работ
КР13-9	Пробный запуск скважины в работу после капитального ремонта	
КР13-10	Пробный запуск скважины в работу после капитального ремонта с использованием установки "непрерывная труба"	
КР13-11	Подготовка скважины к резке и бурению бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных без вырезания "окна" в эксплуатационной колонне	
КР13-12	Подготовка скважины к резке и бурению бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с вырезанием "окна" в эксплуатационной колонне	

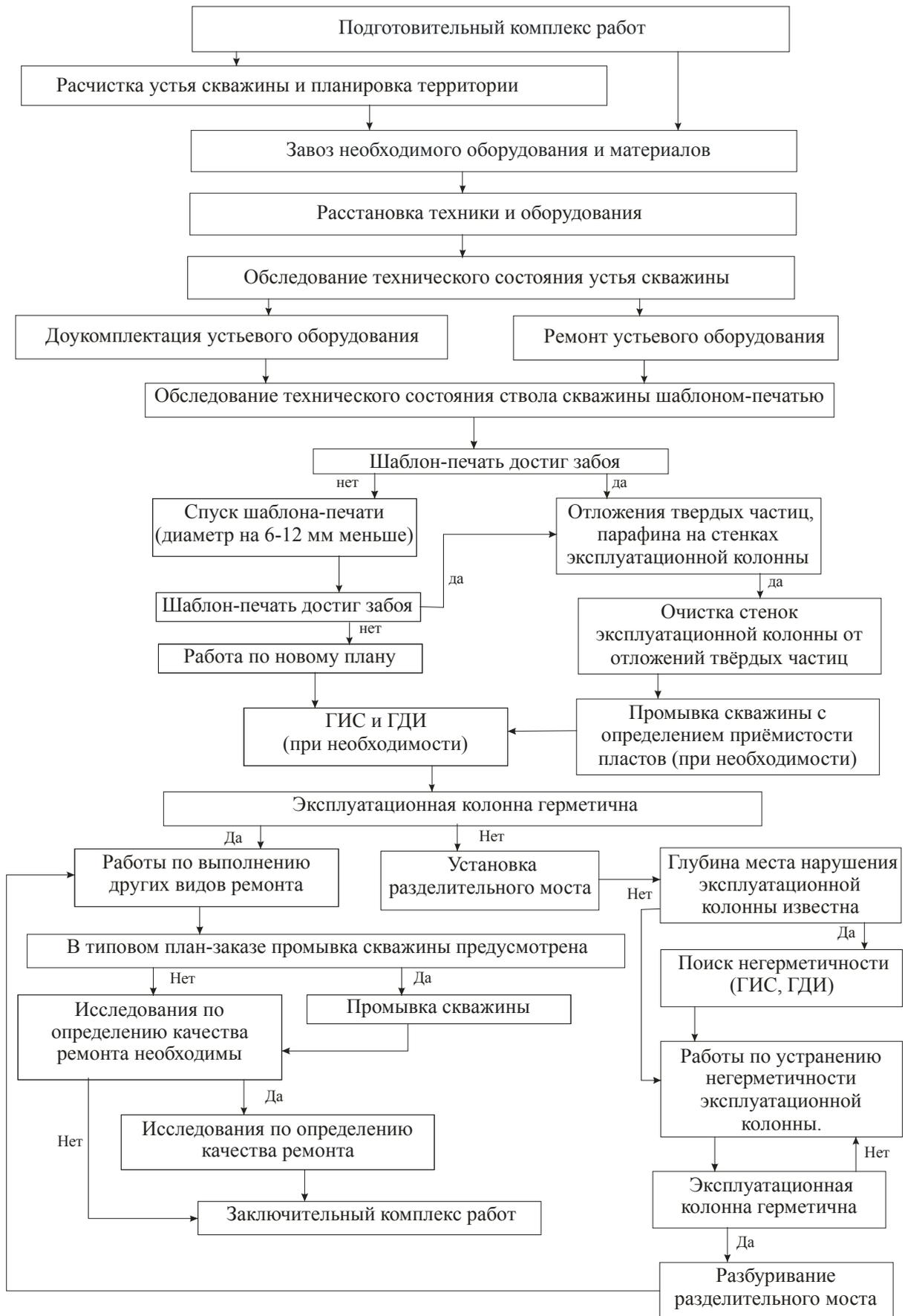


Рисунок 1.1 – Последовательность выполнения работ при КРС

## Текущий ремонт скважин

Обозначение ремонта	Вид ремонта	Результат
1	2	3
<b>ТР1 Замена и (или) восстановление частей оборудования скважин</b>		
ТР1-1	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования фонтанных скважин	Выполнение заданного объема работ
ТР1-2	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования газлифтных скважин	
ТР1-3	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования ШГН	
ТР1-4	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования фонтанных скважин УЭЦН	
ТР1-5	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования УЭДН	
ТР1-6	Оснащение скважины скважинным оборудованием УШВН	
ТР1-7	Замена и (или) восстановление частей скважинного оборудования УЭВН	
ТР1-8	Оснащение скважины скважинным оборудованием ГПН	
ТР1-9	Замена и (или) восстановление частей оборудования других видов	
<b>ТР2 Перевод нефтяных скважин на другой способ эксплуатации</b>		
<i>ТР2-1 Перевод скважин под нагнетание:</i>		
ТР2-1.1	Перевод под нагнетание с УШВН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-1.2	Перевод под нагнетание с УШГН	
ТР2-1.3	Перевод под нагнетание с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН	
ТР2-1.4	Перевод под нагнетание с фонтана	
ТР2-1.5	Перевод под нагнетание с газлифта	
ТР2-1.6	Перевод под нагнетание прочих скважин (контрольные, пьезометрические и т.д.)	
<i>ТР2-2 Перевод скважин с УШВН на другой способ эксплуатации:</i>		
ТР2-2.1	Перевод с УШВН на УШГН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2.2	Перевод с УШВН на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН	
ТР2-2.3	Перевод с УШВН на фонтан	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2.4	Перевод с УШВН на газ-лифт	
<i>ТР2-3 Перевод скважин с УШГН на другой способ эксплуатации</i>		
ТР2-3.1	Перевод с УШГН на УШВН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-3.2	Перевод с УШГН на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН	
ТР2-3.3	Перевод с УШГН на фонтан	
ТР2-3.4	Перевод с УШГН на газ-лифт	

1	2	3
<i>ТР2-4 Перевод скважин с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на другой способ эксплуатации:</i>		
ТР2-4.1	Перевод с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на УШВН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-4.2	Перевод с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на УШГН	
ТР2-4.3	Перевод с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на фонтан	
ТР2-4.4	Перевод с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на газлифт	
<i>ТР2-5 Перевод скважин с фонтана на другой способ эксплуатации:</i>		
ТР2-5.1	Перевод с газлифта на УШВН	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-5.2	Перевод с газлифта на УШГН	
ТР2-5.3	Перевод с газлифта на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН	
ТР2-5.4	Перевод с газлифта на фонтан	
<b>ТР3 Ремонт скважин, оборудованных УШВН</b>		
ТР3-1	Техническое обслуживание УШВН	Выполнение запланированного объема работ
ТР3-2	Подъем УШВН, спуск воронки	
ТР3-3	Подъем воронки, спуск УШВН	
ТР3-4	Техническое обслуживание лифта НКТ или пакера (без замены ротора и статора)	
ТР3-5	Ликвидация обрыва штанг	Выполнение запланированного объема работ. Устранение дефекта
ТР3-6	Ликвидация отворота штанг	
ТР3-7	Техническое обслуживание колонны штанг (без замены ротора)	
ТР3-8	Техническое обслуживание ротора (без подъема статора)	
<b>ТР4 Ремонт скважин, оборудованных ШГН</b>		
ТР4-1	Техническое обслуживание ШГН (невставного)	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР4-2	Техническое обслуживание ШГН (вставного) без подъема НКТ и замковой опоры	Выполнение запланированного объема работ
ТР4-3	Техническое обслуживание ШГН (вставного) с подъемом НКТ и замковой опоры	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР4-4	Техническое обслуживание ШГН, внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)	
ТР4-5	Техническое обслуживание ШГН, извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)	
ТР4-6	Подъем ШГН, спуск воронки	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР4-7	Подъем воронки, спуск ШГН	
ТР4-8	Техническое обслуживание лифта НКТ или замковой опоры (без замены насоса)	

1	2	3
ТР4-9	Ликвидация обрыва штанг	Выполнение запланированного объема работ. Устранение дефекта
ТР4-10	Ликвидация отворота штанг	
ТР4-11	Техническое обслуживание колонны штанг (без замены насоса)	
<b>ТР5 Ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН</b>		
ТР5-1	Техническое обслуживание ЭЦН	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная работа насоса
ТР5-2	Техническое обслуживание УЭВНТ	
ТР5-3	Техническое обслуживание УЭДН	
ТР5-4	Техническое обслуживание насоса (УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН), внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.).	
ТР5-5	Техническое обслуживание насоса (УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН), извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.).	
ТР5-6	Подъем ЭЦН, спуск воронки	Выполнение запланированного объема работ
ТР5-7	Подъем воронки, спуск ЭЦН	
ТР5-8	Техническое обслуживание лифта НКТ (без замены насоса)	
<b>ТР6 Ремонт фонтанных скважин</b>		
ТР6-1	Техническое обслуживание лифта, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	Выполнение запланированного объема работ
ТР6-3	Восстановление циркуляции с использованием КОПС	Выполнение запланированного объема работ
<b>ТР7 Ремонт газлифтных скважин</b>		
ТР7-1	Техническое обслуживание ГЛО без пакера	Выполнение запланированного объема работ
ТР7-2	Техническое обслуживание ГЛО с пакером	
ТР7-3	Подъем ГЛО, спуск воронки	
ТР7-4	Подъем воронки, спуск ГЛО	
ТР7-5	Техническое обслуживание лифта НКТ (без замены компоновки оборудования)	
ТР7-6	Восстановление циркуляции с использованием КОПС	
ТР7-7	Очистка и пропарка НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Оптимальная подача продукции
ТР7-8	Техническое обслуживание, замена, очистка газлифтных клапанов	
<b>ТР8 Ремонт водозаборных скважин</b>		
ТР8-1	Техническое обслуживание ЭЦВ, УЭЦПК	Выполнение запланированного объема работ
ТР8-2	Подъем ЭЦВ, спуск воронки	
ТР8-3	Подъем воронки, спуск ЭЦВ	
ТР8-4	Техническое обслуживание лифта НКТ (без замены насоса)	Выполнение запланированного объема работ

1	2	3
<b>ТР9 Ремонт нагнетательных скважин</b>		
ТР9-1	Техническое обслуживание лифта НКТ	Выполнение запланированного объема работ
ТР9-2	Техническое обслуживание лифта НКТ с ОПЗ	Выполнение запланированного объема работ
<b>ТР10 Опытные работы по испытанию подземного оборудования</b>		
ТР10-1	На нефтяных скважинах	Выполнение запланированного объема работ
ТР10-2	На нагнетательных скважинах	
<b>ТР11</b>	<b>Перевод скважин из категории в категорию</b>	<b>Выполнение запланированного объема работ</b>
<b>ТР12</b>	<b>Ремонт прочих скважин</b>	
<b>ТР13 Ревизия и смена наземного оборудования нефтяных скважин</b>		
<i>ТР13-1 на скважинах, оборудованных УШВН:</i>		
ТР13-2	Техническое обслуживание или смена фонтанной арматуры	Выполнение запланированного объема работ
ТР13-3.1	Техническое обслуживание или смена полированного штока	
ТР13-3.2	Техническое обслуживание или смена верхнего привода.	
ТР13-3.3	Техническое обслуживание колонной головки (патрубка)	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность колонной головки (патрубка)
<i>ТР13-4 на скважинах, оборудованных ШГН:</i>		
ТР13-4.1	Техническое обслуживание или смена фонтанной арматуры	Выполнение запланированного объема работ
ТР13-4.2	Техническое обслуживание или смена полированного штока	
ТР13-4.3	Техническое обслуживание или смена сальника устьевого	Выполнение запланированного объема работ. Устранение утечек флюидов
ТР13-4.4	Техническое обслуживание колонной головки (патрубка).	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность колонной головки (патрубка)
<i>ТР13-5 на скважинах, оборудованных УЭЦН (УВНТ, УЭДН):</i>		
ТР13-5.1	Техническое обслуживание или смена фонтанной арматуры	Выполнение запланированного объема работ
ТР13-5.2	Техническое обслуживание колонной головки (патрубка).	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность колонной головки (патрубка)
<i>ТР13-6 на фонтанных скважинах:</i>		
ТР13-6.1	Техническое обслуживание или смена фонтанной арматуры	Выполнение запланированного объема работ
ТР13-6.2	Техническое обслуживание колонной головки (патрубка)	Герметичность колонной головки (патрубка)

1	2	3
<i>ТР13-7 на скважинах, оборудованных ГЛЮ</i>		
ТР13-7.1	Техническое обслуживание или смена фонтанной арматуры	Выполнение запланированного объема работ
ТР13-7.2	Техническое обслуживание колонной головки (патрубка)	
<b>ТР14 Прочие виды работ</b>		
ТР14-1.1	Промывка забоя скважины	Выполнение запланированного объема работ
ТР14-1.2	Проведение геофизических исследований скважины	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения

Таблица 1.3

**Повышение нефтеотдачи пластов и производительности скважины**

Обозначение ремонта	Виды и подвиды работ	Результат
<b>ПНП1 Создание оторочек:</b>		
ПНП1-1	растворителя	Выполнение запланированного объема работ
ПНП1-2	раствора ПАВ	
ПНП1-3	растворов полимеров	
ПНП1-4	кислот	
ПНП1-5	щелочей	
ПНП1-6	теплоносителей (горячей воды, пара и т.д.)	
ПНП1-7	газожидкостных смесей	
ПНП1-8	газа	
ПНП1-9	парогазовых смесей	
ПНП1-10	других реагентов	
ПНП1-10.1	активного ила	
ПНП1-10.2	мицеллярного раствора и т.д.	
<b>ПНП2</b>	<b>Вибровоздействие на пласт</b>	<b>Выполнение запланированного объема работ</b>
<b>ПНП3</b>	<b>Биовоздействие на пласт</b>	
<b>ПНП4</b>	<b>Волновое воздействие на пласт</b>	
<b>ПНП5</b>	<b>Магнитное воздействие на пласт</b>	
<b>ПНП6</b>	<b>Электрическое воздействие на пласт</b>	
<b>ПНП7 Прочие виды воздействия на пласт:</b>		
ПНП7-1	Инициирование и регулирование внутрипластового горения и т.д.	Выполнение запланированного объема работ

**Подготовительный комплекс работ**

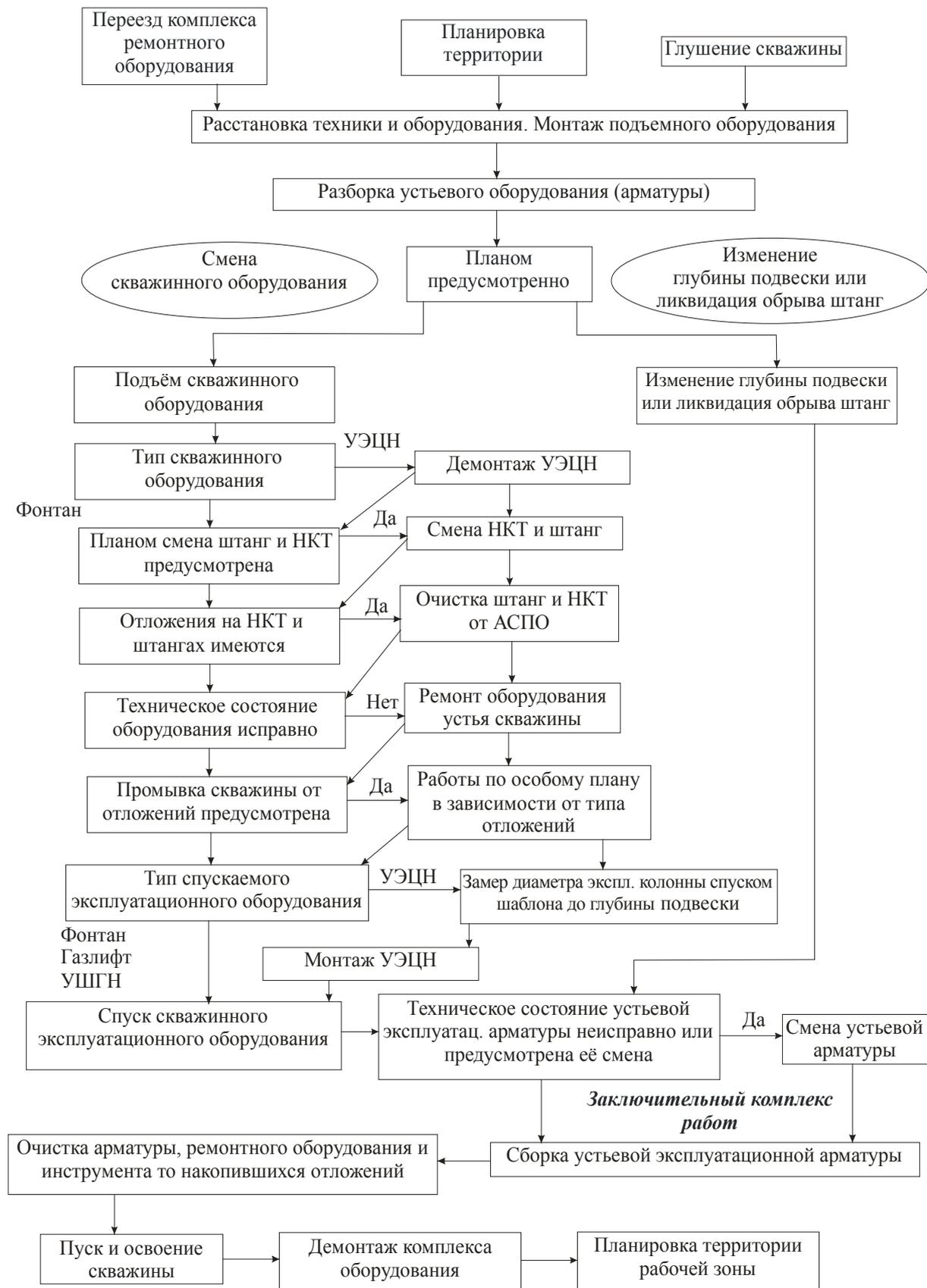


Рисунок 1.2 – Последовательность выполнения работ при ТРС

## ГЛАВА 2. НАЗЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

В зависимости от категории и разновидности предстоящего текущего и капитального ремонта скважин применяют соответствующее оборудование и инструмент.

На рис. 2.1 приведена принципиальная схема размещения комплекса оборудования для ремонта скважин, в состав которого входят: подъемный агрегат; насосная установка (если она не входит в комплект МБК); ротор; вертлюг; противовыбросовое оборудование; устьевого и подземный инструмент.

### 2.1 Выбор подъемного агрегата

Выбор необходимого наземного сооружения, оборудования и инструмента производят исходя из категории и разновидности предстоящего текущего и капитального ремонта. Основным критерием для выбора подъемного агрегата является грузоподъемность.

В процессе ремонтных работ на вышку (мачту) действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. Выбор производится по вертикальным нагрузкам, для чего определяют максимальное значение, которое может испытывать вышка (мачта) в процессе ремонта скважины.

Максимальная вертикальная нагрузка, действующую на вышку агрегата, определяется по формуле:

$$P_{\max} = P_{\text{кр}} + P_{\text{х.к.}} + P_{\text{н.к.}} + P_{\text{т.с.}}, \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{кр}}$  – максимальная нагрузка, действующая на крюк, кН;

$P_{\text{х.к.}}$ ,  $P_{\text{н.к.}}$  – натяжение ходового и неподвижного концов талевого каната, кН;

$P_{\text{т.с.}}$  – вес талевого системы.

Максимальная нагрузка на крюк при подъеме колонны НКТ с забоя скважины с учетом искривления скважины и облегчения веса труб, погруженных в раствор глушения, определяется по формуле:

$$P_{\text{кр}} = P_{\text{НКТ}} \cos \alpha (1 + f \cdot \operatorname{tg} \alpha), \quad (2.2)$$

где  $\alpha$  – угол искривления скважины к вертикали;

$f$  – коэффициент трения;

$P_{\text{НКТ}}$  – вес колонны бурительных труб, погруженных в жидкость, определяется:

$$P_{\text{НКТ}} = G \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж.гл.}}}{\rho_{\text{м}}} \right), \quad (2.3)$$

где  $\rho_{\text{ж.гл.}}$  – плотность раствора глушения;

$\rho_{\text{м}}$  – плотность материала труб;

$G$  – вес колонны НКТ в воздухе, определяется:

$$G = Lq + q_3 \frac{L}{l}, \quad (2.4)$$

где  $L$  – длина колонны НКТ;  
 $q$  – вес 1 метра НКТ, кН;  
 $q_3$  – вес замкового соединения;  
 $l$  – средняя длина НКТ.

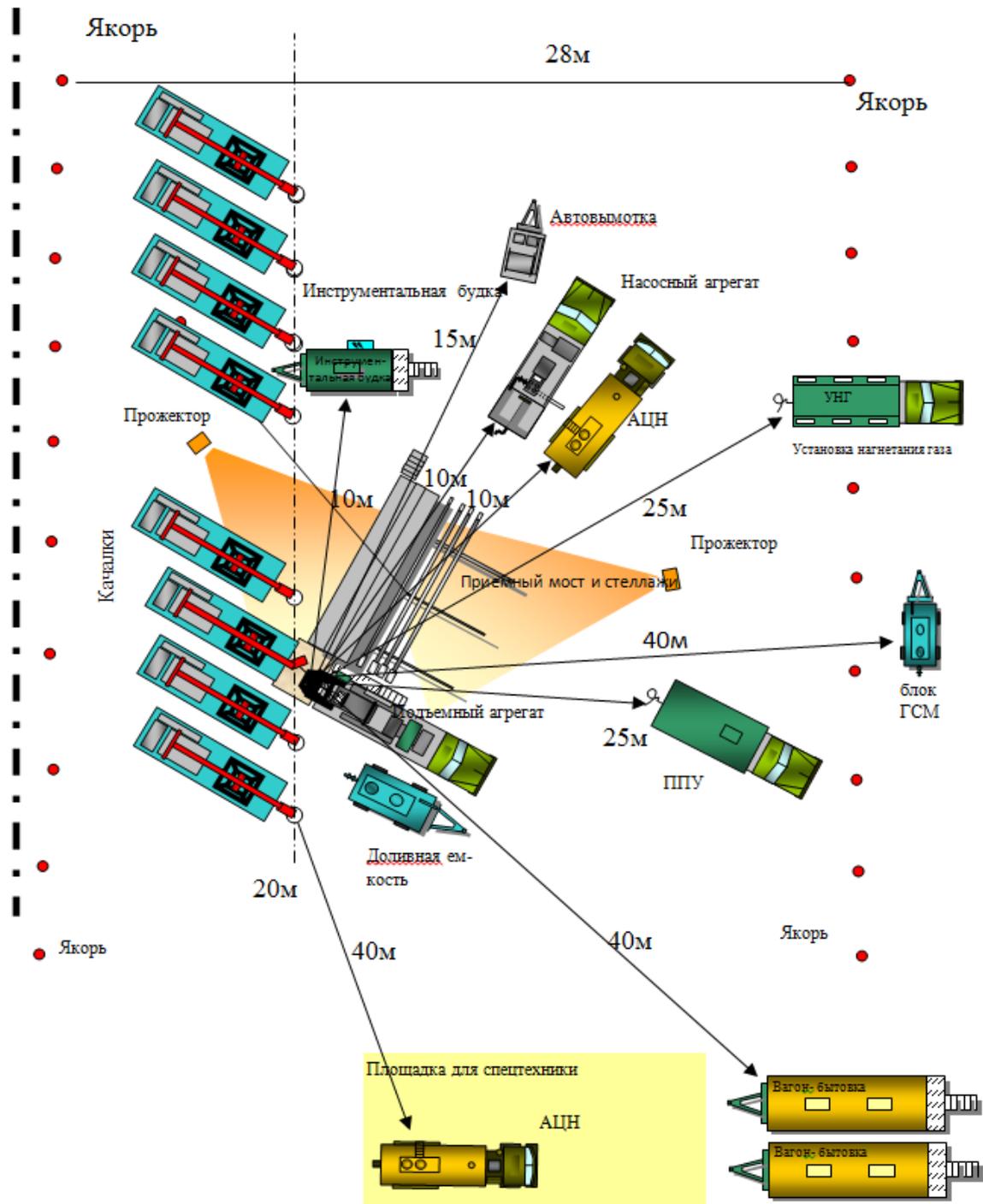


Рисунок 2.1 – Схема расположения оборудования, агрегатов при освоении и ремонте скважин при кустовом расположении скважин

Вес талевой системы определяется:

$$P_{т.с.} = q_{кб} + q_{т.б.} + q_{кр}, \quad (2.5)$$

где  $q_{кб}$  – вес кронблока (7,64 кН);

$q_{т.б.}$  – вес талевого блока (5,17 кН);

$q_{кр}$  – вес крюка (2,69 кН).

Число рабочих струн оснастки талевой системы определим:

$$n = \frac{P_{кр}}{P_{1т.к.} \cdot \eta_{т.с.}}, \quad (2.6)$$

где  $P_{кр}$  – нагрузка на крюке;

$P_{1т.к.}$  – наибольшее тяговое усилие на набегающем конце талевого каната;

$\eta_{т.с.}$  – к.п.д. талевой системы.

## 2.2 Подъемные агрегаты для ремонта скважин

Отечественной промышленностью изготавливаются подъемные агрегаты и комплектующими к ним, следующими заводами производителями:

- **ТД «Интегра»** г. Москва, пр-т Вернадского, тел. (495) 739 3440, e-mail: [integra.ru](mailto:integra.ru);

- **ОАО "Мобильные Буровые Системы"** 107078, г.Москва, проспект Академика Сахарова, д.10 (ОАО "Кунгурский машиностроительный завод" Пермская обл., г. Кунгур, ул. Просвещения, 11 тел. (34271) 29-338, 29-331, 28-957 факс (34271) 29-330 e-mail: [truba@permonline.ru](mailto:truba@permonline.ru) [www.kmzavod.ru](http://www.kmzavod.ru); ОАО «Ишимбаский машиностроительный завод»)

- **ЗАО «БОЭЗ-НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»** 171980, Тверская обл., г. Бежецк, ул. Кашинская, 78 тел. (48231) 21804 тел./факс (48231) 51325 e-mail: [boez-neftegas@rambler.ru](mailto:boez-neftegas@rambler.ru) [www.boez.net](http://www.boez.net).

- **ООО Волгоградский завод буровой техники**, 400075, г. Волгоград, шоссе Авиаторов, 16 тел. (8442) 530440, 394070 факс (8442) 530201, 358511 e-mail: [info@vzbt.ru](mailto:info@vzbt.ru) [www.vzbt.ru](http://www.vzbt.ru)

- **ООО Идель Нефтемаш**, 453210, респ. Башкортостан, г. Ишимбай, ул. Набережная, 7 тел. (34794) 23-885, 33-844 e-mail: [oilmach.ishimbay@bashnet.ru](mailto:oilmach.ishimbay@bashnet.ru) [www.oilmach.ru](http://www.oilmach.ru)

- **ЗАО ИНДАСТРИАЛ поинт**, 191014, Санкт-Петербург, ул. Некрасова, д.14Б тел. (812) 5796060 факс (812) 5794458 e-mail: [info@ipspb.ru](mailto:info@ipspb.ru) [www.ipspb.ru](http://www.ipspb.ru)

- **ЗАО Машнефтепром**, 124683, г. Москва, Зеленоград, корпус 1552-137 тел./факс (495) 537-1688, 171-2361 тел. (495) 537-4827, 538-8728, 726-6933 e-mail: [mashneftprom@zelnet.ru](mailto:mashneftprom@zelnet.ru), [info@mashneftprom.ru](mailto:info@mashneftprom.ru) [www.mashneftprom.ru](http://www.mashneftprom.ru)

- **ОАО Промышленное Нефтегазовое Объединение**, 453210 Респ. Башкортостан, г. Ишимбай, ул. Стахановская, 45 тел. (34794) 24965 факс (34794) 33671 e-mail: [pngo.com-2@bk.ru](mailto:pngo.com-2@bk.ru) [www.oaopngo.ru](http://www.oaopngo.ru)

Подъемные агрегаты, заводов-производителей указанных выше, можно квалифицировать по тяжести проводимых ремонтных работ на следующие типы в зависимости от условной глубины скважины:

1. «легкие»
2. «средней тяжести»
3. «тяжелые»

К агрегатам типа «*легкие*» относятся подъемные установки специализирующиеся на текущем ремонте скважин (УПТА-37/32; АПРС-40М; А2-32; А4-32; ; А5-40М; АР 32/40) предназначенные для ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин, ведения буровых работ ротором и забойными двигателями. Условная глубина скважин при ремонте и освоении – 2000 метров (НКТ 14 кг/м). Условная глубина бурения скважин – 1000 метров (при бурении колонной 24 кг/м), технические характеристики представлены в таблице 2.1.

К агрегатам «*средней тяжести*» относятся подъемные установки (АР-50; АР-60; А50МБ; А50М; АР60; УПА-60А/80; А 60/80; А 60/80 М1.) предназначенные для ведения буровых работ ротором и забойными двигателями, а так же ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин условной глубины:

- при ремонте и освоении – до 5000 метров (НКТ14 кг/м)
- глубина бурения скважин – 2000 метров (при бурении колонной 24 кг/м)

Технические характеристики агрегатов «средней тяжести» представлены в таблице 2.2.

К «тяжелым» агрегатам мобильные буровые комплексы (МБК) Мобильные буровые комплексы (МБК), представляют собой буровые установки способные выполнять функции стационарного бурового станка, но более компактные и мобильные (МБУ180; МБУ125; УПА-125М; УПА-100М; АРБ-100).

Мобильные буровые комплексы грузоподъемностью 90–225 тн., способны бурить до 4000 м., производить капитальный ремонт скважин от 3500 м до 7000 м и представляет собой самоходную установку на специальном шасси, либо собранную на трейлере, технические характеристики которых представлены в таблицах 2.3-2.4.

Агрегат состоит из телескопической мачты, одного или двух двигателей (по проекту), лебёдки с одним или двумя барабанами, трансмиссии, углового редуктора, дифференциальной коробки скоростей, системы подъёма секций мачты, ротора и трансмиссии привода. В комплект мобильного бурового комплекса входят системы обеспечения процесса бурения: приготовления и очистки бурового раствора, пневмогидравлические системы, насосно-силовой блок, противовыбросовое оборудование, дизель-электрическая станция, ЗИП, инструменты.

Таблица 2.1

## Подъемные агрегаты для ремонта и освоения скважин категории «легкие»

Наименование параметра	Марка подъемного агрегата			
	AP32/40M	A2-32	АПРС-40М	A5-40M
1	2	3	4	5
Базовое шасси	4320-1912-40	4320-1912-40	Урал – 4320; КрАЗ – 63221, 65053; КамАЗ - 43118	4320-1912-40
Высота подъема до оси кронблока, м	17,7	-	18,5 (19,5*)	17
Высота подъема крюка, м	13,4	12	14	13,5
Вышка	Моноблочная “А” - образная, с открытой передней гранью	Двухсекционная, телескопическая, с открытой передней гранью	телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью и возможностью установки балкона верхового рабочего	Моноблочная “А” - образная, с открытой передней гранью
Грузоподъемность на крюке, кг	40000	32000	40000 (допустимая кратковременная 50000)	40000
Двигатель	ЯМЗ-236-HE2-3	ЯМЗ-236-HE2-3		ЯМЗ-236-HE2-3
Колесная формула	6x6	6x6	-	6x6
Подъем в рабочее положение	Электрогидравлическое, дистанционное с выносного пульта			
Полная масса, кг	20800	20000		21150
Управление спуско-подъемными операциями	Электропневматическое и ручное механическое из кабины оператора		электропневматическое и ручное механическое из кабины на платформе агрегата	Электропневматическое и ручное механическое из кабины оператора

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5
<b>Габаритные размеры, мм, не более</b>				
Высота	3750	4200	-	3840
Длина	15330	10020	-	15790
Ширина	2500	2750	-	2500
<b>Лебедка</b>	Однобарабанная			
Диаметр каната, мм	25	22		23,5
Привод	От ДОМ автомобиля			
Скорость перемещения крюка, м/с	0,22 — 1,88	0,18 — 2,03		0,18 — 2,03
<b>Дополнительное оборудование</b>				Приустьевая рабочая площадка
				Гидроротор А 50 М.04
				Буровой ротор Р-250
				Вертлюг
				Манифольд
				Ведущая труба (квадратная штанга - 8,5 м)
				Насосный блок НП 15А

Таблица 2.2

## Технические характеристики агрегатов «средней тяжести»

Наименование параметра	Марка подъемного агрегата					
	АР-50	АР-60	А-50М	УПА-60	УПА-60/80	УПА-80
1	2	3	4	5	6	7
Допускаемая нагрузка на крюке, кН(тс)	688 (60)	589 (60)	600	600 (60)	800 (80)	800 (80)
Привод механизмов	двигатель ЯМЗ-238Д (Е2)	Двигатель шасси ЯМЗ-238ДЕ2		тяговый двигатель шасси ЯМЗ-238М2		
Отбор мощности, кВт(л.с)	243 (330)	243	132	176,5 (240)		243 (330)
<b>Монтажно-транспортная база</b>						
установки подъемной	КрАЗ-63221			КрАЗ-65101-100	КрАЗ-65053 (6x4); КрАЗ-65101 -100 (6x4); КрАЗ-63221 (6x6)	
установки насосной	-	-	прицеп 710Б или СМ-38326	прицеп СМ3-8326		-
<b>Лебедка</b>	одно или двухбарабанная, с дисковыми пневматическими муфтами и двухшківным ленточным тормозом					
Число скоростей лебедки	2	2		4		
Диапазон скоростей подъема талевого блока	0,08-1,5	0,15...1,9		0,191 -1,444		
Тяговое усилие, кН (тс), max			112	-	-	-
<b>Мачта</b>	наклонная телескопическая					
высота от земли до оси кронблока, м	24	22,6	22,4	22		

1	2	3	4	5	6	7
<b>Талевая система</b>						
оснастка	3x4	3x4	3x4 (6-и струнная)	3x4		
диаметр каната, мм	25	25	25	25(ГОСТ 16853-88)		
<b>Вспомогательная лебедка</b>			ТВ-224В (ТЛ-9)	Т-224В	ЛГ-35	
нагрузка на крюке, кН (тс)	30 (3)	29,5 (3)	25	25 (2,5)	30 (3)	
скорость подъема, м, сек			0,25	0,25		
<b>Промывочный насос</b>	НШ50	Аксиально-поршневой 3102.112 2 шт./НШ-50	НБ-125	НБ-125-1	-	
номинальное давление, МПа	15,7 (160)	19,6 (200)/15,7 (160)	16	17	-	
номинальная подача, м <sup>3</sup> /с (л/мин)	6,168x10 <sup>-3</sup> (370)/0,833x10 <sup>-3</sup> (50)		9,95 x10 <sup>-3</sup>	-	-	

Таблица 2.3

Основные технические характеристики мобильных буровых комплексов производства «ОАО "Кунгурский машиностроительный завод"»

Наименование параметра	Марка мобильной буровой установки (комплекса)		
	МБУ125	АРБ-100	МБУ180
1	2	3	4
<b>Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)</b>	1226 (125)	981 (100)	1765 (180)
<b>Привод механизмов</b>	БАЗ – двигатель шасси ТМЗ-8431.10 МЗКТ – двигатель шасси ТМЗ-8431.10 ПС-6 – двигатель шасси ТМЗ-8431.10 Gloros – двигатель шасси Deutz BF 6V 1015C (Euro2)	Двигатель шасси ТМЗ-8431.10	<b>Установка состоит из следующих блоков:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• подъемный блок на полноприводных шасси БАЗ-69099, МЗКТ-7003, ПС-6, “Gloros” повышенной грузоподъемности;</li> <li>• мобильный блок бурового основания и приемный мост на трехосном прицепе ОЗП-84703В</li> </ul>
<b>Мощность привода, кВт (лс)</b>	345,5 (470)	345,5 кВт (470 лс)	
<b>Вышка:</b>		Телескопическая, двухсекционная, наклонная с открытой передней гранью	А-образная, раскладная, телескопическая
<ul style="list-style-type: none"> <li>• расстояние от земли до оси кронблока, мм</li> <li>• длина поднимаемой свечи, мм</li> </ul>	37 000 16 000, 19 000, 21 000, 24 000	30 000 16 000...18 000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• полезная – 27 м.</li> <li>• общая – 41 м.</li> </ul>
<b>Емкость магазинов полатей верхового, м:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• бурильные трубы диаметром 114 и 127 мм</li> <li>• бурильные трубы диаметром 73 и 89 мм</li> </ul>	2700 5400	2500 5000	Длина устанавливаемых свечей максимальная, м - 25

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4
<b>Талевая система:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• оснастка</li> <li>• диаметр талевого каната, мм</li> </ul>	4x6 28	С устройством перепуска талевого каната 4x5 25; 25,5	4x5 35
<b>Лебедка буровая:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• тяговое усилие, кН (тс)</li> <li>• скорость подъема талевого блока, м/с</li> </ul>	191 (19,5) 0,15...1,5	137 (14) 0,15...1,5	Caterpillar 2
<b>Гидродинамический тормоз:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• включение</li> <li>• скорость спуска крюкоблока, м/сек</li> </ul>	Оперативное, дисковой пневматической муфтой 0,9		дисковый
<b>Гидросистема рабочая/монтажная:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• тип и модель насоса</li> <li>• номинальное давление, МПа (атм.)</li> <li>• номинальная подача, л/мин</li> </ul>	Аксиально-поршневой 310.2.112 – 2 шт./НШ-50М4 – 1 шт. 11,8 (120)/ 13,7 (140) 380	Аксиально-поршневой 310.2.112 – 2 шт./НШ-50М4 – 1 шт. 11,8 (120)/ 13,7 (140) 380	
<b>Гидрораскрепитель:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ход штока, мм</li> <li>• развиваемое усилие, кН (тс)</li> </ul>	2 шт. 950 49 (5,5)	2 шт. 950 49 (5,5)	
<b>Вспомогательная гидроприводная лебедка:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• допускаемая нагрузка, кН (тс)</li> </ul>	29,5 (3)	29,5 (3)	Гидравлический 49 (5)
<b>Манифольд (стояк с буровым рукавом):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• проходное сечение, мм</li> <li>• рабочее давление, МПа (кг/см<sup>2</sup>)</li> </ul>	76 19,6 (200)	73 20 (200)	

1	2		3		4
<b>Аварийный электропривод:</b> • мощность электродвигателя, кВт • скорость подъема крюкоблока при допустимой нагрузке до 125 т/с, м/мин • наибольшая скорость подъема крюкоблока, м/мин	30	0,8	30	0,5	50
	2,9		1,5		
<b>Освещение взрывозащищенное В</b>	220, (аварийное 24)		220, (аварийное 24)		
<b>Габаритные размеры подъемного блока в транспортном положении, мм:</b>	<b>шасси БАЗ-69099</b> 26500x3250x4500	<b>шасси МЗКТ-7003</b> 26500x3200x4600 – без балкона 26500x3200x4900 – с балконом	<b>шасси БАЗ-69096</b> 20000x3250x4500	<b>шасси МЗКТ-7004</b> 20000x3250x4500 – без балкона 20000x3250x4700 – с балконом	<u>Шасси “Gloros”, Шасси ПС-6, Шасси МЗКТ</u>
	<b>шасси ПС-6</b> 26500x3100x4500	<b>шасси Gloros</b> 26500x3200x4500			
<b>Масса подъемного блока в транспортном положении, кг</b>	60 000	60 000	57000	57000	100000

Таблица 2.4

## Основные технические характеристики мобильных буровых комплексов (ТД «Интегра»)

Наименование параметра	Марка бурового комплекса				
	ZJ10/900CZ	ZJ15/1125CZ	ZJ15/1125CZ	ZJ30/1700CZ	ZJ40/2250CZ
Глубина бурения (БТ4-1/2"), (м)	1000	1500	2000	3000	4000
Глубина ремонта (БТ3-1/2"), (м)	3200	4500	5500	6500	7000
Максимальная нагрузка на крюке, (кН)	900	1125	1580	1800	2250
Скорость подъема крюка, (м/сек)	0.2~1.4				
Высота вышки, (м)	29	32	35	36/38	36/38
Вид вышки	мачтовый	мачтовый	мачтовый	мачтовый или вертикальный	мачтовый или вертикальный
Тип двигателя	CAT3406 или C-9ATAAC	CAT3408 DITA или C-15 ATAAC	CAT3412 DITA или C-16 ATAAC	2 x CAT3408 DITA или 2 X C-15 ATAAC	2 x CAT3408 DITA или 2 X C-15 ATAAC
Мощность двигателя, (KW)	269 или 261	354	485 или 492	2 x 354	2x396 или 2x392
Трансмиссия	S5600HR	S5600HR	S6610HR	2xS5610HR	2xS5610HR
Вид передачи	Гидравлический + механический				
Галева система (оснастка)	3x4	4x5	4x5	4x5/5x6	5x6
Диаметр главного каната, (мм)	Ф26	Ф26	Ф29	Ф32	Ф32
Тип крюкоблок	YG90	YG110	YG160	YG180	YG225
Тип вертлюга	SL110	SL135	SL160	SL225	SL225
Тип ротора	ZP175	ZP175	ZP175	ZP205/ZP275	ZP205/ZP275
Тип шасси	XD40/8x6	XD50/10x8	XD60/12x8	XD70/14x8	XD70/14x8
Угол подхода/угол отхода	26°/28°				
Минимальное расстояние до земли, (мм)	311				
Максимальная наклонность прохода	30%	26%	26%	26%	26%
Минимальный радиус поворота, (м)	28	30	38	41	41
Габаритные размеры движения, (м)	16.7x2.8x4.2	18.2x2.85x4.3	20.5x2.85x4.5	22.3x3x4.5	22.3x3x4.48
Вес главной машины, (кг)	42000	50000	58000	76000	78000
Вес приложенных сооружений, (кг)	15000	20000	34000	32000	34000

### **Требования к рабочей площадке**

Должна быть выполнена из листов рифленого 5мм железа или деревянных досок толщиной 40мм размером 3м / 4 м. Рабочая площадка оборудуется ступенями.

В случае сооружения на высоте более 0,75 м рабочая площадка оборудуется лестницами и перилами высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 15 см, образующий с настилом зазор не более 1см для стока жидкости.

Высота фланца эксплуатационной колонны над уровнем рабочей площадки должна быть не менее 500 мм.

### **Требования к приемным мосткам**

Передвижные приемные мостки предназначены для обслуживания, укладки и временного складирования труб и штанг, в количестве, необходимом для производства работ на скважине и для подачи и приема труб при спуско-подъемных операциях.

Конструкции мостков и стеллажей в зависимости от применяемого материала бывают различными.

В Западной Сибири применяются переносные приемные мостки, выполненных в виде металлической пространственной фермы, перевозимой волоком (на полозьях) с помощью трактора.

Транспортировать и устанавливать на устье скважины приемные мостки следует только трактором Т-150 или К-701 с исправной гидравлической подвеской.

Приемные мостки на устье скважины устанавливают горизонтально или с уклоном не более 1:25 в сторону от устья скважины. Также мостки должны быть оборудованы с обеих сторон трапами-сходнями в соответствии с требованиями правил безопасности.

Стеллажи приемных мостков должны обеспечивать возможность укладки труб при высоте штабеля не более 1,25 м, иметь противооткатные металлические стойки, предохраняющие трубы от раскатывания.

Беговая дорожка должна быть выполнена шириной не менее 1 метра из досок толщиной 50мм, а трапы - сходни шириной не менее 1 метра и досок толщиной 40мм.

## **2.3 Талевая система**

Талевая система состоит из:

- системы неподвижных роликов - кронблока,
- подвижных роликов - талевого блока,
- крюка,
- талевого каната.

**Кронблок** устанавливается на верхней площадке вышки или мачты, **талевый блок** подвешивается на талевом канате, один конец которого после оснастки прикреплен к барабану подъемной лебедки, а другой - к раме вышки или к талевому блоку. **Крюк** подвешивается к нижней серьге талевого блока.

### Характеристики талевой системы

- **Сила подъема груза** при любой оснастке определяют из выражения

$$P = \frac{Q}{n} \quad (2.7)$$

где  $Q$  - вес поднимаемого груза;  
 $n$  - число струн оснастки талей.

- **Длина каната**, наматываемого на барабан, равна

$$L = n \cdot A \quad (2.8)$$

где  $A$  - высота подъема груза.

С учетом сил сопротивления в талевом механизме величина фактической силы равна:

$$P = \frac{Q}{n \cdot \eta} \quad (2.9)$$

где  $\eta$  - к.п.д. талевого механизма, который зависит от числа роликов.

Число роликов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К.п.д.	0,97	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81

### Кронблоки

Кронблоки эксплуатационные являются неподвижной частью талевой системы.

Кронблоки КБН предназначены для работы в районах с умеренным климатом, типа КБ - в умеренном и холодном климате.

Последние изготавливаются двух видов:

- **исполнение I** - для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт;
- **исполнение II** - с подкронблочной рамой для стационарных эксплуатационных вышек.

### Талевые блоки

Талевые блоки – подвижная часть талевой системы при спуско-подъемных операциях, предназначены для работы в районах с умеренным климатом (тип БТН) и с умеренным и холодным климатом.

Талевые блоки всех типоразмеров (конструктивно отличающиеся друг от друга только числом канатных шкивов) представляют собой канатные шкивы, насаженные на роликоподшипниках на ось, неподвижно установленную в двух щеках, закрепленных гайкой. Канатные шкивы на оси отделены друг от друга распорными кольцами.

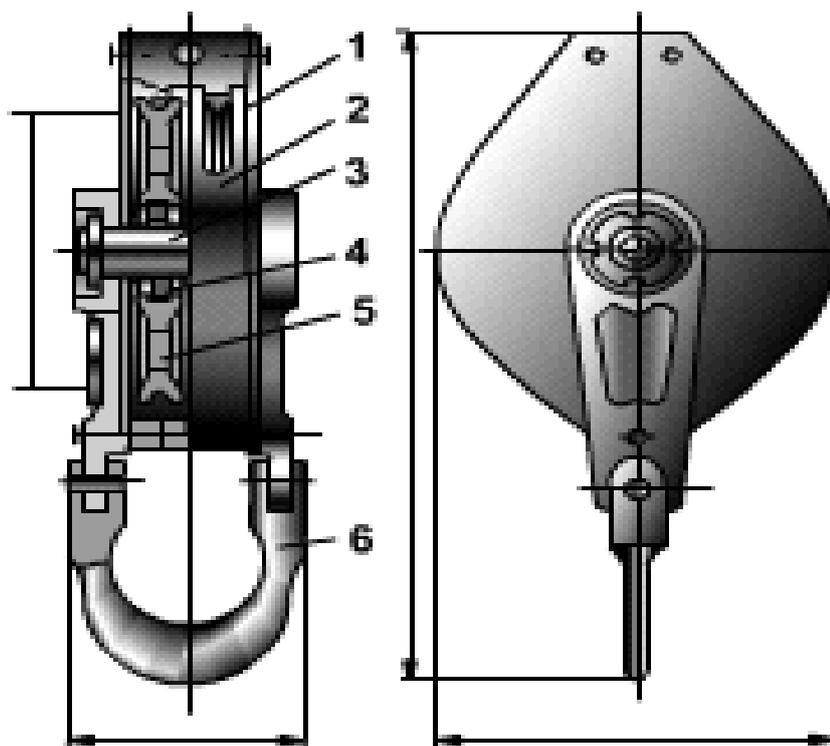


Рисунок 2.2 – Талевый блок:

1 - щека; 2 – боковой кожух; 3 – ось шкивов; 4-подшипник; 5 - шкив; 6 - серьга

### Подъемные крюки

Крюки подъемные эксплуатационные относятся к подвижной части талевой системы, предназначены для подвешивания на них штропов, трубных или штанговых элеваторов, вертлюгов и других приспособлений при монтаже, демонтаже наземного оборудования.

Крюки КН предназначены для работы в районах с умеренным климатом, а КР - для умеренного и холодного климата.

Крюки изготавливаются двух типов: однорогие (*исполнение I*) грузоподъемностью до 20 т и трехрогие (*исполнение II*) грузоподъемностью 32 т и более.

Крюк состоит из рога, подвески и серьги.

Рог кованый включает сменное седло с защелкой для фиксирования седла при спуско-подъемных операциях. Вогнутая цилиндрическая поверхность седла соответствует размеру сопрягаемого с ним штропа элеватора или серьги вертлюга (рис.2.3).

Для создания условий безопасности и безаварийной эксплуатации талевой системы необходимо обеспечить своевременный и правильный уход за ней, так как незначительные неисправности могут привести к серьезным авариям и несчастным случаям.

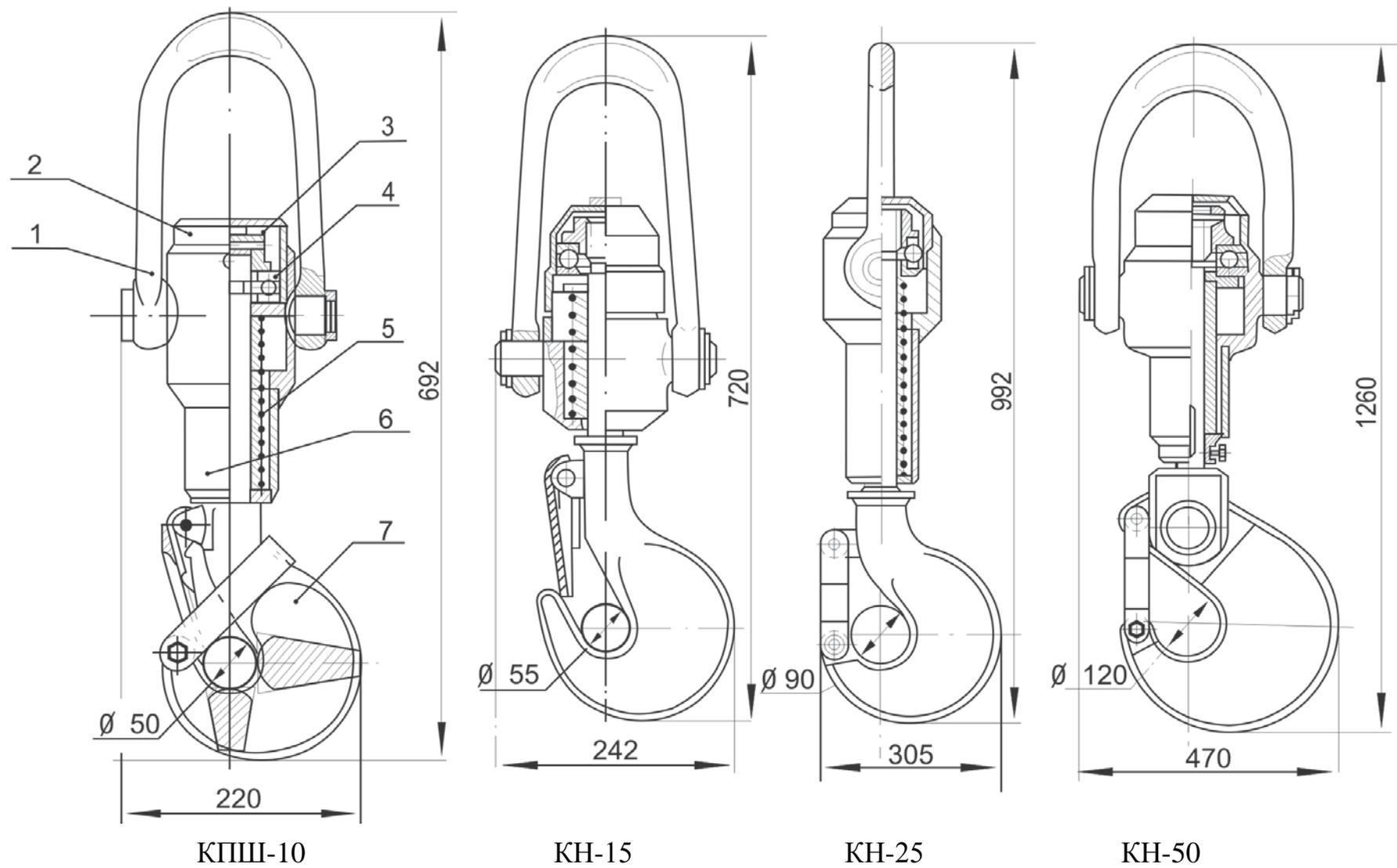


Рисунок 2.3 – Крюки: 1-кожух; 2-штроп; 3-гайка; 4-упорный подшипник; 5-пружина; 6-корпус крюка; 7-рог

Перед пуском талевой системы в работу необходимо проверить: плавность вращения канатных шкивов и степень износа канавок; легкость откидывания кожухов и надежность их крепления; плавность проворачивания ствола крюка в стакане; исправность защелок; надежность крепления всех узлов, гаек, болтов, а также крепления кронблока к подкронблочным балкам; наличие смазки в подшипниках и шарнирах.

В случае обнаружения дефектов (вмятин, трещин и т. д.) неисправные детали талевой системы должны быть заменены. В процессе эксплуатации талевой системы необходимо: проверять надежность крепления всех узлов, при этом особое внимание следует обращать на надежность крепления гаек и болтов; следить за износом канавок канатных шкивов; регулярно смазывать подшипники и шарнирные соединения, руководствуясь картой смазки (табл. 2.5); следить за чистотой смазки и за тем, чтобы не были загрязнены смазочные каналы; следить, чтобы канатные шкивы вращались свободно без заедания и шума в подшипниках; не допускать работу талевой системы при нагреве подшипников выше 70 °С; при обнаружении перегрева подшипники необходимо промыть керосином при помощи ручного насоса, а затем смазать; следить, чтобы канатные шкивы своими ребордами не задевали за кожух, а талевой канат при прохождении через прорези кожухов не задевал за их кромки; проверять легкость вращения крюка вокруг вертикальной оси и на пальце крепления к стволу.

При выявлении неисправностей или поломок в элементах талевой системы работы следует прекратить и произвести ремонт или замену неисправного оборудования (табл. 2.6). Работать с неисправным оборудованием категорически запрещается.

Таблица 2.5

Карта смазки талевой системы

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Роликоподшипники канатных шкивов	Солидол УС-1 (ГОСТ 1033-73) или солидол С (ГОСТ 4366-76)	Смазывать один раз в неделю ручным насосом, расход по 200 г. на каждый шкив.
Упорный шарикоподшипник крюка		Смазывать один раз в месяц расход по 500 г.
Шарнирное соединение серьги с корпусом крюка		Смазывать один раз в сутки расход по 20 г.
Шарнирное соединение зева крюка со стволом		Смазывать один раз в сутки расход по 20 г.
Защелка крюка		Смазывать один раз в неделю
Стопор крюка		Смазывать один раз в неделю

Таблица 2.6

## Возможные неисправности талевой системы и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправности	Способы устранения неисправностей
<b><i>Кронблоки и талевые блоки</i></b>		
Шкивы не вращаются	Поломка подшипников	Заменить подшипники
Шум в подшипниках шкива	Большой износ подшипников	Добавить смазку
Ступицы шкивов сильно греются	Недостаточное количество смазки в подшипниках. Загрязненность смазки	Промыть маслопроводы и смазать свежей смазкой
Задевание ребдр шкивов о кожух	Деформирован кожух	Выправить кожух
<b><i>Крюки и кронблоки</i></b>		
Не обеспечен рабочий ход крюка	Ослабла или сломалась пружина	Заменить пружину
Не закрывается защелка зева крюка	Сломалась пружина или фиксатор	Заменить пружину или фиксатор
Не стопориться крюк		

## **2.4 Комплекс «непрерывная труба» для капитального ремонта нефтяных и газовых скважин**

### **Особенности применения комплекса непрерывная труба:**

С помощью комплекса «непрерывная труба» (КНТ) можно проводить огромный ряд работ и операций: бурение разведочных и добывающих скважин малого диаметра; бурение дополнительных наклонно-направленных боковых (БС) и горизонтальных (ГС) стволов из эксплуатируемых скважин; вскрытие на депрессии продуктивных пластов; углубление и повторное вскрытие скважин; снижение гидростатического давления на забой и стенки скважин; проведение геофизических исследований в процессе каротажа пологих и горизонтальных скважин; селективное воздействие на пласт и проведение кислотных обработок ПЗП; гидравлический разрыв пласта (ГРП) и перфорационные работы; очистку ствола скважины; ремонтно-изоляционные работы (РИР) и др.

### **Преимущества использования КНТ:**

- сокращается время проведения спуско-подъемных операций (СПО);
- отпадает необходимость в использовании передвижного подъемного агрегата (ППА) для ремонта скважин;
- отпадает необходимость в глушении скважин;
- отсутствуют соединения, через которые возможны утечки нефти и газа;
- успешное и практически единственное в настоящее время технологически осуществимое выполнение различных операций в горизонтальных скважинах;
- меньше загрязняется продуктивный пласт;
- увеличивается безопасность проведения операций;
- обеспечивается экономия рабочего пространства при монтаже поверхностного оборудования КНТ;
- в большей степени обеспечивается охрана окружающей среды.

### **Недостатками применения КНТ считаются:**

- тенденция колонн НТ к скручиванию;
- ограниченная длина НТ, размещаемых на барабане;
- необходимость сваривания НТ при проведении операций на больших глубинах;
- трудности с осуществлением ремонта КНТ в промысловых условиях, особенно в труднодоступной местности (лесотундра, заболоченность, заозеренность);
- высокая стоимость аренды КНТ;
- недостаточная осведомленность организаций о возможностях применения КНТ

## Выбор установки КНТ и вспомогательного оборудования для ремонта скважин

Выбора установки КНТ производится по главному параметру – допустимому (максимальному) тяговому усилию инжектора, который рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$Q = K_0 \cdot Q_0, \text{ (Н)} \quad (2.10)$$

где  $K_0$  – коэффициент запаса ( $K_0 > 1,75-2$ );  
 $Q_0$  – вес подземного оборудования в воздухе, Н.

Вес подземного оборудования в воздухе рассчитывается по формуле:

$$Q_0 = m_{\text{НТ}} + m_{\text{ОК}} + m_{\text{Инстр.}}, \text{ (Н)} \quad (2.11)$$

где  $m_{\text{НТ}}$  – вес НТ, Н;  
 $m_{\text{ОК}}$  – вес обратного клапана, Н;  
 $m_{\text{Инстр.}}$  – вес инструмента, Н.

### Определение удлинения колонны НТ

$$\Delta l = \frac{1.05 \cdot QL}{F \cdot E}, \text{ м;} \quad (2.12)$$

где  $Q = q_{\text{нкт}}L$  – вес колонны, кН;  
 $L$  – длина спуска, м;  
 $q_{\text{нкт}}$  – вес 1 м трубы, кН;  
 $F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  
 $E$  – модуль упругости =  $2,1 \cdot 10^5$  МПа

Комплексы «непрерывная трубы» классифицируются на три серии:

- легкая – тяговое усилие инжектора от 100 кН до 120 кН;
- средняя – тяговое усилие инжектора от 240 кН до 270 кН;
- тяжелая – тяговое усилие инжектора от 360 кН до 440 кН.

Отечественной промышленностью изготавливаются комплексы «непрерывная труба» и комплектуемыми к ним, следующими заводами производителями:

- **"Бюро экологических проблем "Тибет"**: Россия, 107014, г. Москва, ул. Стромынка, дом 11, строение 1, 3-й подъезд, тел.: (499) 268 0070, (499) 268 6614; факс: (499) 268 6780 E-mail: [info@bep-tibet.ru](mailto:info@bep-tibet.ru)

- **ОАО «Первомайскхиммаш»**: Россия, Тамбовская обл. 393700, п. Первомайский, ул. Школьная, 9. Телефон: (47548) 2-33-15, 62-5-01 Факс: (47548) 2-37-89, 2-11-42 E-mail: [mail@phm.ru](mailto:mail@phm.ru)

- **СЗАО «ФИДМАШ»**: Беларусь, Минская область, Минск, 220033, ул. Рыбалко, 26; тел. +7 (37517) 298 24 18; E-mail: [www.fidmashnov.com](http://www.fidmashnov.com), [fidmashsales@nov.com](mailto:fidmashsales@nov.com).

Типовая схема расстановки наземного оборудования при проведении ремонтно-восстановительных работ на скважины представлена на рисунках 2.4-2.5.

Таблица 2.7

Технические характеристики КНТ – МУРС производства  
"Бюро экологических проблем "Тибет"

НАИМЕНОВАНИЕ		МУРС-12	МУРС-12	МУРС-30
Тип шасси	Автомобиль-шасси	КрАЗ-65101 или КрАЗ-65053		
	Шасси повышенной проходимости		КрАЗ-63221-044	БАЗ-69096 (Брянск)
Максимальное давление на устье, МПа		35	35	70
Максимальное тяговое усилие инжектора, к.н (т.с.)		120 (12)	120 (12)	300 (30)
Скорость спуска и подъема трубы м/сек		0.01-0.5	0.01-0.5	0.01-0.8
Вместимость барабана, м., для труб диаметром 33,5 мм. для труб диаметром 38,1 мм. для труб диаметром 44.45 мм. для труб диаметром 60,3 мм		2000	2500	4700 3700 3000
Габаритные размеры, мм. (в транспортном положении): -длина -ширина -высота		10900 2500 (2750) 4000	10500 2500 4000	14500 2700 4500
Высота фонтанной арматуры на скважине, обслуживаемая установкой, не более, м.		3.0	3.0	5.0
Масса установки, кг. - полная масса установки в собранном виде с необходимой заправкой, экипажем, намотанной трубой и вспомогательным оборудованием, кг		25650	31200	39000

Таблица 2.8

## Технические характеристики установок «УРАН» производства ОАО «Первомайскхиммаш»

Наименование	Установка подземного и капитального ремонта		
	УРАН-20.1	УРАН-20.2	УРАН-20.21
1	2	3	4
Шасси	Шасси автомобильного типа КрАЗ-63221,6х6	Шасси колесного тягача БАЗ-69096,10х8,1	Поставляется на двух шасси КрАЗ-63221,6х6
Мощность двигателя, л.с	330	425	330
Гидроманипулятор	импортный		
Грузовой момент, тм	Не менее 23	27,5	Не менее 23
Кол-во выносных опор	2		
Выносной пульт управления	По дополнительным требованиям		
Узел намотки	Стационарный барабан	С быстросъемным барабаном	
Барабан, м	Емкость для труб Ø 38,1 – 2600	Емкость для труб Ø 38,1 – 5000	Емкость для труб Ø 38,1 – 4000
Привод	Гидравлический реверсивный		
Тормоз	Дисковый, нормально замкнутый с гидравлическим растормаживанием и усилием. Стояночный ручной		
Укладчик	Ручной, гидроприводный, реверсивный	Синхронизированный, с ручной коррекцией от гидропривода	
Максимальное тяговое усилие, т	15	27	27
Толкающие усилие	Регулируемое по верхнему пределу от 0,5 до 15 т.	Регулируемое по верхнему пределу от 0,5 до 27 т.	
Применяемые БДТ	Ø 25,4 мм; Ø 33,5 мм; Ø 38,1	Ø 25,4 мм; Ø 33,5 мм; Ø 38,1; Ø 44,5 мм	
Кабина оператора	Цельнометаллическая, утепленная, с обогревом и освещением. Автономный дизельный отопитель мощностью 2-5 кВт	Цельнометаллическая, утепленная, с обогревом и освещением. Автономный дизельный отопитель мощностью 5 кВт	Цельнометаллическая, утепленная, с обогревом и освещением. Автономный дизельный отопитель мощностью 2-5 кВт
Гидравлическая система	Автономная, привод от трансмиссии шасси		
Пульт управления установкой	Укомплектован оборудованием для дистанционного управления технологическим оборудованием установки и двигателем шасси, в том числе и КИПиА		
Электронная контрольно-измерительная система	Обеспечивает контроль и регистрацию параметров при проведении СПО и технологических операций с возможностью последующей обработки на ПК		

1	2	3	4
Манифольд подвода технологической жидкости	Двухканальное исполнение с рабочим и аварийным каналом. Присоединение к БДТ разъемное, присоединение к насосной установке БРС2		
Запорная арматура	Краны шарового типа на рабочем и аварийном каналах, на участке соединения с БДТ. Обратный клапан (створчатого типа) между рабочим и аварийным каналами		
Опорная рама механизма подачи трубы (инжектора) с опорными стойками	Укомплектована тросовыми оттяжками с талрепами и цепями. Опорные стойки телескопические с винтовыми домкратами и стяжками.		
Противовыбросовое оборудование	Привод – гидрообъемный, с управлением из кабины оператора. Условный проход 65 мм. Рабочее давление 35 МПа	Привод – гидрообъемный, с управлением из кабины оператора. Условный проход 65,8 мм. Рабочее давление 70 МПа	
Герметизатор БДТ (устанавливается на превентор)	Уплотнительный элемент – разъемный. Материал уплотнительного элемента – резина. Исполнение корпуса – разъемное с возможностью замены уплотнительного элемента при СПО	Уплотнительный элемент – разъемный. Материал уплотнительного элемента – полиуретан, резина. Исполнение корпуса – разъемное с возможностью замены уплотнительного элемента при СПО	
Блок превенторов (устанавливается на фонтанную арматуру)	Тип – четырехплащечный (удерживающие, трубные, отрезные и глухие плашки). Запасное управление и фиксация плашек в рабочем положении механическое	Тип – трехплащечный (удерживающие, трубные плашки, отрезные и глухие плашки совмещены). Запасное управление и фиксация плашек в рабочем положении механическое	
Насос НПСЦ-32	-	-	С гидроприводом
Мерный бак	-	-	4 м <sup>3</sup>
Скважинный инструмент	Поставляется по требованию заказчика		
Площадки, лестницы обслуживание инжектора и ПВО	Конструкция – съемная, разборная с отдельными элементами весом не более 50 кг. Габаритами, не более 2 х 4 метра. Наличие лестниц и площадок с ограждениями, позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования при высоте фонтанной арматуры до 4 м.	Конструкция – съемная, разборная с отдельными элементами весом не более 50 кг. Габаритами, не более 2 х 4 метра. Наличие лестниц и площадок с ограждениями, позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования при высоте фонтанной арматуры до 4,5 м.	
Комплект специальных приспособлений и инструмента	Базовый комплект согласно КД. Дополнительный инструмент и приспособления по согласованию с Заказчиком		

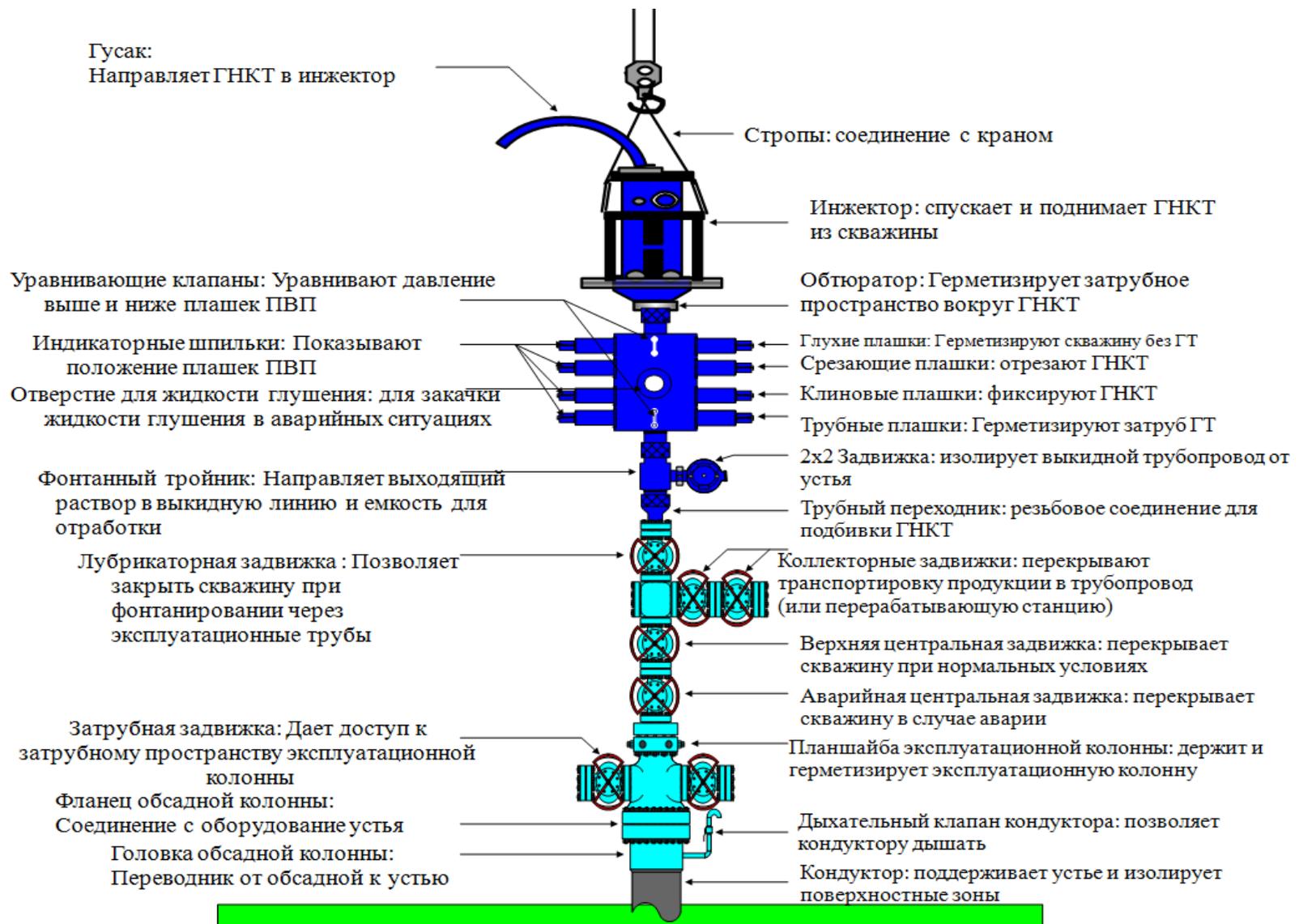


Рисунок 2.4 – Конфигурация наземного оборудования

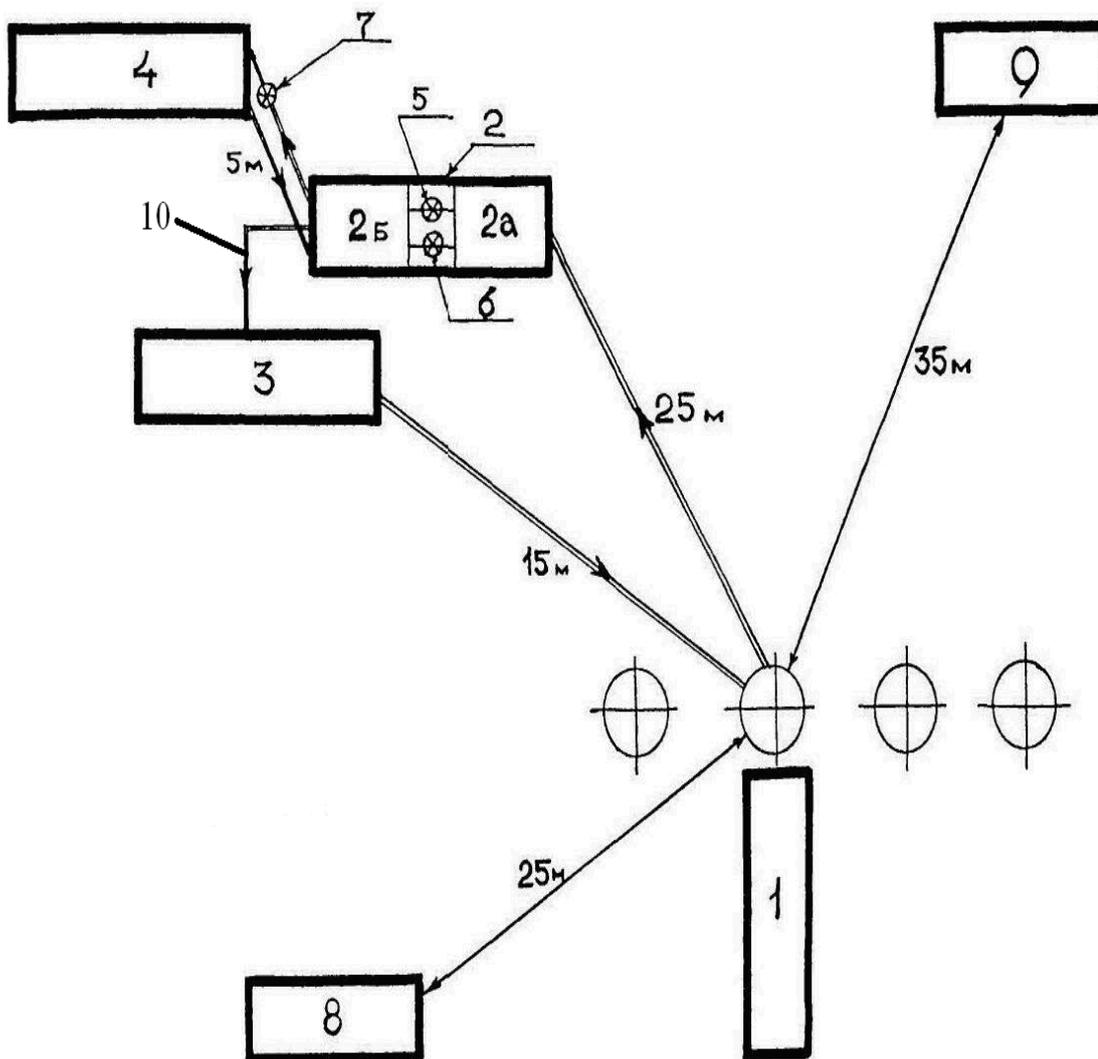


Рисунок 2.5 – Схема расстановки оборудования при проведении ремонтных работ на нефтегазовой скважине при помощи непрерывной колонны труб:  
 1 - Установка «непрерывная труба»; 2 - блок очистки и нагрева; 2б - емкость нагрева; 2а - желобная ёмкость; 3 - промывочный агрегат; 4 - ППУ; 5,6,7 - задвижки; 8 - бустерная установка; 9 - культбудка

Группой предприятий ФИД разработан и производится ряд комплексов «непрерывная труба» для спуска труб длиной до 5000 м. Такие агрегаты могут быть адаптированы по требованию заказчика для работы в арктических или тропических условиях, а также в агрессивных средах. Эта техника успешно работает на газовых и нефтяных промыслах Кубани, в Поволжье и Сибири, в ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Уренгойгеоресурс» и других.

Основные технические характеристики колтюбинговых установок, используемых на месторождениях Крайнего Севера, приведены в таблице 2.9

Таблица 2.9

## Основные технические характеристики колтюбинговых установок

Показатели	МК10Т	МК10Т	МК20Т	МК30Т	МК40Т
Шасси	КАМАЗ-53228 (6х6)	МЗКТ-65276 (10х10)	МЗКТ-652712 (8х8)	МЗКТ-74173	-
Полуприцеп	-	-	-	МЗКТ-99892	МЗКТ-74173
Двигатель	740,13-260,00	ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511	-	-
Мощность двигателя, кВт (л. с.)	191 (260)	300 (400)	300 (400)	-	-
Максимальное тяговое усилие инжектора, кг	10000	24000	24000	36000	44000
Скорость подачи колтюбинговой трубы, м/с	0,01-0,50	0,01-0,80	0,01-0,80	0,01-0,80	0,005-0,900
Максимальное давление на устье скважины, МПа	35	70	70	70	70
Грузоподъемность, т, не более	4	6	6	6	6
Диаметр колтюбинговой трубы, мм	19,05-38,10	19,05-44,45	19,05-44,45	44,45-60,30	50,80-88,90
Емкость узла наматывания для трубы диаметром 38,1 мм	1600	5000	3800	6000-2900	-
Габаритные размеры, мм, не более:					
- длина	10900	15100	13000	22100	18700
- ширина	2500	2500	2500	2550	3070
- высота	3900	4500	4500	4500	4500
Полная масса, кг, не более	24000	59000	46000	75000	68000

В настоящее время ФИД освоено производство М-10.01 (с новой индексацией). Усилие инжектора до 12 т, труба диаметром от 19,05 до 38,1 мм, длиной от 1800 до 5000 м, шасси МАЗ 6х6. Агрегат предназначен для работы в трубном пространстве и неглубоких скважинах. Отличается от других меньшими габаритными размерами.

М-10 (усилие инжектора до 12 т, труба диаметром от 33,5 до 38,1 мм, длиной от 2400 до 2800 м). Предназначен, для средних глубин. Отличается удлиненным шасси МАЗ 6х6. Пользуется наибольшим спросом.

М-10А (усилие инжектора 12 т, труба диаметром от 33,5 до 38,1 мм, длиной от 2400 до 2800 м). Отличается от М-10 тем, что используется импортная гидравлика фирмы «Mannesmann Rexroth» (Германия), а также установщик оборудования не белорусского, а итальянского производства (фирма «Heiva»).

М-20 (усилие инжектора 24 т, труба от 38,1 до 44,5 мм, длиной от 3000 до 3800 м). Предназначен для скважин средней глубины. С трубой диаметром 50,8 мм длиной 2000 м может быть использован для разбуривания пробок и бурения неглубоких скважин. Отличается шасси повышенной проходимости МЗКТ с колесной формулой 8х8.

М-20.011 (усилие инжектора 24 т, труба диаметром от 38,1 до 44,5 мм, длиной от 1800 до 3800 м). Предназначен для глубоких скважин. По желанию заказчика, может комплектоваться барабаном с трубой диаметром 38 мм длиной до 5600 м, диаметром 44,5 мм и длиной до 4500 м или диаметром 50,8 мм и длиной до 3200 м, однако ширина полуприцепа в этом случае нестандартная - 3,1 м. С трубой диаметром 50,8 мм может быть использован для разбуривания пробок, бурения неглубоких скважин. В отличие от остальных агрегатов смонтирован на полуприцепе с седельным тягачом.

М-40 (усилие инжектора 40 т, труба диаметром от 60 до 73 мм, длиной от 2200 до 3500 м). Предназначен для заканчивания операции бурения скважин, забуривания боковых стволов, наклонного и горизонтального бурения, бурения при отрицательном перепаде давления в системе «скважина – пласт». Она также может использоваться для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах без их глушения. Оборудование смонтировано на полуприцепе с седельным тягачом повышенной проходимости, в комплект комплекса входит устьевое сборное основание под инжектор, а также ПВО.

В базовый комплект поставки агрегата входят:

- четырех секционный блок ПВО с глухой, отрезной, удерживающей (спайдерной) и трубной плашками;

- промывочная крестовина;

- комплект промыслового инструмента (два обратных клапана, промывочные насадки, приспособление для заправки трубы в инжектор и др.).

Дополнительно с агрегатом могут поставляться:

- установка для перемотки НТ;

- технологический барабан;

- приспособление для стыковой сварки НТ;

- дополнительные бухты НТ и другое оборудование.

## Гибридные установки

Гибридная установка предусматривает возможность объединения буровых работ с применением бурильных труб с резьбовыми соединениями с преимуществами использования БДТ. Такие установки представляют собой комбинацию обычной буровой вышки и установки с гибкими трубами. Именно к этому классу относится создаваемая сегодня группой компаний ФИД установка М50.

Канадская фирма «Foremost» в 2006 г. разработала и предлагает заказчикам гибридную установку Foremost CTR80/100, общий вид которой показан на рисунке 2.6.

Модульная гибридная установка конструктивно представляет собой длинномерный полуприцеп, на котором смонтированы:

- буровая площадка;
- «П» - образная мачта для работы с колонной, собираемой из отдельных труб;
- инжектор и катушка для БДТ.



Рисунок 2.6 – Общий вид гибридной установки Foremost CTR80/100

К полуприцепу присоединяются приемные мосты, монтируется кабина управления установкой, модуль гидроуправления, энергетический модуль и емкостной парк.

Данная установка имеет все достоинства и недостатки, присущие как ППА, так и колтюбинговым установкам. Опыта эксплуатации таких гибридных установок на нефтегазовых промыслах России, и тем более в условиях Крайнего Севера у сервисных компаний не имеется, поэтому провести более широкий анализ гибридных установок не представляется возможным.

## **2.5 Канатная техника**

В мировой практике для выполнения ударных операций при извлечении и посадке скважинных устройств КПО используется канатная техника. Под выражением «канатная техника» следует понимать установку для работы с непрерывным канатом или кабелем малого диаметра, наматываемого на барабан лебедки, которая входит в состав установки. На нефтегазовых промыслах России широкое применение нашли установки отечественного производства типа ЛС, ЛСК или ЛСГ. Основные технические характеристики установок представлены в таблице 2.10.

Установка типа ЛСГ состоит из лебедки, механизма привода лебедки и пульта контроля и управления. Лебедка монтируется в закрытом отапливаемом кузове транспортного средства на колесной или гусеничной базе. Кузов обычно состоит из двух отсеков - лебедочного и операторского с боковой дверью. В лебедочном отсеке расположен основной узел установки - гидроприводная лебедка с трансмиссией, а также оборудованы места для размещения и перевозки инструментов. Для предотвращения трения каната (провода) о края щели установлено направляющее устройство. В боковой стенке кузова оборудованы специальные камеры для устьевого и другого оборудования, используемого при проведении скважинных тросовых работ.

В отсеке оператора размещен пульт управления, с которого осуществляется управление, как лебедкой, так и двигателем транспортной базы. На посту оператора смонтированы приборы для контроля натяжения проволоки, глубины спуска инструментов, давления в гидравлической системе и частоты вращения двигателя. В этом же отсеке установлены кресло для оператора, два дополнительных сидения для персонала, верстак для наладки скважинных инструментов, отопитель. Смотровое окно отсека обеспечивает широкий обзор устья скважины с рабочего места оператора.

Таблица 2.10

## Техническая характеристика гидравлических подъемных установок (глубинных лебедок)

Наименование показателей, единица измерения	Тип гидравлической подъемной установки				
	ЛСГ1-131	ЛСГ-10А	ЛСГ-16А	ЛСГ2Р-16	ЛСВ-6
1 Транспортная база	ЗИЛ 131А	КамАЗ-4310	Урал-4320	На раме	ГАЗ-71
2 Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	-
3 Номинальное тяговое усилие, кН	11,2	10	16	16	6,3
4 Максимальная глубина обслуживания, м	4000	4000	7000	6500	6300
5 Скорость подъема, м/с	0,0-12,5	0,0-12,0	0,0-15,0	0,0-15,0	0,4-5,3
6 Вместимость барабана лебедки для канатной проволоки диаметром 2,5 мм	4300	6200	8000	7200	-
для каната диаметром 4,8 мм	-	-	5500	7100	-
10 Габаритные размеры, мм:					
длина	6900	7650	7320	4100	5390
ширина	2500	2500	2500	2500	2582
высота	3070	3300	3250	2100	2200
11 Масса установки, кг	9980	11510	11150	5850	4439

Установки оборудованы гидравлическим приводом лебедки с дроссельным регулированием, который обеспечивает возможность плавного регулирования в широком диапазоне скоростей барабана лебедки, выполнение ударных операций при извлечении и посадке инструментов КПО, непрерывный автоматический контроль натяжения проволоки, гидравлическое торможение барабана лебедки при длительных спусках. Работоспособность установок обеспечивается в районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 45 °С.

Особый интерес представляют установки типа «Land Line D» фирмы ASEP (Нидерланды), обладающие повышенной эксплуатационной технологичностью. Установка представляет собой автономную станцию моноблочного типа, размещенную в формате двадцати тонного морского контейнера.

Установка может быть смонтирована на грузовом шасси, полуприцепе или салазочном основании со всеми вытекающими отсюда преимуществами и недостатками при транспортировании. Общий вид установки представлен на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Общий вид установки «Land Line D» на грузовом шасси

В стандартную комплектацию установки входят: силовая установка (дизельный двигатель), удлиненная кабина с пультом управления, лебедка и мастерская. Автономность установки обеспечивается дизельным двигателем, который приводит в действие гидравлическую, пневматическую и электрическую системы, используемые для эксплуатации установки. Арктическая комплектация установки дополнительно подразумевает наличие:

- двойной теплоизоляции конструкции установки;
- двойного остекления кабины;
- нагревателей конвекционного типа, использующих систему охлаждения силовой установки;
- предпусковой системы подогрева двигателя;
- электронагревательных элементов системы смазки двигателя;
- применение низкотемпературных гидравлических жидкостей.

В зависимости от комплектации установка может комплектоваться одно- или двух барабанной лебедкой, а барабан лебедки может быть выполнен в двухсекционном исполнении. Привод лебедки осуществляется от гидравлической системы с замкнутым контуром, которая обеспечивает плавность управления при низких скоростях СПО. Различные типоразмеры и комплектации лебедочных барабанов позволяют использовать различные канатно-кабельные линии (проволоку диаметром от 2,30 до 3,18 мм; канат диаметром от 4,76 до 7,94 мм; одно- или многожильные кабели диаметром от 7,14 до 13,50 мм). Максимальное тяговое усилие установки – до 20 кН.

Кабина оборудована гидромеханическим пультом управления установки, комфортабельным рабочим местом оператора и широким обзорным окном. Для обеспечения дополнительного обзора устья скважины панель крыши лебедочного отсека может подниматься вертикально на 90°.

## **2.6 Подготовительные работы к капитальному (текущему) ремонту скважин**

### **Переезд бригады**

Переезд бригады осуществляется согласно плану переезда по маршруту указанному на карте нефтепромысловых дорог.

Для проведения ремонтных работ около скважины промысел должен подготовить рабочую площадку, обеспечить электроэнергию. Скважина передается в ремонт актом приема-сдачи.

Скважина должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности. Перед разборкой устьевого арматуры скважины давление в затрубном пространстве необходимо снизить до атмосферного.

Устье скважин в соответствии с правилами безопасности в НГП на период работы должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Монтаж противовыбросового оборудования осуществляется согласно схеме установки и обвязки противовыбросового оборудования предприятия и согласованной с противодонной службой и органами Госгортехнадзора.



Рисунок 2.8 – Схема последовательности действий при переезде бригады ТКРС

Производят монтаж передвижного агрегата. Расстановка оборудования осуществляется согласно утвержденной схеме.

После проведения подготовительных работ и монтажа ПВО и подъемного агрегата проводится пусковая комиссия. Руководит ею начальник цеха ремонта скважин. Комиссия проверяет исправность оборудования, особо проверяются механизмы и оборудование, работа с которыми сопряжена с особой опасностью - элементы талевого системы, приборов контроля над и) работой, элеваторов, а также противовыбросового оборудования, систем электробезопасности. Особое внимание необходимо обратить на подготовку персонала (его обученности, прохождению инструктажей).

Начало ремонтных работ без надлежащего проведения пусковой комиссии, невыполнение бригадой её предписаний неправильное оформление документации (или её неоформление) сопряжено с большим производственным риском. Может привести к авариям, несчастным случаям, остановкам работы бригады.

### **Монтаж подъемного агрегата и расстановка оборудования**

Фундаменты под ноги эксплуатационных вышек и мачт, якорей оттяжек в зависимости от условий грунта применяют различной конструкции, фундаменты под самоходные подъемные установки унифицированы, схемы, и размеры их приведены на рисунке 2.9. Площадка под установку представляет собой уплотненное катком основание из бутового камня толщиной 300 мм, покрытое сверху бетоном марки М-150 толщиной не менее 100 мм. Площадка под ноги вышки — плита из бетона той же марки толщиной не менее 1300 мм, уложенная на уплотненное основание из бутового камня толщиной не менее 600 мм.

Конструкция по своему техническому исполнению должна отвечать требованиям техники безопасности и техническим условиям [2].

- Выбирается, расчищается и при необходимости планируется площадка для установки подъемника, приемных мостов и стеллажей;
- При установке подъемника запрещено находиться в зоне движения подъемника к устью скважины;
- Движением подъемника руководит старший вахты (ст. оператор ТРС, бурильщик КРС)
- Под колеса подъемника после его установки устанавливаются противооткатные упоры
- Под опорные домкраты устанавливаются деревянные подушки, брусья сбиваются между собой скобами;
- Производится установка на домкраты и фиксация их контргайками;
- Работы на высоте по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт в ночное время, при ветре со скоростью 8 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане видимостью менее 100 м должны быть приостановлены.

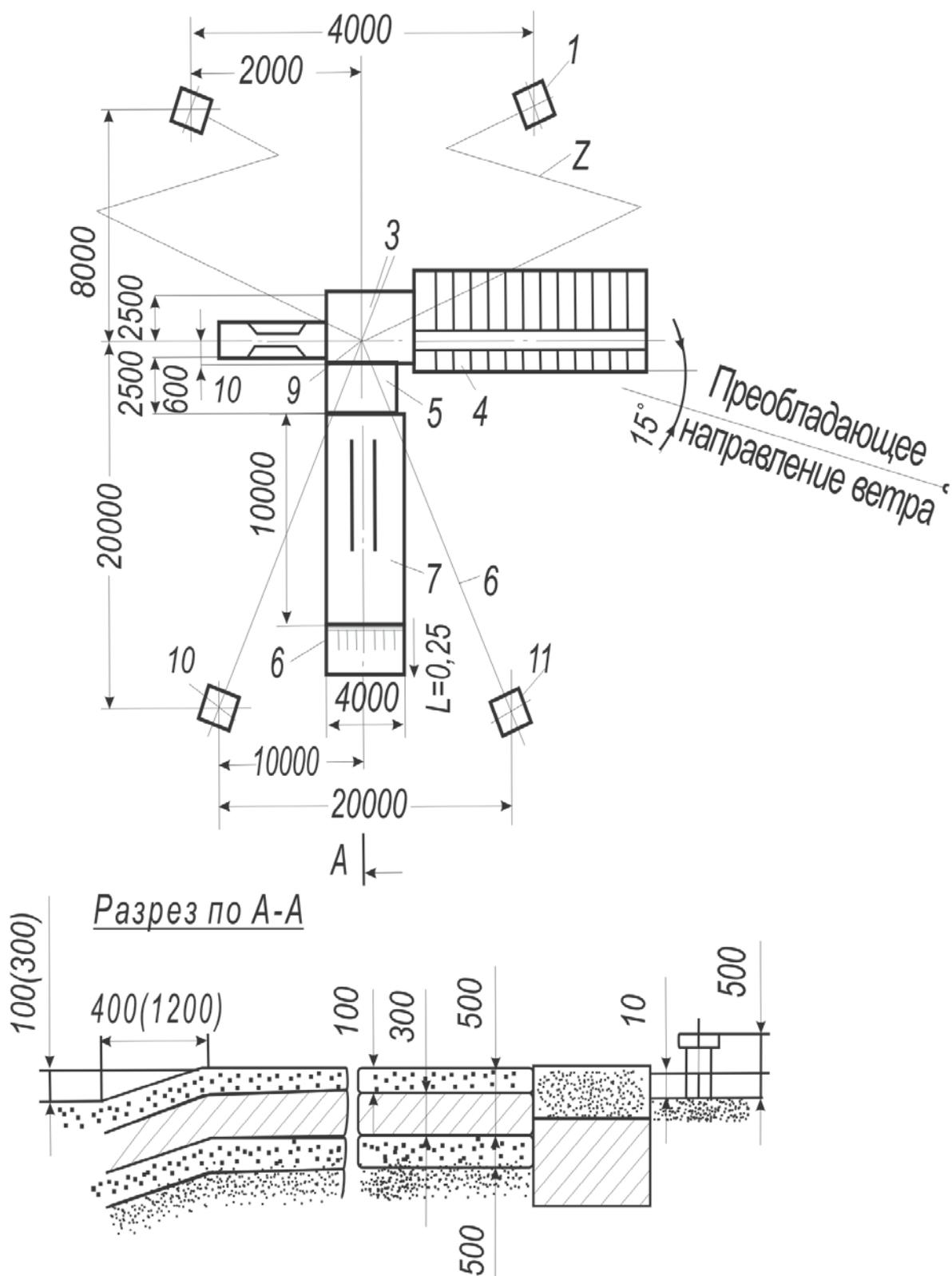


Рисунок 2.9 – Обустройство устья скважины под установку агрегатов:  
 1-якорь ветровых оттяжек; 2-ветровые оттяжки; 3-рабочая площадка;  
 4-приемные мостки; 5-площадка под ноги, вышки; 6-грузовые оттяжки;  
 7-площадка под агрегат; 8-въезд; 9-устье скважины; 10-станок-качалка;  
 11-якорь грузовых оттяжек

- При подъеме мачты следить за выполнением работы, в случае отклонений немедленно сообщить машинисту подъемника;
- Произвести монтаж оттяжек.
- Силовые и ветровые оттяжки А-50 (или его аналога) должны закрепляться за якоря на расстоянии 28 метров и под углом  $45^{\circ}$ . Неточность установки якорей допускается  $\pm 1,5$ м.
- Оттяжки к якорям присоединять при помощи винтовых оттяжек специальными цепями с приспособлением для их надежной фиксации или маркированными петлями и крепить не менее как четырьмя зажимами, расположенными между собой на расстоянии не менее 300 мм (рис.2.10).
- Винтовые оттяжки должны иметь контрольные окна или установленные ограничители, исключающие полное выворачивание винтов из гаек.

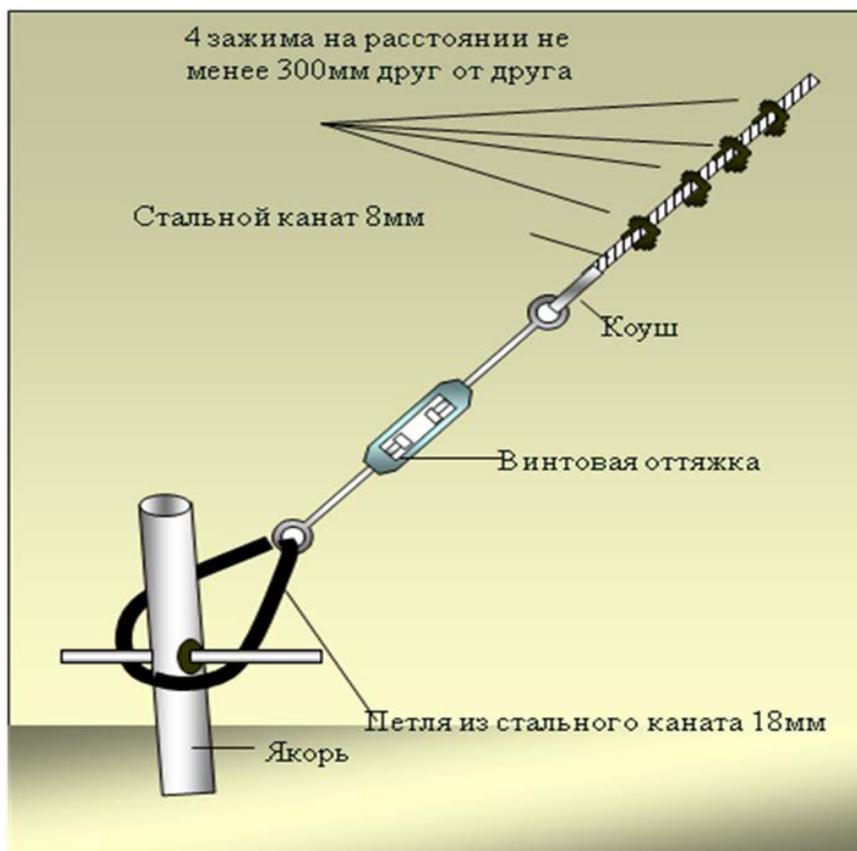


Рисунок 2.10 – Схема закрепления ветровых оттяжек подъемного агрегата

- На расстоянии 100 мм от вертикального конца врезается крестовина, диаметром 26 мм, на которую зацепляется петля из стального каната, диаметром не менее 18 мм;
- Произвести заземление подъемного агрегата;
- Силовые кабели уложить на треноги;
- Произвести монтаж рабочей площадки;
- Проверить центричность талевого блока по отношению к оси скважины, произвести центровку.

### **Сооружение якорей**

- Якорем служит труба, диаметром не менее 4" и толщиной стенки не менее 7 мм длиной от 4 до 6 метров в зависимости от грунта (рис 2.11).

Якоря оттяжек подъемных агрегатов должны располагаться по схеме (квадрат) 40х40 м.

- На расстоянии 100мм от вертикального конца врезается крестовина, диаметром 26 мм, на которую зацепляется петля из стального каната, диаметром не менее 18мм.

- Установка якорей производится при помощи агрегата АЗА-3.

При задавливании якорей ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- устанавливать агрегаты под линиями электропередач в охранной зоне ЛЭП.
- нахождение людей в радиусе 15 метров от него.

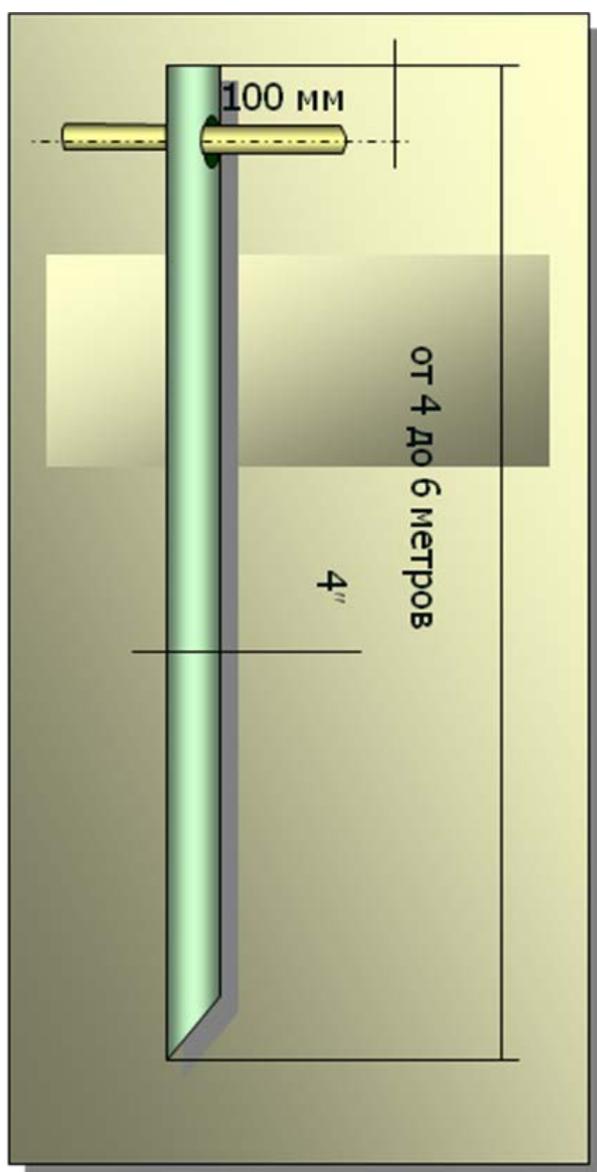


Рисунок 2.11 – Схема якоря для ветровых оттяжек

## 2.7 Оборудование и инструмент для проведения ремонта нефтяных и газовых скважин

### 2.7.1 Трубы насосно-компрессорные

#### *Основные технические характеристики отечественных НКТ*

Отечественной промышленностью изготавливаются насосно-компрессорные трубы (НКТ) следующих конструкций:

- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 633 - 80), изображенные на рис. 2.12. а;
- муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля (тип НКМ по ГОСТ 633 - 80), изображенные на рис. 2.11.б;
- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и холодостойкостью (ТУ 14-3-1282 - 84), изображенные на рис. 2.12. в;
- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1534 - 87), изображенные на рис.2.12. г.

Изготовители:

- **Синарский трубный завод (СинТЗ)** – Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1 Телефон/Факс:+7 (3439) 36-30-04, 36-35-02 Email: [Sinarsky@sintz.ru](mailto:Sinarsky@sintz.ru) Web-сайт: [www.sintz.ru](http://www.sintz.ru)
- **Первоуральский новотрубный завод (ПНТЗ)** – г. Первоуральск, ул. Торговая, д. 1 Телефон/Факс:+7 (34392) 7-77-77,7-77-78 Email: [mail@pntz.ru](mailto:mail@pntz.ru) Web-сайт: [www.pntz.ru](http://www.pntz.ru)
- **ОАО Завод бурового оборудования**, 460026 г. Оренбург, пр. Победы, 118 тел.(3532) 656-814, 654-267, 650-716 факс (3532) 656-819, 654-273 e-mail: [zbo@pochta.ru](mailto:zbo@pochta.ru) [www.zbo.ru](http://www.zbo.ru)

**ОАО Завод буровых труб**, Свердловская обл, Ачитский р-он, р.п Уфимский, ул. Советская, 134 Б тел. (343) 3657365, 3657353 тел./факс (343) 3657388 e-mail: [neftegaz@mail.ru](mailto:neftegaz@mail.ru) [www.zbt-ru.com](http://www.zbt-ru.com)

**Трубы насосно-компрессорные гладкие с конической резьбой** треугольного профиля. В соединении труб с треугольной резьбой применяется резьба конусностью 1:16 с углом профиля 60°. Прочность соединения до 70 % от прочности тела трубы.

Посадка резьбы осуществляется по боковым сторонам профиля. Герметичность соединения создается уплотнением в зазорах резьбовой смазки при свинчивании механическим способом.

**Трубы насосно-компрессорные типа НКМ** гладкие высокогерметичные с резьбой трапецеидального профиля характеризуются равной прочностью резьбового соединения с телом трубы и высокой герметичностью.

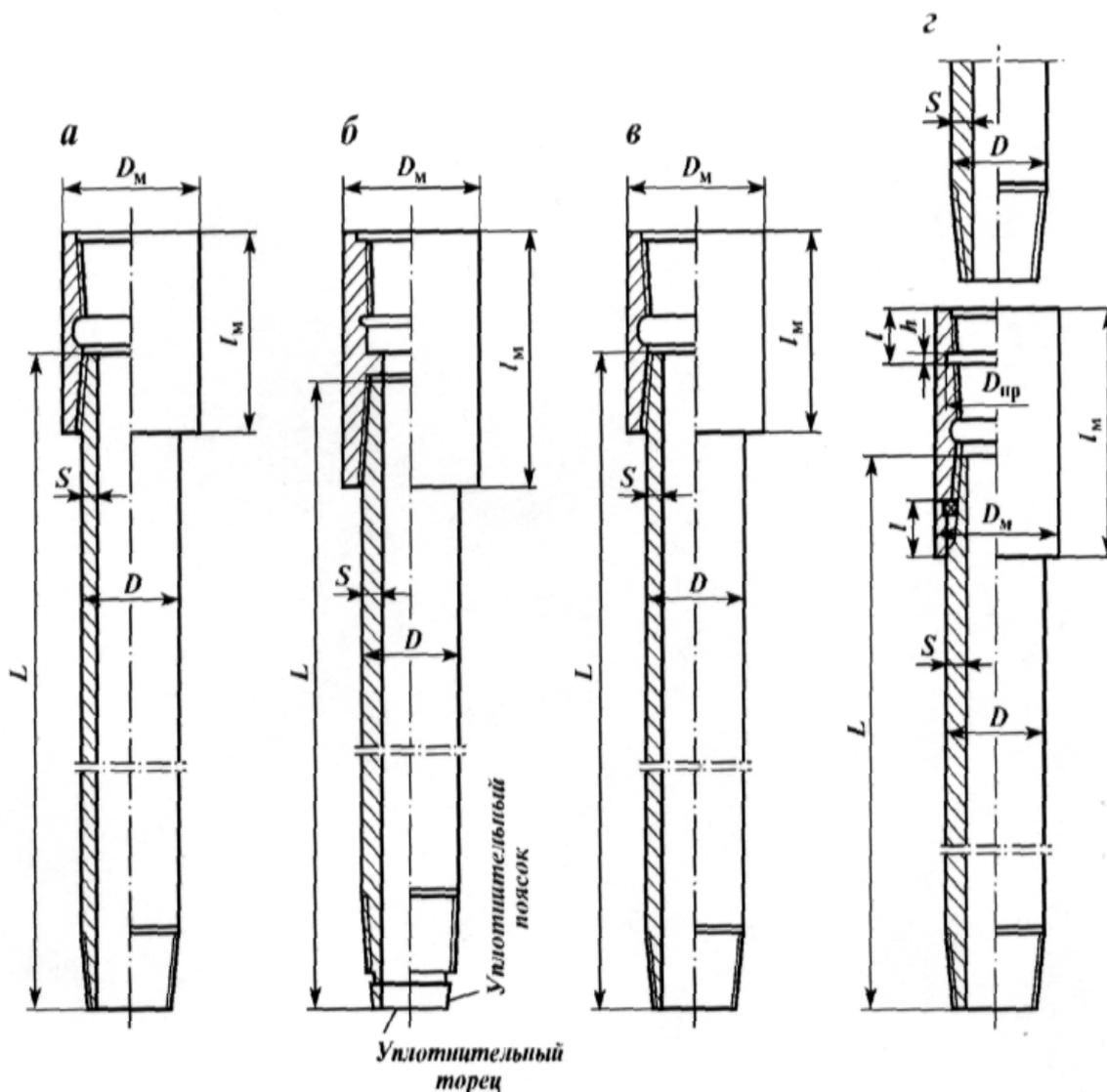


Рисунок. 2.12 – Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие:  
 а - с конической резьбой треугольного профиля;  
 б - с конической резьбой трапецидального профиля и уплотнительным пояском;  
 в - с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью  
 и холодостойкостью;  
 г - с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения  
 из полимерного материала

Равнопрочность конструкции труб достигается применением упорной резьбы трапецидального профиля с наклоном сторон 3 и 30°. Герметичность соединения обеспечивается коническим и торцевым уплотнением типа металл-металл. Увеличенный шаг резьбы позволяет ускорить сборку соединения в 2,5 раза по сравнению с треугольной резьбой. Гладкий проходной канал трубы, и торцевое уплотнение позволяют уменьшить гидравлические потери, частично препятствующие отложению солей и парафина, уменьшают коррозионный износ соединения.

**Трубы насосно-компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и холодостойкостью** изготавливаются в соответствии с требованиями (исполнение Б) из стали группы прочности Д, обработанной (рафинированной) синтетическим шлаком.

Повышение пластичности достигается рафинированием, снижающим общее содержание серы и фосфора, а также неметаллических включений.

Рафинирование стали снижает склонность материала труб к общей коррозии.

Технические характеристики материала труб:

Временное сопротивление ст, МПа, не менее.....655

Предел текучести  $\sigma_T$ , МПа, не менее.....379

Относительное удлинение  $\delta_5$ , %, не менее.....20

Ударная вязкость при температуре  $-60\text{ }^\circ\text{C}$ , кгс-м/см.....4

**Трубы насосно-компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля и узлом уплотнения из полимерного материала** изготавливаются в соответствии с требованиями. На муфтах выполняются проточки для установки уплотнительных колец из полимерного материала, которые не теряют своих эксплуатационных свойств после 4-5-кратного свинчивания при температуре от  $-60$  до  $+200\text{ }^\circ\text{C}$ . Размеры и местоположение проточек для размещения уплотнительных колец обеспечивают высокую герметичность соединения за счет деформации кольца и заполнения им имеющихся зазоров на длине канавки при свинчивании. Применение полимерных колец (барьер для коррозионного агента) уменьшает коррозионный износ резьбы.

В ряде производственных объединений и предприятий созданы производственные мощности, отработана технология и освоен выпуск насосно-компрессорных труб с покрытиями различного типа и труб из коррозионностойких материалов, например полимерно-металлических.

Разработчик: ОАО «ВНИИТнефть». (443069 г. Самара, ул. Авроры, д.110, корп.3, тел 63-56-28 <http://2794999.846.ru>)

Изготовители: ЗАО «ПОЛИМЕРМАШ» (: 190020, г. Санкт-Петербург, наб.Обводного канала,152; Тел: +7 (812) 252-08-59, 252-63-10).

Для внедрения технологии добычи высоковязких нефтей с использованием метода закачки теплоносителей в пласт, специалистами АО «Удмуртнефть» и АО «Вакууммаш» разработана конструкция термоизолированных труб типа ТТ 89/50 (рис.2.13) со следующими характеристиками.

Техническая характеристика термоизолированных труб типа ТТ 89/50

Диаметр наружный, мм .....	89
Условный проход, мм.....	38
Тип присоединительной резьбы.....	НКМ-89
Рабочая температура, $^\circ\text{C}$ .....	323
Рабочее давление, МПа .....	16
Тип изоляции .....	Экранно-вакуумный
Потери температуры на 1000 м, $^\circ\text{C}$ .....	27

*Примечание:* При испытаниях опытной партии потери составили  $22\text{ }^\circ\text{C}$ .

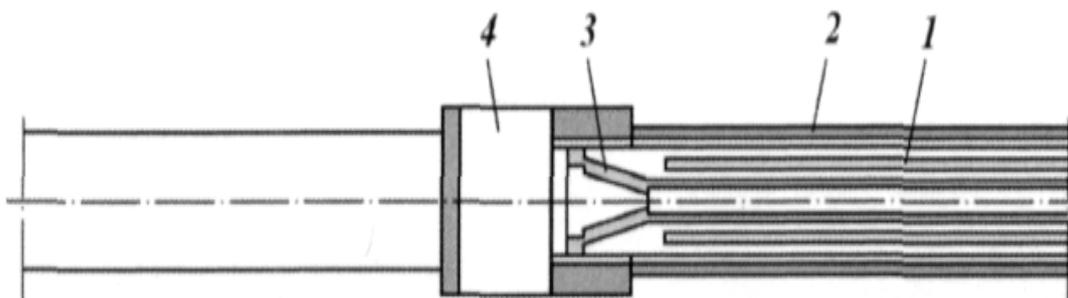


Рисунок 2.13 – Труба насосно-компрессорная термоизолированная:  
1 - изоляция экранно-вакуумная; 2 - труба наружная; 3 - труба внутренняя; 4 - муфта

Эти же трубы и такой конструкции могут применяться при строительстве скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются отложения многолетнемерзлых пород для предупреждения их растепления в период эксплуатации скважин. Освоен выпуск труб с различными покрытиями и другими изготовителями России.

Изготовитель: АО « Удмуртнефть» - трубы ТТ 89/50.

В настоящее время отечественной промышленностью предлагаются по заявкам потребителей насосно-компрессорные трубы из легких сплавов под шифром ЛНКТ.

#### **Маркировка насосно-компрессорных труб**

Маркировка труб должна соответствовать следующим дополнениям (рис.2.14):

1. На каждой трубе на расстоянии 0,4 – 0,6 м от ее конца, снабженного муфтой (или раструбного конца труб НКБ) должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- номер трубы;
- группа прочности;
- толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм);
- наименование или товарный знак предприятия - изготовителя;
- месяц и год выпуска.

Место нанесения маркировки должно быть обведено или подчеркнуто устойчивой светлой краской. Высота знаков маркировки должна быть 5 – 8 мм. Высота знаков маркировки должна быть 20 – 50 мм.

2. Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской:

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- группа прочности (для гладких труб с термоупрочненными кольцами дополнительно маркируется «ТУК»);

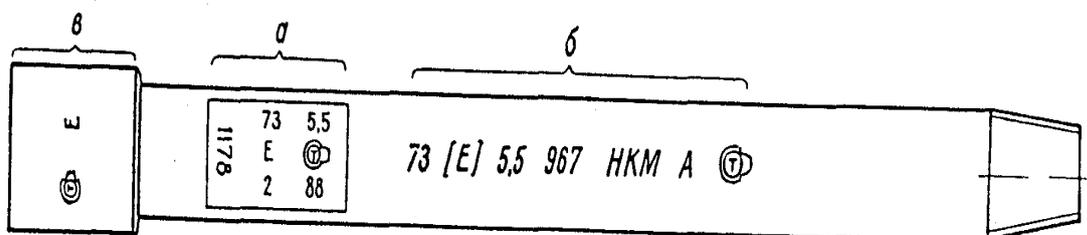


Рисунок 2.14 – Пример маркировки Насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80 (Синарского трубного завода):

**а. Маркировка труб клеймением:** 1178 - номер трубы; - товарный знак завода; 73 — условный диаметр трубы, мм.; 5,5 - толщина стенки трубы, мм.; 2 – месяц изготовления; 88 - год изготовления; E - группа прочности.

**б. Маркировка труб краской:** 73 – условный диаметр, мм.; НКМ - тип соединения; [E] - группа прочности (квадратные скобки обозначают, что труба была подвергнута неразрушающему контролю); А - вид исполнения (только на трубах исполнения А); 55 - толщина стенки, мм.;

- товарный знак завода; 967 - длина трубы, см.

**в. Маркировка муфт клеймением:** - товарный знак завода; E - группа прочности "Синарский трубный завод, СинТЗ": Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1 Телефон/Факс:+7 (3439) 36-30-04,36-35-02 Email: Sinarsky@sintz.ru Web-сайт: www.sintz.ru

- толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм);
- длина трубы в сантиметрах;
- тип трубы (кроме гладких труб);
- вид исполнения (при поставке труб исполнения А);
- наименование или товарный знак предприятия - изготовителя;

3. На каждой муфте должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой товарного знака предприятия – изготовителя, группы прочности и вида исполнения муфты (для муфт исполнения А).

Таблица 2.11

Механические свойства сталей для насосно-компрессорных труб

труб Показатель	Группа прочности стали		
	Д	К	Е
Временное сопротивление $\sigma_b$ МПа, не менее	655 (638)	687	689
Предел текучести $\sigma_T$ , МПа, не менее не более	379 (373)	491	552
	552	—	758
Относительное удлинение $\delta_5$ , %, не менее	14,3	12,0	13,0

Таблица 2.12

Теоретическая масса 1 м колонны, кг/м

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы по ГОСТ 633-80			
		гладкие	с высаженными наружу концами	НКМ	НКБ
48	4.0	4.45	4.54	-	-
60	5.0	7.01	7.12	7.07	7.07
73	5.5	9.47	9.64	9.48	9.44
	7.0	11.7	11.87	11.71	11.73
89	6.5	13.68	13.93	13.75	13.63
	8.0	-	16.69	-	16.46
102	6.5	15.80	16.05	15.88	15.74
114	7.0	19.13	19.49	19.42	19.09

**Примечание:** теоретическая масса 1 м колонны принята с учетом массы муфты и высадок.

Таблица 2.13

Коэффициенты запаса прочности для труб в наклонно-направленных и искривленных скважинах

Условный диаметр, мм	Группа прочности труб					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Интенсивность искривления $\alpha = 1$ град/10м						
60	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31
73	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,31
89	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31
102	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32
114	1,35	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32
Интенсивность искривления $\alpha = 2$ град/10м						
60	1,35	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32
73	1,36	1,35	1,34	1,34	1,33	1,33
89	1,38	1,36	1,35	1,34	1,34	1,33
102	1,39	1,37	1,36	1,35	1,35	1,34
114	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34
Интенсивность искривления $\alpha = 3$ град/10м						
60	1,38	1,36	1,36	1,35	1,34	1,33
73	1,40	1,38	1,37	1,35	1,35	1,34
89	1,42	1,39	1,38	1,36	1,36	1,35
102	1,44	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
114	1,46	1,42	1,40	1,39	1,38	1,36

Таблица 2.14

Предельные (соответствующие пределу текучести) нагрузки для насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80, кН

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Срагивающая нагрузка $Q_{стр}$ для гладких труб групп прочности					Растягивающая нагрузка $Q_T$ для труб с высаженными концами и типа НКБ групп прочности					Растягивающая нагрузка $Q_T$ для труб типа НКМ групп прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5,0	196	250	285	337	388	322	425	468	552	640	265	348	382	452	522
73	5,5	278	365	402	476	540	435	572	620	743	855	363	476	524	610	716
	7,0	370	486	535	636	730	540	712	783	935	1065	468	617	680	804	925
89	6,5	415	546	620	710	820	622	818	900	1065	1227	549	710	780	921	1064
	8,0	-	-	-	-	-	754	995	1090	1298	1435	670	882	967	1142	1320
102	6,5	440	580	640	755	870	723	951	1040	1237	1430	622	820	902	1065	1230
114	7,0	545	717	833	932	1076	880	1155	1270	1505	1745	766	1070	1110	1310	1510

**Примечание:** 1 кН = 9,81 тс.

Таблица 2.15

Давления при которых напряжения в теле труб ГОСТ 633-80 достигают предела текучести, МПа

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление $P_T$ для труб групп прочности					Наружное давление $P_{кр}$ для труб групп прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5,0	54,3	71,5	80,5	95,3	105,5	39,0	50,0	54,6	63,1	71,4
73	5,5	49,2	64,8	72,8	86,2	95,6	36,2	46,5	50,5	58,0	65,2
	7,0	62,5	82,4	92,7	109,8	121,6	51,0	66,0	72,3	84,1	95,8
89	6,5	47,6	62,7	70,5	83,5	92,5	36,6	46,5	50,6	58,0	65,0
	8,0	58,5	77,0	86,6	102,6	113,6	48,7	63,1	69,0	80,4	91,0
102	6,5	41,6	54,8	61,7	73,0	81,0	29,6	37,6	40,5	45,9	50,8
114	7,0	40,0	52,5	59,0	70,0	77,8	28,9	36,2	38,8	43,9	48,3

## Основные технические характеристики насосно-компрессорных труб (стандарт АНИ)

Импортные насосно-компрессорные трубы изготавливаются, как правило, в соответствии со стандартами американского нефтяного института (АНИ) и по технической документации фирм.

Трубы и муфты к ним изготавливаются из стандартизированных сталей марок Н – 40, J – 55, N – 80, L – 80, С – 90, С – 95, Р – 110 (стандарт 5СТ АНИ).

Трубы по стандартам АНИ изготавливаются с муфтовыми резьбовыми соединениями, как гладкие, так и с высаженными наружу концами. Эти трубы имеют резьбу треугольного профиля и могут быть свинчены с трубами без применения переводников

Таблица 2.16

Технические характеристики насосно-компрессорных труб (стандарт АНИ)

Показатели	Марка стали					
	Н - 40	J - 55	N - 80	С - 90	L - 80	Р - 110
Предел текучести, МПа:						
- наименьший	275	379	552	654	552	723
- наибольший	-	552	758	758	654	930
Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	413	516	689	723	654	827

Таблица 2.17

Теоретическая масса 1 м колонны, составленной из труб по стандарту АНИ, кг/м

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб				Безмуфтовые
		Гладкие	С высаженными концами			
			С нормальными муфтами	Со специальными муфтами уменьшенного диаметра		
60,3	4,24	5,95	-	-	-	
	4,83	6,85	6,99	6,82	-	
	6,45	8,63	8,85	8,75	-	
73,0	5,51	9,52	9,67	9,45	-	
	7,82	12,80	12,95	12,79	-	
88,9	5,49	11,46	-	-	-	
	6,45	13,69	13,84	13,51	-	
	7,34	15,18	-	-	-	
	9,52	18,90	19,27	18,96	-	
101,6	5,74	14,14	-	-	-	
	6,65	-	16,37	-	-	
114,3	6,88	18,75	18,97	-	-	

Таблица 2.18

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в резьбовой части соединений труб, изготавливаемых по стандартам АНИ, достигают предела текучести, кН

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали			
		Н - 40	J - 55	C - 75	N - 80 (L - 80)
Трубы гладкие					
60,3	4,24	134	184	251	268
	4,83	160	220	300	319
	6,45	-	-	429	458
73,0	5,51	234	322	440	469
	7,82	-	-	663	709
88,9	5,49	289	398	542	578
	6,45	354	487	662	708
	7,34	412	566	771	823
	9,52	-	-	1027	1096
101,6	5,74	321	440	600	640
114,3	6,88	461	637	872	916

Таблица 2.19

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести (для труб с высажеными наружу концами и труб с фирменными резьбовыми соединениями изготавливаемых по стандартам АНИ), кН

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб					
		Н - 40	J - 55 (K - 55)	C - 75	N - 80 (L - 80)	C - 90	C - 95
1	2	3	4	5	6	7	8
60,3	4,83	232	319	435	464	522	552
	5,54	-	362	493	526	592	624
	6,45	-	414	564	602	677	715
	6,63	-	424	578	618	696	735
	7,11	-	-	615	656	737	778
	8,53	-	526	718	765	861	909
73,0	5,51	322	443	604	645	725	765
	7,01	-	552	752	802	902	952
	7,82	-	610	828	884	994	1049
	8,64	-	663	902	961	-	-
88,9	5,49	-	549	744	794	890	943
	6,45	461	637	864	922	1037	1095
	7,34	-	716	973	1038	1167	1232
101,6	5,74	-	657	894	954	1073	1133
	6,65	549	755	1026	1095	1231	1300
	7,26	588	814	1110	1186	1333	1411
	8,38	-	931	1269	1354	1523	1608
114,3	6,88	637	884	1201	1281	1441	1521
	7,37	-	941	1281	1366	1537	1622
	8,56	-	1078	1471	1569	1765	1883

Взаимозаменяемость импортных (АНИ 5СТ) и отечественных (ГОСТ 633-80) НКТ по марками группам прочности, типам производимых резьбовых соединений

Группа труб	Характеристика труб				Стандартные (АНИ и ГОСТ) резьбовые соединения для труб НКТ	
	Импортные		Отечественные		Импортных	Отечественных
	Марка стали	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Группа прочности	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>		
1	2	3	4	5	6	7
Низкопрочные	Н - 40	27,6	н/а*	н/а*	Закругленного треугольного профиля, в том числе с фторопластовым кольцом	Треугольного профиля, в том числе с фторопластовым кольцом
	J-55, К-55	37,9	Д	38,7		
	н/а*	н/а*	К	50,0		
	Н - 80	55,2	Е	56,2		
С ограниченным пределом текучести**	L - 80	55,2	н/а*	н/а*	ИНТЕГРАЛ	НКБ, в том числе с фторопластовым кольцом
	С - 90	62,0	н/а*	н/а*		
	С - 95***	65,5	н/а*	н/а*		
Высокопрочные	Р - 110	75,8	М****	77,3	Фирменные резьбы VAM. FOX.TDS. NK-3SB и т.д.	НКМ

Примечание:

н/а\* - нет аналога;

\*\* - трубы для сероводородосодержащих и кислых сред;

\*\*\* - для температуры  $\geq 65^{\circ}\text{C}$ ;

\*\*\*\* - изготавливается в ограниченном объеме по спецзаказу.

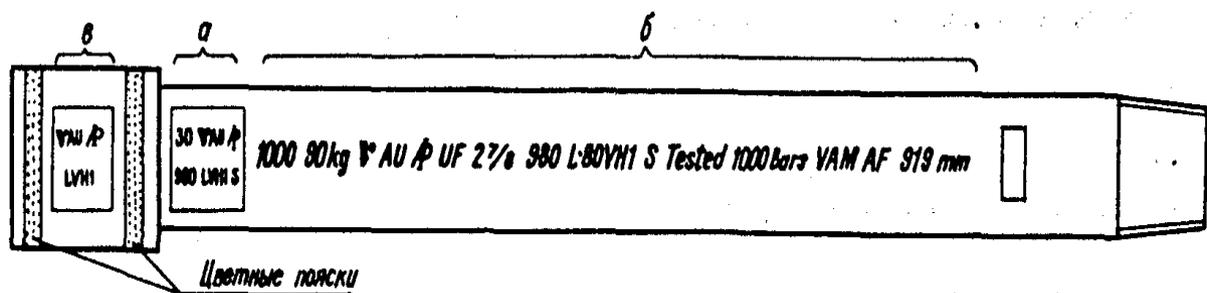


Рисунок 2.15 – Пример маркировки насосно-компрессорных труб марки L-80VN1 с наружным диаметром 73,0 мм и толщиной стенки 9,19 мм выпускаемых по стандартам API (производство Фирмы "Валлурек" Франция):

**а. Маркировка труб клейменем:** 30 – номер трубы в поставляемой партии; 980 – масса 1 фута трубы, фунтов; VAM – товарный знак фирмы; LVNH – марка трубы (условная); Æ – монограмма API; S – обозначение способа изготовления трубы

**б. Маркировка труб краской:** 1000 - длина трубы, см; S – обозначение способа изготовления трубы; 90 kg – масса трубы, кг; Tested – знак проведения гидроиспытаний трубы; VAM – товарный знак фирмы; 1000 Bars – давление гидроиспытания, бар; Æ – монограмма API; VAM AF – тип резьбового соединения; 2 7/8 – условный наружный диаметр, дюймов; 919 mm – толщина стенки, мм (без запятой); 980 – масса 1 фута трубы, фунтов; UF – транспортная маркировка; L-80VN1-марка трубы.

**в. Маркировка муфт клейменем:** VAM – товарный знак фирмы; L-80VN1 – марка трубы; Æ – монограмма API

**Примечание:** Муфта окрашена в красный цвет. На нее нанесены два цветных пояска – красный и фиолетовый.

Таблица 2.21

Цветная опознавательная маркировка обсадных и насосно-компрессорных труб, выпускаемых по стандартам API (США)

Группа прочности	Окраска муфты	Цветные пояски	
		Муфта	Тело трубы
H-40	Черная	—	Черный
J-55	Зеленая	—	Зеленый
K-55	Зеленая	—	Два зеленых
N-80	Красная	—	Красный
P-105	Белая	—	Белый
P-110	Белая	—	Белый
Q-125	Оранжевая	—	Оранжевый
C-75	Голубая	—	Голубой
C-75, 9Cr	Голубая	Два желтых	Голубой + два желтых
C-75, 13Cr	Голубая	Желтый	Голубой + желтый
L-80	Красная	Коричневый	Коричневый
L-80, 9Cr	Красная	Два желтых	Красно-коричневый + два желтых
L-80, 13Cr	Красная	Желтый	Красно-коричневый + желтый
C-90	Фиолетовая	—	Фиолетовый

Таблица 2.22

Давления, при которых напряжения в теле труб, изготавливаемых по стандартам АНИ, достигают предела текучести, МПа

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Внутреннее давление						Наружное давление					
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95	H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95
60,3	4,24	34	47	64	68	-	-	36	50	66	69	-	-
	4,83	39	53	72	77	87	92	41	56	76	81	91	97
	5,54	-	61	83	89	100	105	-	63	86	92	104	109
	6,45	-	71	97	103	115	123	-	72	99	105	119	125
	6,63	-	73	99	106	-	-	-	74	101	108	-	-
	7,11	-	-	107	114	128	135	-	-	108	115	129	136
7,30	5,51	36	50	68	73	82	87	38	53	72	77	85	89
	7,01	-	64	87	93	104	110	-	66	90	96	108	114
	7,82	-	71	97	103	116	123	-	73	99	106	119	125
88,9	5,49	30	41	56	60	67	71	32	41	52	54	59	61
	6,45	35	48	66	70	79	83	37	51	69	73	80	83
	7,34	40	55	75	80	90	95	42	57	78	84	94	99
	9,35	-	70	95	102	-	-	-	71	97	104	-	-
101,6	5,74	27	37	51	55	61	65	28	35	44	45	49	50
	6,65	32	43	59	63	71	75	34	45	58	61	66	69
	7,26	-	47	65	69	-	-	-	50	67	71	-	-
114,3	5,69	-	33	45	48	54	57	22	28	33	34	36	37
	6,88	29	40	54	58	65	69	31	39	49	52	56	58
	7,37	-	43	58	62	70	74	-	44	56	59	64	67
	8,56	-	50	68	72	81	86	-	52	72	76	84	88

### Расчет колонны насосно-компрессорных труб

Допустимая растягивающая нагрузка  $[Q_p]$ , действующая на верхнюю трубу каждой ступени (секции) должна составлять:

- для труб с гладкими концами и труб НКМ:

$$[Q_p] \leq \frac{Q_{стр}}{n_1} \quad (2.13)$$

- для труб с высаженными наружу концами и труб НКБ:

$$[Q_p] \leq \frac{Q_m}{n_1} \quad (2.14)$$

где  $n_1$  - нормативный коэффициент запаса прочности. Для НКТ изготовленных по [4,5] в вертикальных скважинах  $n_1 = 1,3 - 1,5$ .

Предельную глубину спуска одноразмерной равнопрочной колонны труб ( $L_{доп}$ ) исходя из расчета на растяжение от собственного веса определяется по формуле:

$$L_{доп} = \frac{Q_m}{n_1 \cdot \rho \cdot g} \quad (2.15)$$

где  $Q_T$  – предельная нагрузка, кН (из таблицы 2.6);

$n_1$  – коэффициент запаса прочности,

$\rho$  - плотность стали ( $7800 \text{ кг/м}^3$ ),

$g$  – ускорение свободного падения.

Предельное растягивающее усилие  $Q_T$  (Н), при котором в теле труб с высаженными наружу концами и безмуфтовых труб с высаженными наружу концами (НКБ) по [4,5] возникает напряжение, равное пределу текучести, определяется по формуле:

$$Q_T = \pi \cdot D \cdot S \cdot \sigma_T \quad (2.16)$$

где  $D$  - наружный диаметр трубы, м;

$S$  – толщина стенки трубы, м;

$\sigma_T$  – предел текучести материала труб, Па.

Внутреннее избыточное давление  $P_T$  (Па), при котором наибольшее напряжение в трубах достигает предела текучести, определяется по формуле:

$$P_T = 0,875 \frac{2S \cdot \sigma_T}{D} \quad (2.17)$$

где  $0,875$  – коэффициент учитывающий разностенность сечения трубы.

Расчет колонны НКТ для наклонно-направленных и искривленных скважин производят, как и для вертикальных скважин на с применением нормативного коэффициента запаса прочности  $n_1$  приведены выше в таблице 2.8.

Внутреннее избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести, не должно превышать допускаемого значения  $P_T$

$$P_{ви_z} \leq \frac{P_T}{n_2} \quad (2.18)$$

где  $n_2$  – нормативный коэффициент запаса прочности. Для НКТ изготовленных по ГОСТ 633-80  $n_2 = 1.32$

Наружное избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести, не должно превышать допускаемого значения  $P_{кр}$

$$P_{ни_z} \leq \frac{P_{кр}}{n_3} \quad (2.19)$$

где  $n_3$  – нормативный коэффициент запаса прочности.  $n_3 = 1,15$

### **Подготовка труб к ремонту скважины**

- На трубной базе перед отправлением на куст производятся гидравлические испытания, шаблонирование, маркировка и сортировка труб, а также калибровка резьб.
- Непосредственно на скважине осуществляется наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладка труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.
- Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб необходимо прокладывать деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более, чем на 1 метр. Транспортировка труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается.
- При разгрузке и укладке труб у скважины (на кусту) необходимо, чтобы муфтовые концы были обращены к устью скважины. При этом не допускается сбрасывание труб, ударение друг о друга, перетаскивание волоком.
- При визуальном осмотре труб на скважине определяется состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. Обнаруженные небольшие забоины на поверхности трубы допускаются удалять с помощью напильника.
- Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину.

- При непрохождении шаблона в трубе ее отбраковывают. На трубах, забракованных при проверке, необходимо сделать пометку "БРАК" устойчивой к климатическим условиям краской. Выбракованные трубы складировать отдельно от основных труб.

- Подготовленные трубы необходимо уложить штабелями на стеллажи в порядке очередности спуска в скважину, а между рядами поместить деревянные прокладки. Торцы муфт каждого ряда труб должны находиться на одной общей прямой линии, а последующие вышележащие ряды - ступенчато отступать от каждого уложенного ряда на длину муфты.

- При использовании труб разных диаметров и конструкций необходимо группировать их по типам и размерам. Переводник для свинчивания их между собой рекомендуется навернуть заранее в муфту последней трубы спускаемой секции.

### Шаблонирование труб

Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину специальным шаблоном, соответствующим по диаметру спускаемым трубам. В трубу, подготовленную к спуску в скважину, вставляется шаблон, при подъеме ее для сворачивания с предыдущей трубой, шаблон проходит через внутреннее пространство трубы под собственным весом.

- При непрохождении шаблона в трубе, ее отбраковывают. На трубах, забракованных при проверке, необходимо сделать пометку "БРАК" устойчивой к климатическим условиям краской. Выбракованные трубы складировать отдельно от основных труб.

### Замер длины колонны труб

- Измерение длины трубы необходимо производить **от свободного торца муфты до конца резьбовой части трубы** (рис.2.17) (последней нитки резьбы) с помощью проверенной стальной рулетки. Порядковый номер и измеренную длину рекомендуется наносить выделяющейся устойчивой краской на поверхности трубы.

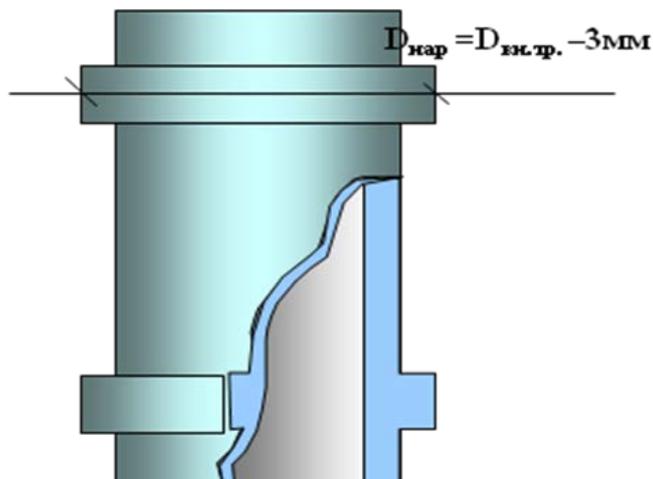


Рисунок 2.16 – Шаблон трубный

Измерение длины труб должна производиться под руководством мастера, который является ответственным за качество данной операции.

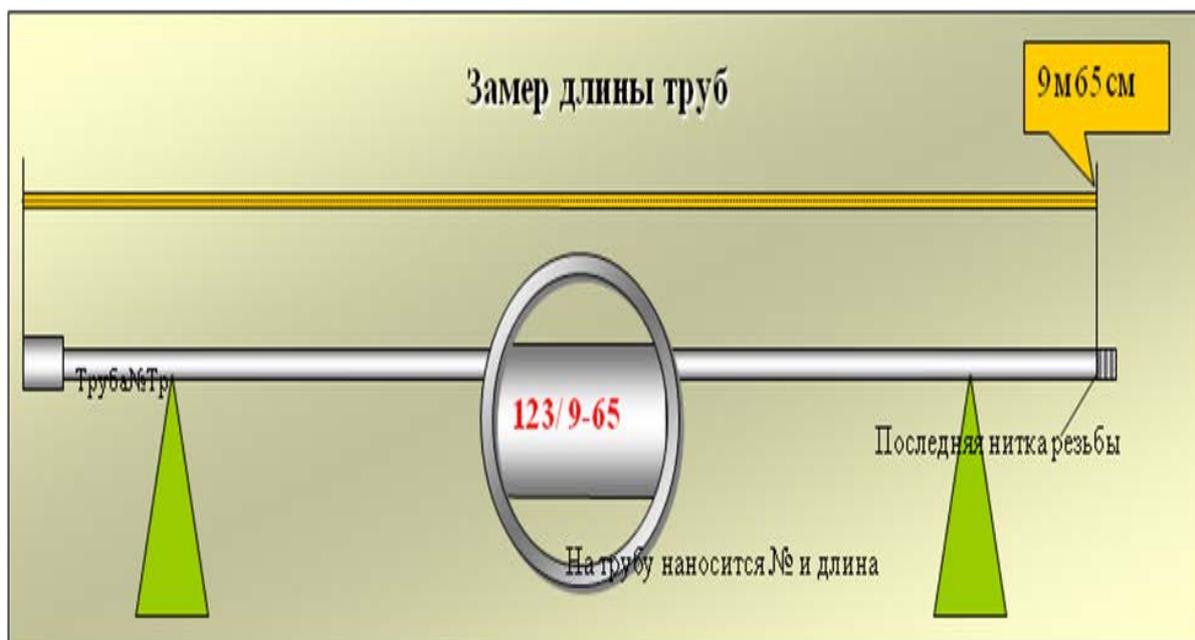


Рисунок 2.17 – Схема замера длины НКТ

### 2.7.2 Насосные штанги

Насосные штанги, свинченные в штанговую колонну, передают возвратно-поступательное движение от точки подвеса штанг поверхностного привода к плунжеру насоса. Штанга представляет собой стальной стержень круглого сечения диаметром 12, 16, 18, 22, 25 мм, с высаженными концами. На концах штанги имеется участок квадратного сечения для захвата под ключ при свинчивании-развинчивании, и выполнена резьба метрическая специальная, причем резьба накатывается. Штанги соединяются между собой муфтами. При этом [7] предусматривает изготовление штанг номинальной длиной 8000 мм. Для подбора необходимой длины подвески колонны изготавливаются укороченные штанги длиной 1000, 1200, 1500, 2000 и 3000 мм.

Для соединения штанг одинаковых размеров выпускают соединительные муфты, а штанг разных размеров - переводные муфты. Муфты каждого типа изготавливают в двух исполнениях: с лысками под ключ и без них. Муфты из стали марок 40 и 45 подвергают поверхностной закалке током высокой частоты (ТВЧ). Для тяжелых условий эксплуатации муфты изготавливают из легированной стали марки 20Н2М. Штанги поставляют с навинченными на один конец муфтами. Открытая резьба штанги и муфты защищается колпачками или пробками. Для изготовления насосных штанг используют стали нижеуказанных марок.

Характеристика материалов отечественных насосных штанг

Показатель	Сталь марки				
	40	20Н2М	30ХМА	15НЗМА	15Х2НМФ
Предел прочности при растяжении, МПа	570	630	610	650	700
Предел текучести, МПа	320	520	400	500	630
Относительное сужение, %	45	65	62	60	63
Твердость по Бринелю	217	260	229	229	255

В начале 70-х годов прошлого столетия разработаны стеклопластиковые насосные штанги (СПНШ) для использования в скважинах с коррозионно-активной средой. Конструкция их аналогична стальным. Основная особенность - при одинаковой прочности они в 3-4 раза легче стальных, но в 2-3 раза эластичнее. Обычно их используют (в сочетании со стальными) в глубоких скважинах (более 2000 м).

Производители - зарубежные фирмы, связанные с производством фибергласа, и отечественные заводы, выпускающие стекловолокна.

**Полые штанги** предназначены для передачи движения от головки балансира станка-качалки плунжеру скважинного насоса при непрерывной или периодической подаче в полость насосных труб ингибиторов коррозии, ингибиторов против отложения парафина, растворителей парафина, теплоносителей, деэмульгаторов, жидкости гидрозащиты насоса. Продукция скважины при этом может отбираться как по центральному каналу полых штанг, так и по кольцевому пространству между полыми штангами и НКТ.

При применении полых штанг изменяется конструкция оборудования устья скважин, в состав которого входят устьевой сальник для полых штанг, устьевой полый шток, трубопровод шарнирный, рукав высокого давления и др. Штанговая колонна работает в тяжелых условиях, на нее действуют агрессивная скважинная среда и переменные нагрузки, приводящие к накоплению усталостных явлений в штанговой колонне. Кроме этого, колонна штанг изнашивается вследствие трения об НКТ при эксплуатации в наклонно направленных скважинах.

#### **Техническая характеристика полых штанг**

<i>Диаметр наружный, мм.....</i>	<i>42</i>
<i>Толщина стенки, мм.....</i>	<i>3,5</i>
<i>Диаметр наружной муфты, мм.....</i>	<i>57</i>
<i>Длина штанги, мм:</i>	
<i>полномерной.....</i>	<i>6000</i>
<i>укороченной.....</i>	<i>1000, 1500, 2000</i>
<i>Масса полномерной штанги, кг.....</i>	<i>25</i>
<i>Допускаемое поверхностное напряжение, МПа....</i>	<i>80</i>

## Штанги и муфты зарубежного производства

За рубежом штанги и муфты к ним выпускаются по стандарту АНИ11В. Согласно данному стандарту насосные штанги различают лишь по показателям прочности на растяжение. Выбор материала, методов упрочнения, технологических приемов изготовления, повышающих надежность штанги, стандартом не оговорены и оставлены на усмотрение изготовителя. Последнее особенно сильно влияет на долговечность работы штанговой колонны, поэтому при приобретении штанг этому необходимо уделять особое внимание. По показателям прочности стандарт АНИ разделяет штанги на классы.

**Класс АНИК.** Предел прочности на растяжение - минимум 85 000 фунтов на квадратный дюйм (590 МПа), максимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа).

**Класс АНИС.** Предел прочности на растяжение - минимум 90 000 фунтов на квадратный дюйм (630 МПа), максимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа).

**Класс АНИД.** Предел прочности на растяжение - минимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа), максимум 140 000 фунтов на квадратный дюйм (969 МПа).

Обычно применяются углеродисто-марганцевые стали для класса С, никелемолибденовые улучшенные стали для класса К и хромомолибденовые улучшенные стали для класса Д.

Квадрат штанги маркируется твердым штампом, где указывается фирменный знак изготовителя, обозначение стандарта, класс АНИ, код идентификации расплава, месяц и год изготовления. На рис. 2.18. представлен общий вид штанги, а в таблице 2.24 даны размеры штанги по стандарту АНИ11В.

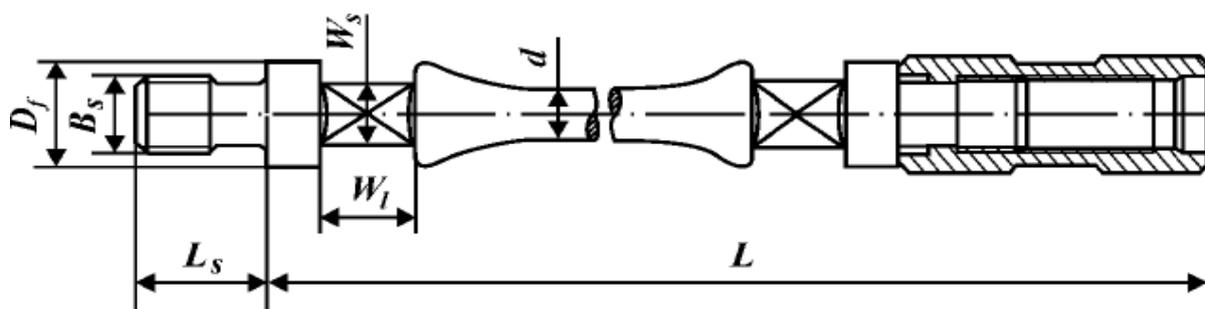


Рисунок 2.18 – насосная штанга по стандарту АНИ

Стандартом предусмотрен выпуск штанг для подгонки колонны (pump rods) длинами 2, 4, 6, 8, 10 и 12 футов (61, 122, 183, 244, 305, 366 см).

Резьбы готовых для отгрузки штанг смазываются специальной смазкой и защищаются пластмассовыми колпачками и заглушками.

По стандарту АНИ предусмотрен выпуск муфт, которые могут выполняться с лыской под ключ или без нее.

Стандартом предусмотрен выпуск штанг для подгонки колонны (pony rods) длинами 2, 4, 6, 8, 10 и 12 футов (61, 122, 183, 244, 305, 366 см).

Резьбы готовых для отгрузки штанг смазываются специальной смазкой и защищаются пластмассовыми колпачками и заглушками.

По стандарту АНИ предусмотрен выпуск муфт, которые могут выполняться с лыской под ключ или без нее (рис. 2.19., табл.2.25.).

Видно, что для штанг  $5/8$ ,  $3/4$ ,  $7/8$  и 1,0 дюйма длина муфты одинакова - 101,6 мм (4 дюйма). Ниппельная же часть штанги при этом увеличивается. Поэтому при смазывании резьбовых соединений внутренняя полость муфты может переполниться смазкой, что препятствует свинчиванию соединения. Поэтому обильная смазка резьбовых соединений не рекомендуется.

На долговечность штанговой колонны большое влияние оказывает момент свинчивания резьбового соединения. Прочность резьбового соединения должна быть не меньше прочности тела штанги. Правильно свинченное резьбовое соединение должно создавать на упорных торцах муфты и ниппеля такие сжимающие напряжения, чтобы при работе соединения в скважине максимально возможное растягивающее усилие в штангах не могло разжать и раскрыть стык. При сборке соединения необходимо очищать и смазывать резьбу, так как из 100 % крутящего момента лишь 10 % расходуется на создание сжимающих напряжений, остальные - на трение.

Таблица 2.24

Штанги зарубежного производства

Номинальный размер				Размер под ключ $W_s$ , мм	Длина лыски под ключ $W_i$ , мм	Диаметр бурта $D_f$ , мм	Номинальный диаметр резьбы $V_s$ , мм	Длина ниппеля $L_s$ , мм
Диаметр штанги $d$		Длина штанги $L^{**}$						
дюймы	мм	футы	мм					
$V_s$	15,9	25 или 30	7620 или 9140	22,2	31,75	31,75	23,8	31,75
$V_4$	19,0	25 или 30	7620 или 9140	25,4	31,75	38,1	26,99	36,5
$V_s$	22,2	25 или 30	7620 или 9140	25,4	31,75	41,28	30,16	41,28
1	25,4	25 или 30	7620 или 9140	33,3	38,1	50,8	34,52	47,63
$1/s$	28,6	25 или 30	7620 или 9140	38,1	41,28	57,2	39,69	53,98

\* Допуск  $\pm 2$  дюйма (50,8 мм).  
 \*\* Допуск  $\pm 0,8$  мм.

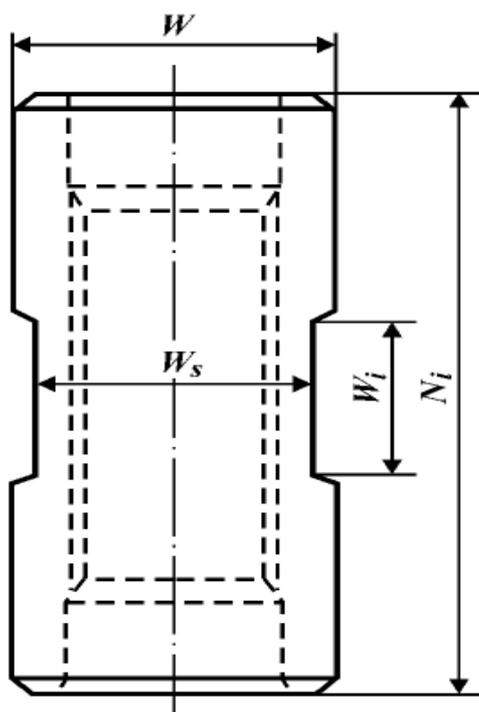


Рисунок 2.19 – Муфта, по стандарту АНИ

Таблица 2.25

Размеры муфты, по стандарту АНИ

Диаметр штанги		Наружный диаметр $W$ , мм	Длина $N_f$ , мм	Размер под ключ $W_s$ , мм	Длина лыски под ключ $W_f$ , мм	Масса муфты, кг
дюйм	мм					
5/8	15,9	38,1	101,6	34,9	31,8	0,60
3/4	19,0	41,3	101,6	38,1	31,8	0,70
7/8	22,2	46,0	101,6	41,3	31,8	0,85
1	25,4	55,6	101,6	47,6	38,1	1,10
1 1/8	28,6	60,3	114,3	53,99	41,3	2,00

### 2.7.3 Оборудование, применяемое для вращения инструмента

К этой группе оборудования относятся ротор и вертлюг. Ротор предназначен для вращения колонны бурильных труб при выполнении различных работ по капитальному ремонту скважин, поддержания колонн бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций, для свинчивания и развинчивания бурильных труб во время подъема инструмента.

**Ротор** (рис. 2.20) состоит из станины 7 стола 6 с коническим зубчатым венцом 4, опирающегося на упорные подшипники 2 и роторный вал 8.

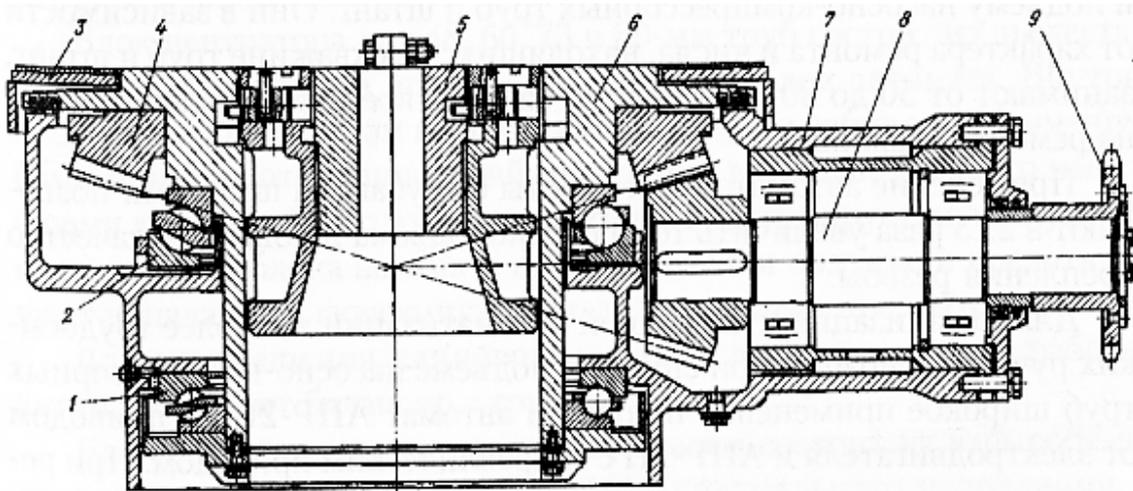


Рисунок 2.20 – Ротор Р-360 Ш14М:

1-вспомогательная опора; 1-вспомогательная опора; 2-основная опора; 3-кожух стола; 4-зубчатый венец; 5-вкладыши-зажимы; 6-стол; 7-корпус; 8-ведущий вал; 9-звездочка

Станина из стальной отливки воспринимает и передает на раму все нагрузки, возникающие в процессе бурения и спускоподъемных операциях.

Внутренняя полая часть станины использована под индивидуальную масляную ванну верхней опоры. В верхней части стенка станины имеет бурт, являющийся элементом верхнего лабиринтного уплотнения масляной ванны основной опоры.

К нижней части стола на болтах крепят крышку, служащую одновременно масляной ванной нижнего подшипника 1. Стол из стальной отливки имеет в центре отверстие диаметром 360 мм для пропуска бурильного инструмента и колонны обсадных труб.

В нижней части стола имеются цилиндрические кольцевые выточки, которые вместе с буртами станины образуют тройное лабиринтное уплотнение масляной ванны.

В нижней части стола имеется квадратный вырез под роторные вкладыши 5, а ниже – кольцевой паз для стопорения вкладыша осевом направлении в месте, где палец защелки вкладыша входит в кольцевой паз зажима.

Стол вращается на верхней опоре 2, которая воспринимает нагрузку от веса колонны бурильных или обсадных труб.

Нижняя шаровая опора 1 воспринимает вертикальные, поднимающие стол ротора усилия и толчки, возникающие в процессе работы.

Нижнюю опору крепят с помощью крышки и болтов. По мере износа опоры болты подтягивают. Смазка нижнего подшипника консистентная; ее осуществляют через боковое отверстие в нижней части станины.

В горловине станины на двух радиальных сферических роликоподшипниках размещают роторный вал 8.

Вращение столу ротора передается от звездочки 9 цепной передачи через вал ротора и коническую зубчатую шестерню, закрепленную на конце роторного вала.

Стол ротора огражден кожухом 3, являющимся одновременно и подвижной площадкой. Техническая характеристика роторов приведена в табл. 2.26.

Таблица 2.26

Техническая характеристика роторов

Показатели	P-560, Ш-8	P-410	P-360	P-200	Ротор агрегата А-50А
Максимальная статическая нагрузка на стол, тс	160	75	125	125	50
Передаваемая мощность, л.с.	350	130	120	120	130
Допустимая частота вращения, об/мин	320	2550	300	300	300
Диаметр проходного отверстия стола, мм	560	410	360	200	142
Тип привода	Цепной			Цепной карданный	Гидравлический
Расстояние от центра стола до оси звездочки, мм	1370	1370	905	-	-
Габаритные размеры, мм:					
длина L	2310	2100	1375	1311	-
ширина В	1350	1100	925	820	-
высота Н	770	640	545	452	-
Масса, кг	5000	2680	1230	880	-

Перед пуском ротора в работу проверяют: правильность его монтажа; состояние стопорного устройства стола ротора (во время пуска и работы ротора стопорное устройство должно находиться в открытом положении, так как включение ротора с закрытым стопорным устройством приведет к поломке отдельных его узлов); состояние зубчатой передачи и подшипников путем вращения вручную ведущего вала (ведущий вал должен проворачиваться усилием одного рабочего плавно, без заеданий и толчков); состояние защелок крепления вкладышей и зажимов (защелки должны легко проворачиваться от действия усилия одного рабочего); уровень и качество смазки в роторе, а также смазки трущихся поверхностей клиньев; состояние и надежность крепления гаек, шпилек и пробок.

В процессе эксплуатации ротора проверяют: надежность крепления всех узлов; следят за уровнем и качеством смазки в роторе; регулярно смазывают трущиеся поверхности и заменяют смазку согласно карте смазки (см. табл. 2.27); промывают поверхность стола ротора во избежание попадания бурового раствора в масляные ванны; следят, чтобы через уплотнение ведущего вала не протекало масло; следят за состоянием подшипников (при повышении температуры подшипников выше 70<sup>0</sup>С прекращают работу и устраняют причины перегрева подшипников); следят за исправностью стопорного устройства и защелок.

Возможные неисправности при работе ротора и способы их устранения приведены в табл. 2.28.

Таблица 2.27

Карта смазки ротора

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Ванна приводного вала	Индустриальное масло 45	Промывка керосином и заполнение ванны свежим маслом проводится не реже 1 раза в 2-3 месяца. Уровень масла контролируется щупом. По мере надобности масло доливается
Вспомогательная опора		
Коническое зацепление и основная опора		

Таблица 2.28

Возможные неисправности при работе ротора и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправности	Способы устранения неисправностей
1	2	3
Корпус ротора сильно нагревается	В масляной ванне не достаточно или много масла, загрязненность масла	Добавить масло до уровня или слить излишнее масло. Слить масло, промыть ванну и залить свежее масло. Проверить состояние уплотнений
Односторонний нагрев ротора	Несовпадение оси вышки с центром стола ротора	Проверить правильность центровки ротора относительно оси скважины и вышки относительно ротора. При несовпадении осей произвести центровку
Стол ротора при вращении вибрирует	Большой люфт в опорах стола	Отрегулировать люфт
Заедание стола ротора	Выход из строя опор стола ротора	Направить ротор на ремонт
Большой люфт приводного вала	Износ подшипников приводного вала	
Заедание челюстей в столе ротора	Наклеп на кромках гнезда стола	Срубить фаски 10 x 45 <sup>0</sup> на кромках гнезд стола и челюстях
Масло в ванне быстро загрязняется	Попадание в ванну промывочной жидкости	Проверить исправность лабиринтного уплотнения
Коническая пара работает с ударами	Неправильно отрегулирован зазор между зубьями конической пары. Большой износ зубьев или излом последних	Отрегулировать зазор между зубьями конической пары подбором прокладок под крышку приводного вала. При большом износе или поломке зубьев направить ротор на ремонт

**Вертлюг** – соединительное звено между талевой системой и буровым инструментом, подвешенным к вращающейся части вертлюга. Он обеспечивает свободное вращение инструмента и подачу промывочной жидкости через колонну труб к забою скважины.

Различают два типа вертлюгов: **промывочные (ВП)** и **эксплуатационные (ВЭ)**.

**Промывочные вертлюги** (рис. 2.21) предназначены для нагнетания через них промывочной жидкости к забою скважины. Вертлюг подвешивают к элеватору таким образом, что масса колонны передается на элеватор через ствол вертлюга, минуя корпус, который воспринимает нагрузку только от давления прокачиваемой жидкости и массы промывочного шланга. Соединение шланга с вертлюгом — быстросборное.

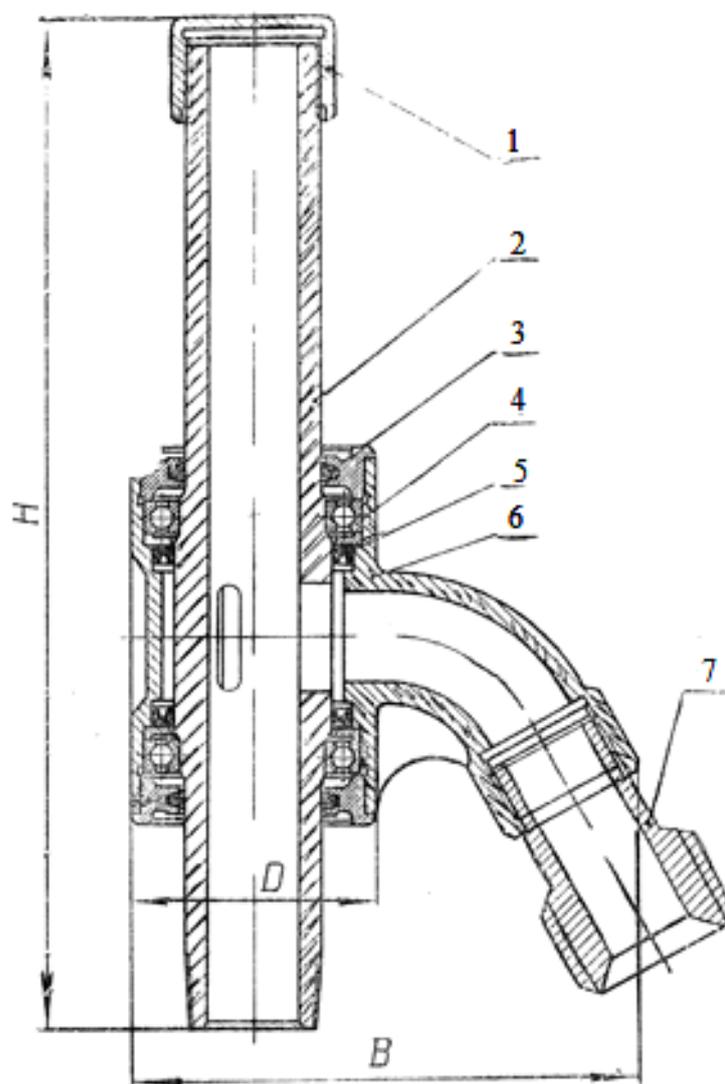


Рисунок 2.21 – Вертлюг промывочный типа ВП:  
1-колпак; 2-ствол; 3-войлочное уплотнение; 4-опора ствола; 5-манжета;  
6-корпус с отводом; 7-быстросборное соединение

**Эксплуатационный вертлюг ВЭ-50** (рис. 2.22) состоит из двух частей: неподвижной и вращающейся. Неподвижную часть составляют корпус, крышка, серьга и отвод буровой трубы. К вращающейся части вертлюга относится ствол, установленный на трех подшипниках, которые обеспечивают надежное центрирование его относительно корпуса и восприятие осевой и радиальной нагрузок, возникающих при работе. В качестве основной средней опоры применен упорный шариковый подшипник. Верхний подшипник — роликовый конический, нижний — подшипник скольжения.

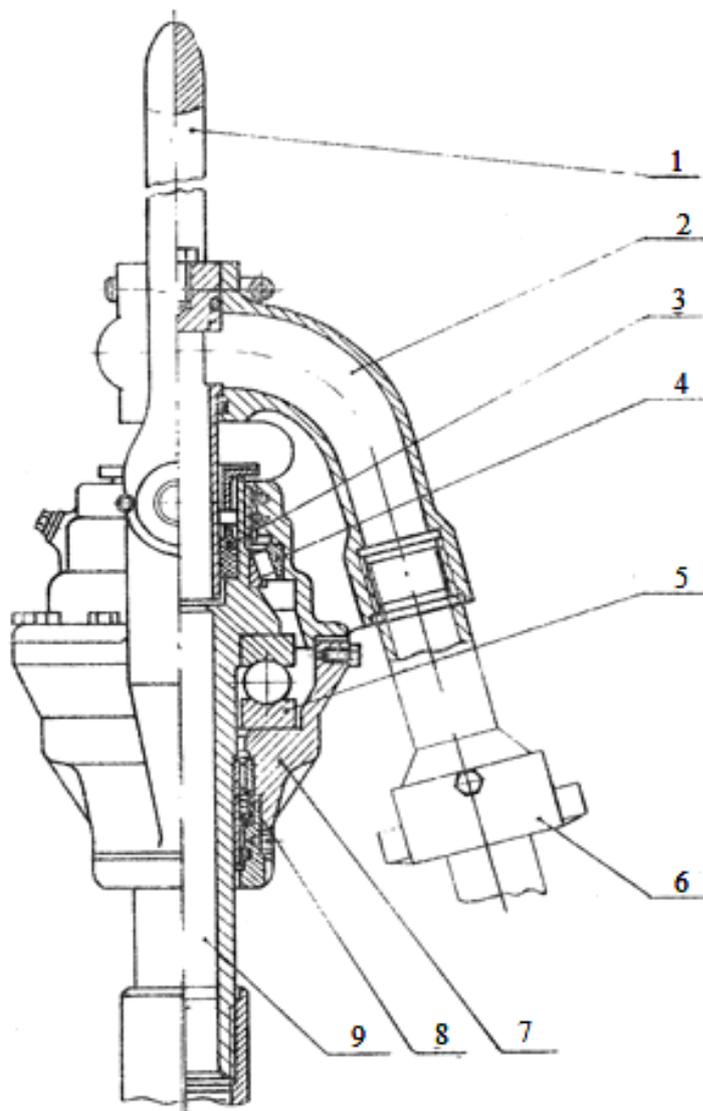


Рисунок 2.22 – Эксплуатационный вертлюг ВЭ-50:  
 1-серьга; 2-отвод; 3-грязевое манжетное уплотнение; 4-верхняя опора;  
 5-основная опора; 6-быстросборное соединение; 7-корпус; 8-нижняя опора; 9-ствол

Технические характеристики вертлюгов типа ВП и ВЭ приведены в табл. 2.29.

Технические характеристики вертлюгов

Характеристика	Промывочные вертлюги		Эксплуатационные вертлюги	
	ВП50х160	ВП80х200	ВЭ-50	ВЭ-80
1	2	3	4	5
Грузоподъемность, т	50	80	50	80
Давление прокачиваемой жидкости, МПа:				
- пробное	16	20	16	20
- рабочее	24	30	24	30
Резьба для условного диаметра труб, мм				
- на конце ствола	73	114	89	89
- на отводе	60	89	73	114
Размеры, мм:				
- высота	690	880	1330	1875
- ширина	270	410	415	588
- диаметр корпуса	160	200	370	505
Масса, кг	40	90	150	420

Перед началом эксплуатации (перед сборкой его с ведущей трубой) необходимо проверить следующее.

1. Плавность вращения ствола. Ствол должен проворачиваться под действием усилия, приложенного одним рабочим к рукоятке ключа; если он не вращается, необходимо ослабить уплотнение внутренней трубы, если же и после этого ствол не проворачивается, то вертлюг следует заменить. В случае обнаружения трещин, износа или повреждений резьбы вертлюг отправляют на ремонт.

2. Надежность крепления горловины, крышки вертлюга и нижнего фланца, при этом обращают особое внимание на крепление гаек во избежание их самоотвинчивания.

3. Уровень и качество масла в вертикальном положении вертлюга. При необходимости масло добавляют или заменяют свежим.

4. Состояние нижнего уплотнения. При утечке масла через уплотнение заменяют асбографитовые манжеты и севанитовые кольца. Полость севанитового уплотнения набивают густой смазкой.

5. Состояние штопа путем внешнего его осмотра, его вращаемость и наличие смазки в пальцах.

В процессе эксплуатации необходимо проверять: надежность крепления всех узлов вертлюга; состояние масла и его уровень в ванне; состояние подшипников; уплотнения и переводники. В случае повышения температуры подшипников выше 70° С прекращают работу и устанавливают причины перегрева. В случае появления течи через уплотнение прекращают работу и устраняют неисправность. При появлении течи промывочной жидкости через соединение переводника со стволом вертлюга или через ведущую трубу останавливают работу и закрепляют резьбовое соединение.

Вертлюг смазывают согласно карте смазки (табл. 2.30); возможные неисправности, возникающие при его работе, приведены в табл. 2.31.

Таблица 2.30

Карта смазки

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Опоры вертлюга	Масло цилиндрическое	Масло заливать через отверстие в крышке. Масло менять через 3 месяца работы, доливать по мере надобности
Пальцы штропа	Солидол УС-3	Смазывать один раз в смену ручным насосом
Нижнее и верхнее уплотнение		

Таблица 2.31

Возможные неисправности при работе вертлюга и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины н еисправности	Способы устранения неисправностей
1	2	3
Корпус вертлюга сильно нагревается	В масляной ванне много или недостаточно масла  Загрязненность масла  Неправильно отрегулирован люфт упорных подшипников	Добавить масло до уровня или слить излишнее масло  Проверить качество масла. При загрязнении масла слить, промыть ванну керосином и залить свежее масло Проверить регулировку
Ствол вертлюга проворачивается с большим усилием или совсем не проворачивается	Сильно зажаты сальников уплотнения  Неправильно отрегулирован люфт упорных подшипников  Разрушен сепаратор основного или верхнего упорного подшипника	Ослабить затяжку уплотнений, не нарушая герметичности Отрегулировать люфт посредством вращения зажимной гайки верхнего упорного подшипника. За один оборот гайки люфт изменяется на 2 мм  Направить вертлюг на ремонт
Ствол вертлюга имеет большой радиальный люфт	Центрирующие подшипники ствола изношены	Направить вертлюг на ремонт
Течь масла через нижнее уплотнение	Недостаточно затянуты сальники Износ сальников	Подтянуть сальники Заменить сальники

1	2	3
Течь жидкости через уплотнение	Недостаточно затяжка манжет или их износ Большой износ или промыв внутренней трубы	Подтянуть манжеты или поставить новые Заменить внутреннюю трубу
Течь жидкости через соединение отвода с крышкой	Пробита прокладка	Заменить прокладку
Течь жидкости через резьбовое соединение переводника со стволом	Слабое крепление переводника или повреждение резьбы	Докрепить переводник. Направить вертлюг на ремонт

## 2.7.4 Инструмент для производства спуско-подъемных операций

### Элеватор

Элеватор предназначен для захвата колонны труб или штанг и удержания их на весу в процессе спускоподъемных операций. В зависимости от вида захватываемой колонны применяют трубные и штанговые элеваторы. Трубные элеваторы, в свою очередь, подразделяются на элеваторы для обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.

По конструкции различают элеваторы одноштропные и двухштропные.

Элеватор состоит из следующих основных деталей и узлов: корпуса, захвата, замка и предохранителя.

Корпус элеватора как основная деталь, несущая нагрузку, выполняется литым или кованным.

Важная деталь элеватора – замок, который должен обеспечить надежное соединение захватного устройства в период спуско-подъемных операций. Это достигается предохранительным устройством, которым оснащается каждый замок в целях предупреждения самооткрывания.

Конструктивное исполнение элеваторов зависит от диаметра захватываемых труб и штанг, от способа захватывания и от массы несущей нагрузки. Этим объясняется многообразие конструкций элеваторов, применяемых при ремонте скважин. Например, для обсадных и бурильных труб применяют двухштропные элеваторы, для насосно-компрессорных труб – как двухштропные, так и одноштропные. Для захвата штанг применяют одноштропные элеваторы.

### Одноштропные элеваторы

Элеваторы ЭТА (табл. 2.32) предназначены для захвата насосно-компрессорных и бурильных труб под муфту.

Элеватор (рис. 2.23) состоит из корпуса 2, шарнир, но соединенного с серьгой 1, сменных захватов 3 для труб и рукоятки 4, которая одновременно является и запорным устройством. Эксплуатационные особенности этого элеватора - простота и удобство обращения во время работы, автоматичность процесса захвата труб, наличие сменных захватов, позволяющих одним размером элеватора ремонтировать скважины с несколькими размерами труб.

Элеватор ЭТА может применяться как при механизированном свинчивании – развинчивании труб, так и при ручном – в комплекте со спайдером.

По ГОСТ 26-02-446-73 элеваторы ЭТА выпускают трех типоразмеров для труб диаметрами от 48 до 114 мм.

Таблица 2.32

Техническая характеристика элеваторов ЭТА

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр захватываемых труб	Габаритные размеры мм			Масса	
			длина, L	ширина, В	высота, Н	элеватора	захвата
ЭТА-32	32	48; 60; 73	260	200	525	16,0	3,6; 3,2; 2,9
ЭТА-50	50	48; 60; 73; 89	280	230	550	22	3,8; 3,4; 3,1; 2,9
ЭТА-80	80	73; 89; 102; 104	300	270	575	27	4,2; 4,0; 3,6; 3,2

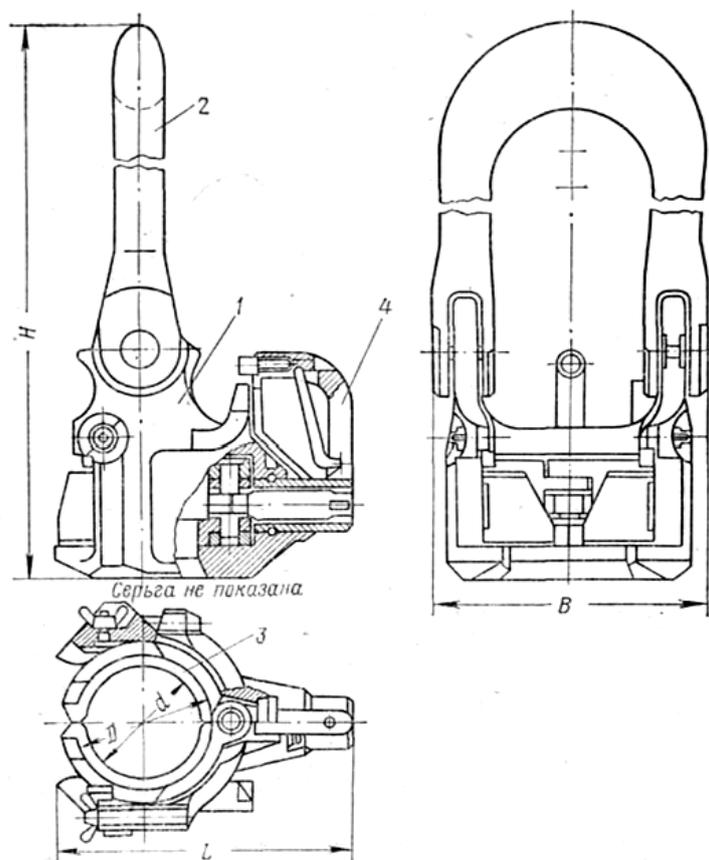


Рисунок 2.23 – Элеватор ЭТА:  
1-серьга; 2-корпус; 3-сменные захваты; 4-рукоятка

**Элеваторы с захватным приспособлением ЭЗН** (рис. 2.24, табл. 2.33). В комплект входят: два элеватора, захватное приспособление и штроп. Захватное приспособление со штропом заменяет пару штропов, применяемых при работе с двухштропными элеваторами.

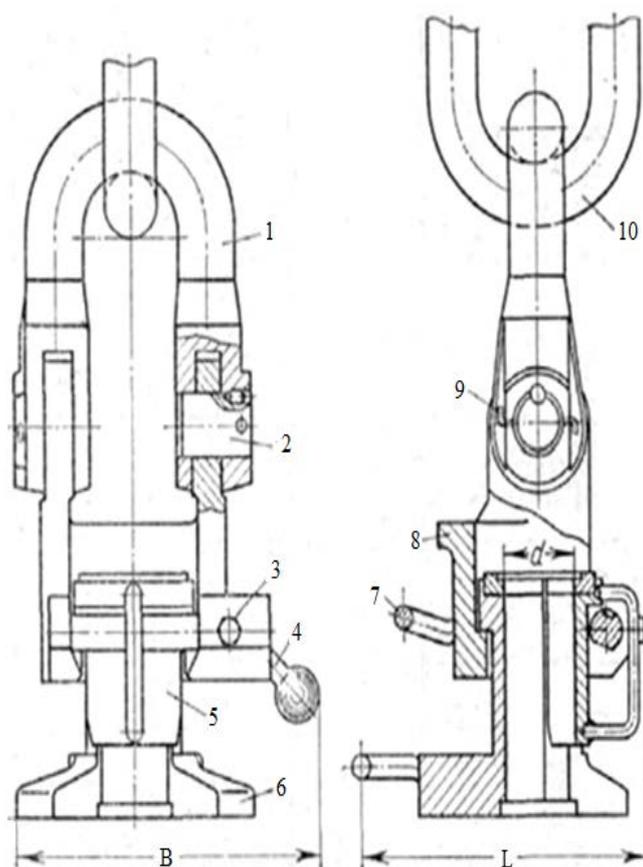


Рисунок 2.24 – Элеватор ЭЗН:  
1-серьга; 2-палец; 3-винт; 4-затвор; 5-створка; 6-корпус;  
7-рукоятка; 8-захват; 9-шплинт; 10-штроп

Таблица 2.33

Техническая характеристика элеваторов ЭЗН

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр захватываемых труб	Габаритные размеры, мм			Масса	
			длина, L	ширина, В	высота, Н	захватного приспособления со штропом	общая
ЭЗН48-15	15	48	245	300	740	18,5	27,5
ЭЗН60-15			250	315	770	19,5	29,5
ЭЗН60-25	25	60	300	315	885	33,0	47,0
ЭЗН73-50	50	73	300	320	995	56,5	73,0
ЭЗН89-50			300	330	1020	60	77,0
ЭЗН114-50			300	355	1030	67,5	81,0

Захватное приспособление состоит из захвата, затвора и серьги, в которую предварительно вдевают штроп. Затвор запирает открытый зев захвата, винт которого ограничивает движение затвора и препятствует полному выходу его из захвата. Чтобы открыть затвор, его рукоятку необходимо повернуть вверх и вытянуть до отказа, а чтобы закрыть - повернуть ее до попадания в выемку в корпусе захвата. Основные узлы элеватора (см. рис. 2.26): корпус и створка. Снизу корпус имеет круговой опорный фланец. Два паза в корпусе элеватора направляют движение шлицев створки. Корпус в сборе со створкой придает элеватору замкнутую трубообразную форму. Муфта трубы опирается на выступы, имеющиеся на верхних буртах корпуса. Для удобства работы к элеватору приварена ручка. Две лыски в средней части корпуса препятствуют проворачиванию элеватора в захвате.

**Элеваторы ЭГ** (табл. 2.34) предназначены для работы с автоматом АПР-2ВБ. Элеватор регламентирован ГОСТ 13866-68 и состоит из корпуса, створки, защелки и серьги.

**Элеватор ЭТАР** (табл. 2.35) предназначен для проведения спуско-подъемных операций в неглубоких скважинах при свинчивании и развинчивании вручную насосно-компрессорных труб. Особенно эффективны эти элеваторы при работе с трубами небольшого диаметра и полыми штангами.

Элеватор состоит из корпуса, шарнирно соединенного с серьгой; сменных захватов для труб и рукоятки, одновременно выполняющей роль запорного устройства. Благодаря сменным захватам два размера элеваторов обеспечивают захват труб шести размеров.

Таблица 2.34

Техническая характеристика элеваторов ЭГ

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр захватываемых труб	Наружный диаметр высадки трубы	Габаритные размеры, мм			Масса со штропом, кг				
				длина, L	ширина, В	высота, Н					
ЭГ-33-16В ЭГ-46-16 ЭГ-42-16В ЭГ-48-16В	16	33	37,3	160	155	425	11,0				
42		-									
46,0		46,0									
48		53,2									
ЭГ-60-50 ЭГ-60-50В	50	60	-	220	185	490	21,0				
65,9		65,9									
ЭГ-73-80 ЭГ-73-80В	80	73	-	220	225	535	27,0				
78,6		78,6									
ЭГ-89-80 ЭГ-89-80В		89	-					225	250	540	32,0
95,25		95,25									
ЭГ-102-80 ЭГ-102-80В		102	-					250	285	620	52,0
107,95	107,95										
ЭГ-114-80 ЭГ-114-80В	114	-	250	285	620	52,0					
120,65	120,65										

Техническая характеристика элеваторов ЭТАР

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Число сменных захватов	Условный диаметр захватываемых труб	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				длина, L	ширина, В	высота, Н	
ЭТАР-12,5	12,5	3	26; 33; 42	190	230	565	11,0
ЭТАР-20,0	20,0	4	42; 48; 60; 73	250	260	575	16,6

**Элеватор ЭНК.Б-80** (рис. 2.25) захватывает тело трубы с удержанием на весу колонны безмуфтовых труб при ремонте скважин. Элеватор состоит из корпуса 1, двух створок (левой 7 и правой 3) с затвором 4, клиньев 9, рычага управления 10 и серьги 11. На клиньях створок установлены рычаги, которые при надевании элеватора на трубу автоматически замыкают створки.

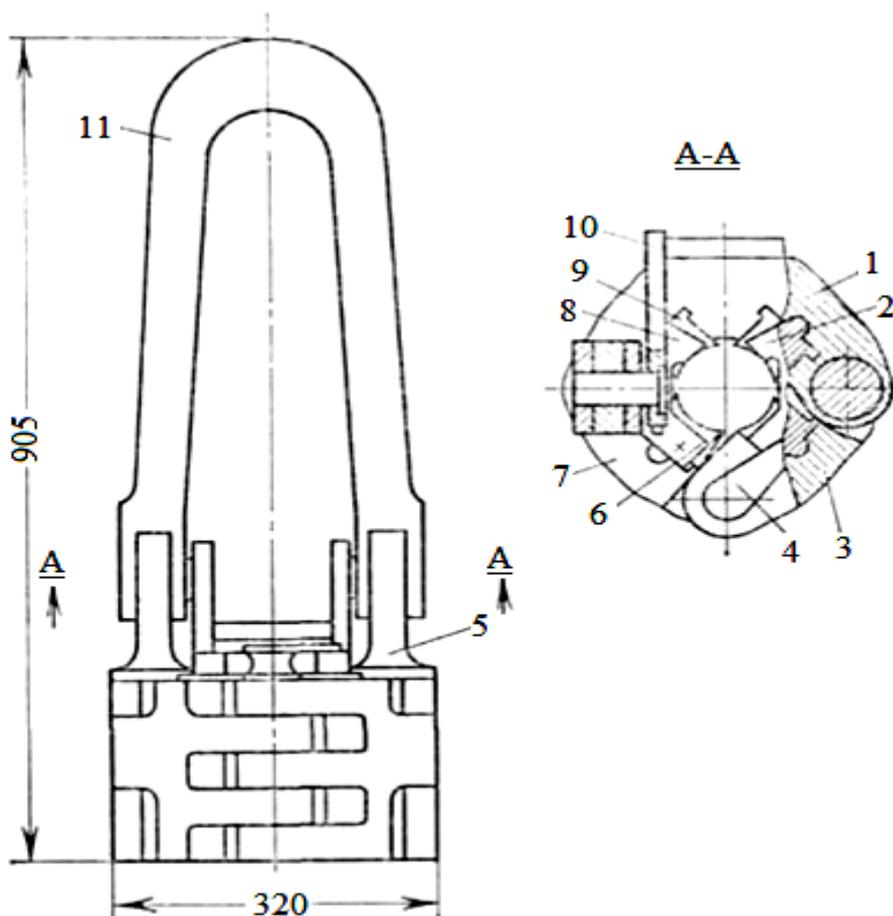


Рисунок 2.25 – Элеватор ЭНК-80:

1-корпус; 2-правый рычаг; 3-правая створка; 4-затвор; 5-проушины; 6-клинья створки; 7-левая створка; 8-левый рычаг; 9-клинья корпуса; 10-рычаг управления; 11-серьга

### Техническая характеристика элеватора ЭНКБ-80

Грузоподъемность, т .....	80
Диаметры захватываемых труб, мм ....	60, 73 и 89
Габаритные размеры, мм:	
длина .....	320
ширина.....	320
высота.....	905
Масса, кг.....	126

**Элеваторы ЭШН** (табл. 2.36) предназначены для захвата насосных штанг под головку. Элеватор состоит из корпуса, втулки, вкладыша и штропа. Внутри кольцевой расточки корпуса размещается поворотная втулка, расположенная эксцентрично относительно отверстия элеватора. В корпусе и втулке имеется прорезь для ввода штанги. На опорный выступ элеватора накладывается сменный вкладыш, предохраняющий его корпус от износа. Корпус элеватора имеет два шипа, на которые надевается штроп, свободно поворачивающийся на них.

Таблица 2.36

Техническая характеристика элеваторов ЭШН

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Диаметр отверстия (в мм) для штанг диаметрами, мм		Высота корпуса, мм	Диаметр штропа, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		16; 19; 22	25			длина, L	ширина, В	высота, Н	
ЭШН-5	5	27	32	60	22	228	125	500	9,7
ЭШН-10	10	27	32	72	25	232	125	500	11,7

### Элеваторы для насосных штанг с передними и задними затворами

Элеваторы для насосных штанг состоят в из корпуса из литой малолегированной термически обработанной стали (рис.2.26). Внутри корпуса смонтированы передние и задние затворы.

Сохранение передних затворов в закрытом положении производится с помощью пружины.

Для предупреждения случайного прохода насосных штанг сквозь наконечники передних затворов, расстояние между наконечниками не должно превышать 6 мм.

Для увеличения износостойкости внутренние поверхности седел, на которые опираются головки насосных штанг, подвергаются поверхностной закалке для получения твердости 54 / 56 HRC, технические характеристики представлены в табл.2.37.

Технические характеристики элеваторов для насосных штанг

Размер элеватора		Номинальные размеры штанг		d	Вес нетто
дюймы	мм	дюймы	мм	мм	кг
5/8-3/4	15,9-19,1	5/8	15,9	23	12,5
		3/4	19,1		
3/4-7/8	19,1-22,2	3/4	19,1	26	12,4
		7/8	22,2		
7/8-1	22,2-25,4	7/8	22,2	30	12,3
		1	25,4		

В зависимости от температуры окружающей среды элеваторы выпускаются в двух исполнениях:

- предназначенные для работы при температурах до  $-20^{\circ}\text{C}$ ;
- предназначенные для работы при температурах до  $-45^{\circ}\text{C}$ .

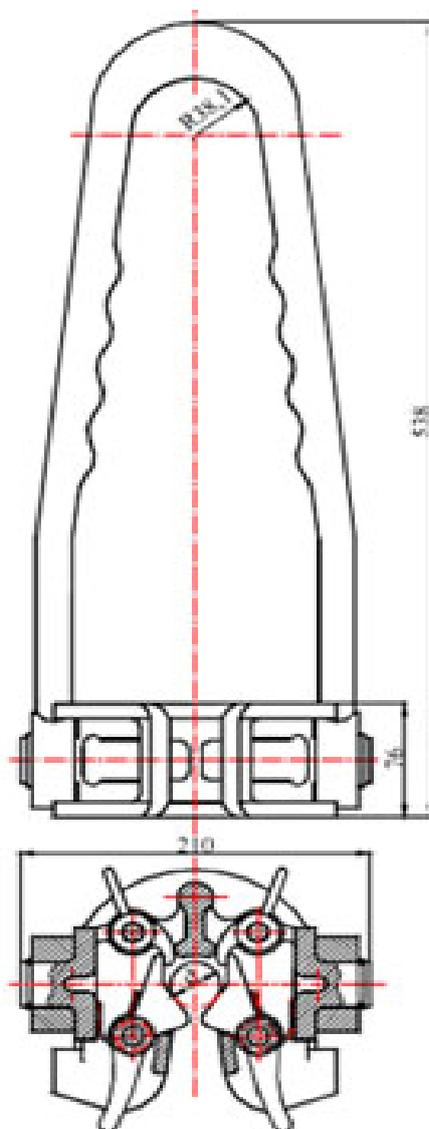


Рисунок 2.26 – Элеваторы для насосных штанг с передними и задними затворами

## Двухштропные элеваторы

Элеватор ЭТАД (рис. 2.27, табл. 2.38) с захватным устройством автоматического действия состоит из корпуса, шарнирного выдвижного захвата, упоров, рукоятки и подпружиненных защелок штропов. Крепление рукоятки с корпусом выполнено таким образом, что рукоятка исполняет также функцию запорного устройства. Благодаря наличию сменных захватов одним элеватором можно производить спуско-подъемные операции с несколькими типоразмерами труб. Элеватор применяют в тех случаях, когда работы по свинчиванию и развинчиванию инструмента осуществляются вручную. В комплект элеватора входят: два элеватора, захватное устройство и два штропа.

Предусматривается выпуск элеваторов ЭТАД грузоподъемностью 32, 50, 80 и 125 т.

Таблица 2.38

Техническая характеристика элеваторов ЭТАД

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр захватываемых труб	Габаритные размеры, мм			Масса (без захвата), кг
			длина, L	ширина, В	высота, Н	
ЭТАД-32	32	48; 60; 73	370	200	120	15
ЭТАД-50	50	48; 60; 73; 89	410	240	175	21
ЭТАД-80	80	73; 89; 102; 114	510	260	220	35
ЭТАД-125	125	73; 89; 102; 114; 127	610	300	250	55

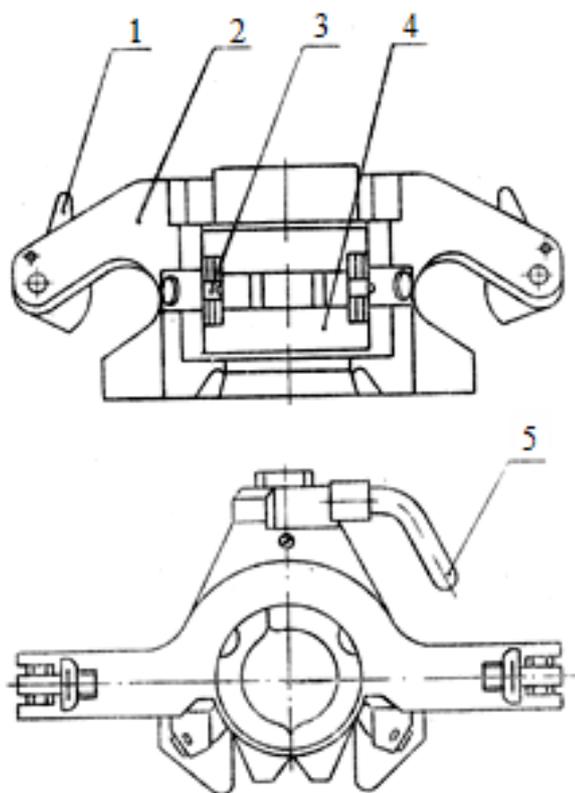


Рисунок 2.27 – Элеватор ЭТАД:

1-предохранитель; 2-корпус; 3-упор; 4-захват; 5-рукоятка

**Облегченный элеватор Э-168.** Элеватор Э-168 более надежен и наиболее подходит при проведении капитального ремонта с использованием лифтовых труб большого диаметра. Элеватор (рис. 2.28) состоит из корпуса и створки, шарнирно соединенной с корпусом при помощи оси [8].

К створке с помощью зацепа крепится ручка. В корпусе выполнены отверстия с пазами. В створке и ручке выполнены сквозные отверстия, в которые вставлен зацеп. На концевых участках зацепа выполнены лыски. Зацеп фиксируется в сквозных отверстиях штифтами. На внешней поверхности створки установлен корпус пружинного фиксатора, а защелка и ограничитель хода размещены на внутренней поверхности ручки. Лыски выполнены ответно пазам корпуса. Элеватор своими проушинами подвешивается на штропах.

В процессе капитального ремонта скважин при спуске или подъеме труб элеватор одевается на трубу. Поворотом ручки по часовой стрелке проводится закрытие створки элеватора. При этом лыски зацепа через пазы входят в отверстия корпуса. Прижатием ручки к створке осуществляется фиксация створки в корпусе. При этом зацеп поворачивается вокруг своей оси в отверстиях корпуса и своими лысками становится перпендикулярно пазам, препятствуя самопроизвольному выходу зацепа из отверстия и открытию элеватора. Прижатие ручки к створке осуществляется до момента дополнительной фиксации ручки в створке пружинным фиксатором в защелке, о чем свидетельствует характерный щелчок. Ограничитель хода предотвращает поломку пружинного фиксатора.

Для снятия элеватора с трубы необходимо потянуть ручку на себя и открыть створку против часовой стрелки.

Преимуществом элеватора, технические характеристики которого приведены в табл. 2.39, является надежность фиксации створки, технологическое удобство и легкость закрытия и открытия створки, что ведет к снижению потерь времени при спуско-подъемных операциях.

**Элеватор-спайдер ЭС 33-52x28** (рис.2.29) предназначен для захвата и удержания на весу колонны безмуфтовых труб при спуско-подъемных операциях.

**Элеватор ЭХЛ** (табл. 2.40) состоит из массивного кованого корпуса, затвора с рукояткой и предохранительного устройства. В верхней части корпуса имеется кольцевая выточка, куда вкладывается затвор, к которому навинчивается поворотная рукоятка, в закрытом положении фиксируемая предохранителем.

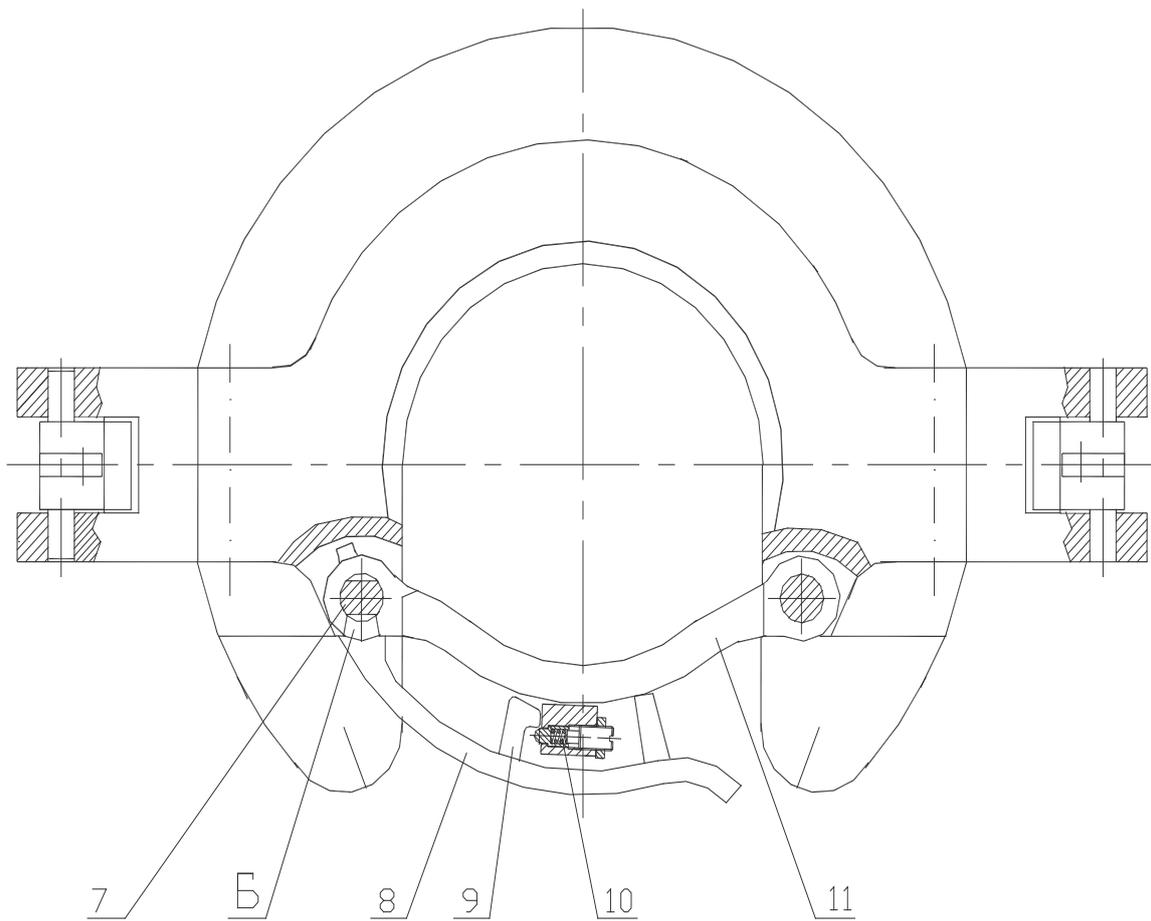
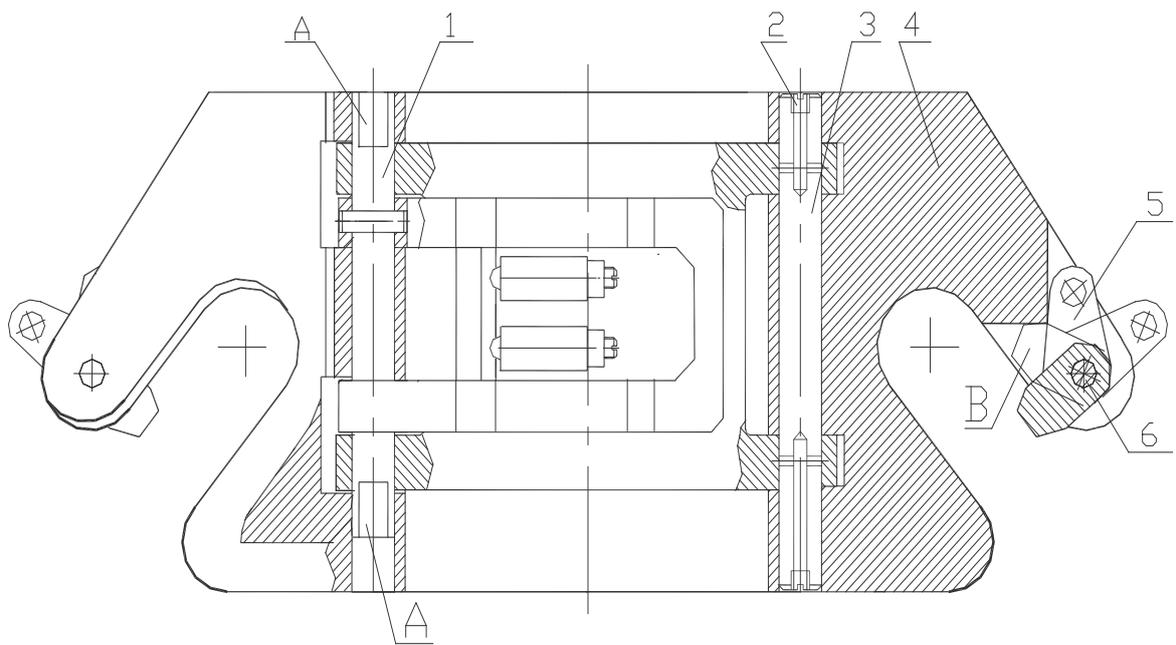


Рисунок 2.28 – Облегченный элеватор Э-168:  
 1-ось ручки; 2-фиксатор; 3-ось створки; 4-корпус; 5-предохранитель штропа;  
 6-ось предохранителя; 7-зацеп; 8-ручка; 9-зашелка; 10-подпружиненный фиксатор;  
 11-створка

Технические характеристики элеватора Э-168

Наименование параметра	Значение
1. Грузоподъемность, кН (тс)	750 (75)
2. Условный диаметр захватываемых труб, мм	168
3. Габаритные размеры, мм	
длина	530
ширина	320
высота	210
4. Масса, кг	60
Разработчик – ООО «ТюменНИИГипрогаз», 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2, факс (3452) 286-106 Изготовитель – ОАО «Воронежский механический завод», 394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22.	

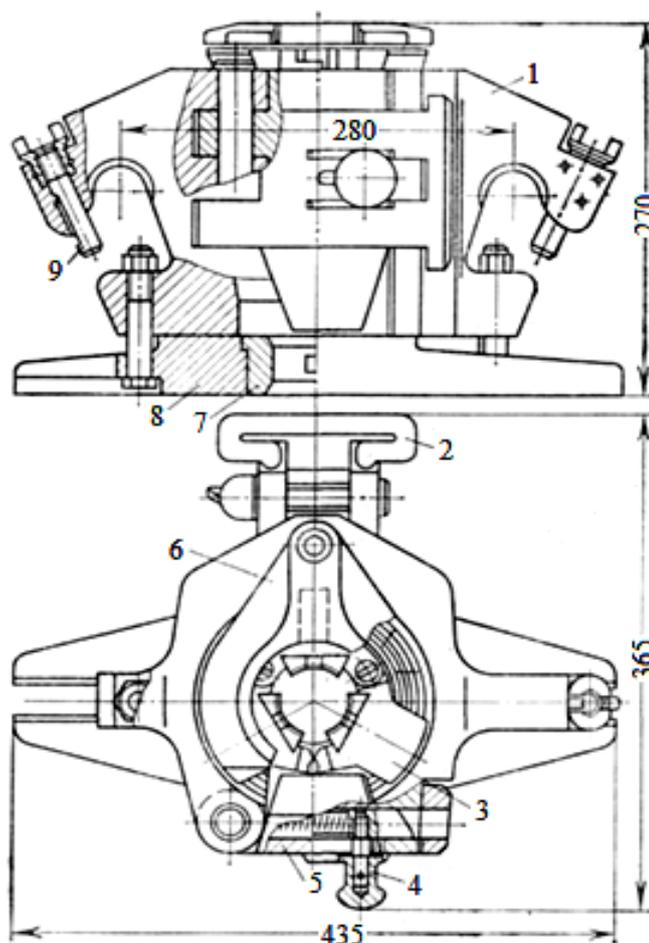


Рисунок 2.29 – Элеватор-спайдер ЭС:  
1-корпус; 2-ручаг управления; 3-клиньевая подвеска; 4-затвор; 5-створки;  
6-основание клиновой подвески; 7-центратор; 8-опорная плита;  
9-предохранитель от выпадения штропов

### Техническая характеристика элеватора-спайдера

Грузоподъемность, т .....	28
Диаметр захватываемых труб, мм.....	33, 42, 48 и 52
Угол клина.....	9° 27'45"
Расстояние между центрами проушин, мм ...	280
<i>Габаритные размеры, мм:</i>	
длина.....	435
ширина.....	365
высота.....	270
Масса, кг .....	71

Таблица 2.40

### Техническая характеристика элеваторов ЭХЛ

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
ЭХЛ-48	10	48	135	110	370	14
ЭХЛ-60	15	60	155	110	370	17
ЭХЛ-73	25	73	160	130	370	20
ЭХЛ-89	35	89	180	145	395	27
ЭХЛ-114	40	114	210	160	440	35

**Спайдер** (рис. 2.30) предназначен для удержания на весу колонны обсадных труб в процессе спуска их в скважину.

Спайдер устанавливают на устье скважины до спуска колонны. При этом должна быть соблюдена соосность спайдера и вышки. Горизонтальность установки спайдера проверяют уровнем. До монтажа спайдера необходимо наружным осмотром выявить дефекты в отдельных деталях и заменить их запасными. Все детали должны быть очищены от грязи и смазаны смазкой ЛЗ-162, а спайдер в сборе — проверен в ненагруженном состоянии на свободное (усилием одного человека) открытие и закрытие.

При работе со спайдером необходимо следить за тем, чтобы не загрязнялись зубья и беговые дорожки роликов; нельзя допускать ударов муфт спускаемых обсадных труб о плашки спайдера и посадку нагруженного элеватора на кулак спайдера.

Работа со спайдером проводится следующим образом. При спуске обсадной трубы необходимо, чтобы последняя равномерно захватывалась плашками и не скользила по ним под нагрузкой. Захват осуществляется зубьями плашек за гладкое тело трубы.

По мере спуска обсадных труб с увеличением их массы силы трения трубы о зубья плашек способствуют более низкой посадке плашек на конусах и увеличению радиальных усилий, что повышает надежность захвата.

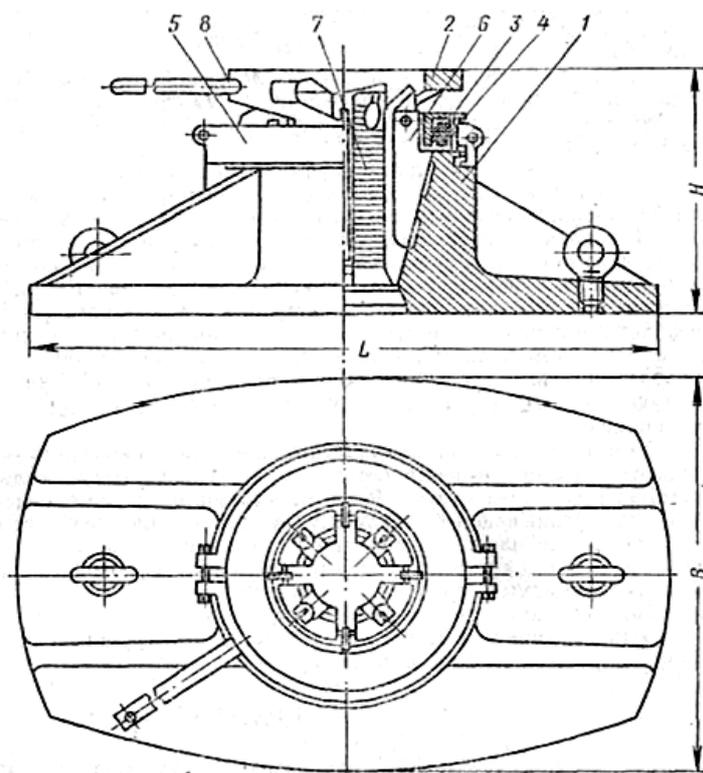


Рисунок 2.30 – Спайдер:

1-корпус; 2-кулак; 3-ролики кулака; 5-хомут; 6-клинья; 7-плашки; 8-рукоятка

При подъеме труб последние за счет сил трения стремятся снять плашки с конусов, тем самым радиальные усилия снижаются, и подъем плашек при повороте кулака производится без всяких затруднений. Кулак предназначен для подъема и опускания плашек с помощью специального рычага. В этих целях необходимо лишь повернуть кулак в ту или другую сторону вокруг оси спайдера. При этом пальцы роликов плашек, расположенные в наклонных на-правляющих вырезах кулака, будут поднимать или опускать плашки. Поворот кулака в ту или другую сторону облегчается тем, что он установлен в корпусе на роликах.

Хомут служит для направления кругового перемещения кулака, а также предотвращения смещения его вверх. Круговой выступ кулака входит в соответствующий вырез хомута. Размеры вырезов и выступов подобраны таким образом, что падение плашек в скважину (при отсутствии в спайдере труб) исключается.

Раскрытие плашек в верхнем положении на 20-22 мм превышает размер номинального диаметра муфты, что обеспечивает свободный пропуск спускаемой колонны обсадных труб через спайдер.

По окончании работ по спуску колонны необходимо разобрать спайдер, промыть керосином, насухо вытереть и смазать трущиеся поверхности корпуса, кулака, ролика кулака и плашек. Технические характеристики спайдера представлены в таблице 2.41.

Техническая характеристика спайдеров

Показатели	Шифр спайдера			
	СОТШ-1	СОТШ-2	СП-50	СПГ-80
Допустимая нагрузка на спайдер, кН(тс)	320	320	500	800(80)
Условный диаметр обсадных и лифтовых труб, мм	146; 168	273; 299	60, 73, 89, 102, 114	60, 73, 89
Управление спайдером	ручное		пневматический от пнвмосистемы агрегата; ручной с помощью рычага	гидравлический или пневматический от подъемной установки
Габаритные размеры, мм				
• длина	1350	1350	500	650
• ширина	850	850	430	580
• высота	540	540	370	450
Масса, кг				
• спайдера	1300	1425	130	210
• полного комплекта	1470	1600	168	223

**Спайдер для ремонта скважин СПР-80 повышенной грузоподъемности конструкции [9].** В процессе капитального ремонта скважин зачастую приходится осуществлять подъем из скважины труб одного типоразмера, а спускать трубы другого типоразмера или даже нескольких типоразмеров (при комбинированных колоннах спускаемых или извлекаемых труб), что влечет за собой необходимость в замене типоразмеров клиньевых подвесок, используемых в спайдере в процессе спуско-подъемных операций. Обычно в процессе КРС, имеющего специфические особенности, отличные от процесса бурения скважин, применяются спайдеры гидравлического или механического действия, предназначенные для спуско-подъемных операций в процессе бурения скважин. Их использование влечет за собой ненужные временные затраты, которые при капитальном ремонте желательны снижать.

Исходя из этих условий, для КРС необходимы специальные спайдеры, имеющие отличительные особенности, необходимые в обязательном порядке для ведения ремонта скважин, а именно:

- позволяющие проводить надежный захват и удержание колонны НКТ различного диаметра (114, 89, 73, 60 мм и др.) весом до 800 кН;
- позволяющие быстро провести замену плашек одного типоразмера труб на другой;
- имеющие оптимальное соотношение угла наклона клина, коэффициента его сцепления с трубой и коэффициента трения тыльной поверхности клина и внутренней поверхности спайдера;

- имеющие ручной привод, минимальные габаритные размеры и массу;
- обеспечивающие высокий уровень показателей технологичности, трудоемкости и металлоемкости;
- ремонтно-пригодные в промышленных условиях.

Предложенный для капитального ремонта скважин спайдер (рис. 2.31) состоит из корпуса, створки, ручки рычажной системы управления, клиньевой подвески с размещенными на клиньях сменными плашками.

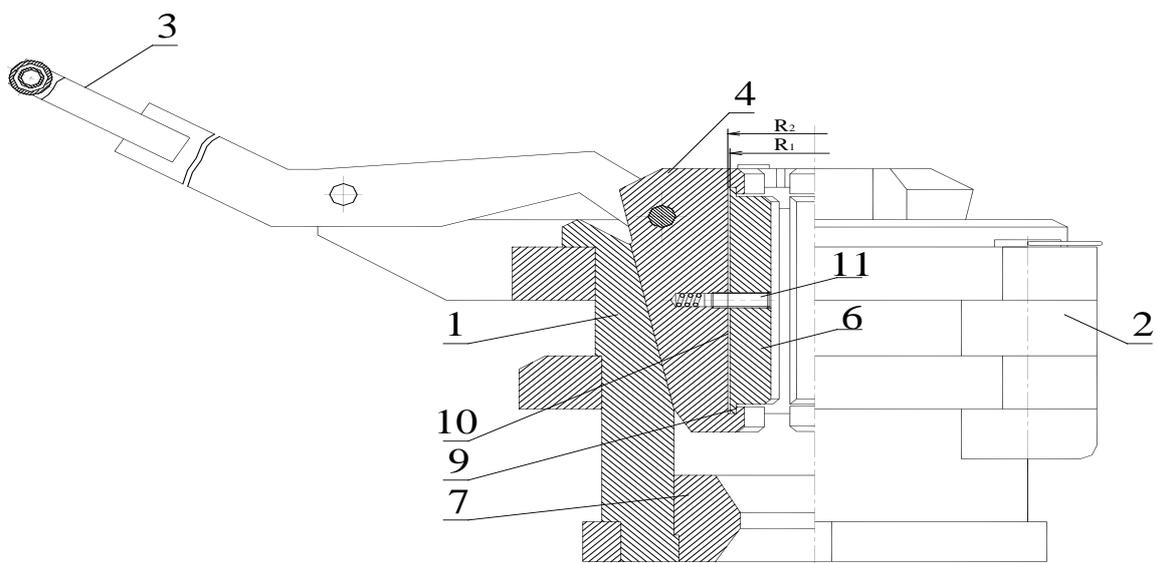
Корпус выполнен разрезным, с зевом. Для прочности он снабжен поясами жесткости. В основании корпуса имеются лапы с прорезями для крепления к устьевому фланцу. В нижней части корпуса вставляется центратор, удерживаемый подпружиненным фиксатором. С корпусом спайдера шарнирно соединена створка, закрепленная на оси-пальце. Зев спайдера в процессе спуска-подъема труб запирается створкой и фиксируется в закрытом положении осью-пальцем с петлей. С корпусом шарнирно соединена ручка, к одному концу которой на шарнире подвешена клиньевая подвеска.

Клиньевая подвеска состоит из трех клиньев: одного центрального и двух боковых. Боковые клинья соединены с центральным клином шарнирно и подпружинены в направлении раскрытия. В пазы клиньев вставляются сменные плашки и крепятся в посадочном месте клиньев с помощью подпружиненных стопорных винтов.

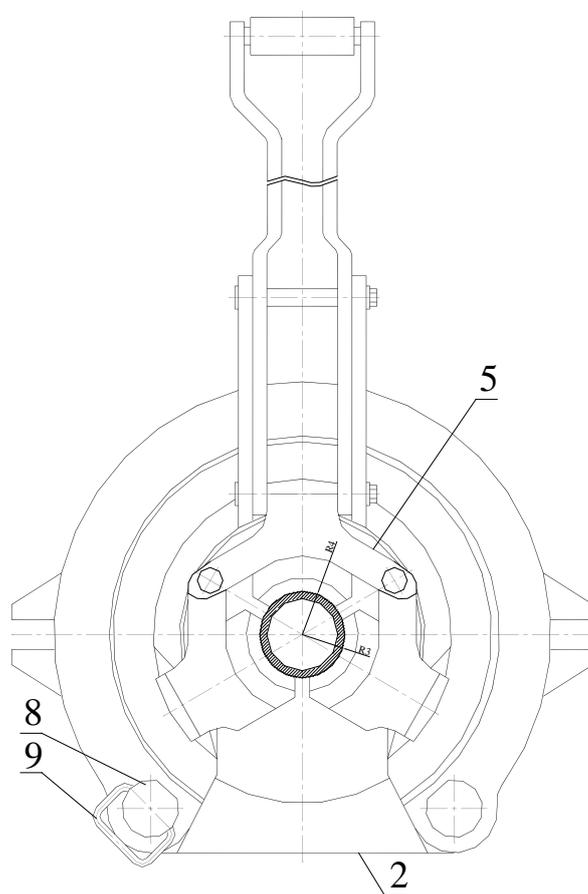
Наружные поверхности плашек выполнены с радиусом  $R_1$  на 1-2 мм меньше радиуса  $R_2$  посадочного места клина, а внутренние - с радиусом  $R_3$ , соответствующим радиусам  $R_4$  спускаемых НКТ. На наружной поверхности сменных плашек выполнены выступы для взаимодействия с пазами посадочного места клиньев. Рычажная система управления клиньевой подвески спайдера выполнена с возможностью ножного управления ею.

В процессе спуско-подъемных операций спайдер устанавливается на устьевой фланец, центрируется и крепится болтами. Клиньевая подвеска с установленными в клиньях сменными плашками под диаметр спускаемых или извлекаемых труб поднимается ручкой рычажной системы управления при помощи ноги рабочего. Через внутреннюю полость клиньевой подвески в скважину спускается НКТ, после чего ручка отпускается и клиньевая подвеска надежно зацепляется своими сменными плашками с НКТ.

Для спуска или подъема НКТ другого типоразмера проводится замена сменных плашек. Для этого нажатием ноги рабочего из корпуса поднимается клиньевая подвеска, в клиньях приотворачиваются подпружиненные стопорные винты, под действием пружин стопорных винтов плашки отрываются от посадочного места клиньев на 1-2 мм и по пазам извлекаются. После чего в клиньях заменяются сменные плашки используемого типоразмера на предлагаемые к использованию. После чего клиньевая подвеска опускается и спайдер вновь готов к работе. Техническая характеристика спайдера СПР-80 приведена в табл. 2.42.



а)



б)

Рисунок 2.31 – Спайдер для капитального ремонта скважин повышенной грузоподъемности СПР-80:  
 а)-фронтальный вид;  
 б)-вертикальный вид;  
 1-корпус; 2-створка; 3-ручка; 4-клиньевая подвеска; 5-траверса; 6-плашка;  
 7-центратор; 8-ось; 9-петля; 10-зазор; 11-фиксирующий винт

Техническая характеристика спайдера СПР-80

Наименование параметра	Значение
1. Грузоподъемность, кН (тс)	800 (80)
2. Условный диаметр удерживаемых труб, мм	60, 73, 89
3. Привод	Ножной
4. Габаритные размеры, мм длина (с приводом) ширина высота (с приводом)	945 (1350) 440 302 (548)
5. Масса, кг	120

В процессе опытно-промышленных испытаний на скважине № 625 Уренгойского месторождения спайдер выдержал вес колонны до 800 кН по сравнению с 320 кН у ранее применяемых на месторождении спайдеров. В настоящее время спайдер внедрен на Медвежьем и Уренгойском месторождениях.

Как видно из таблицы 2.42 разработанный спайдер обладает менее сложной конструкцией, имеет ножной привод. Переход с одного типоразмера на другой осуществляется за счет смены плашек, а не клиньевых подвесок. Это влечет за собой уменьшение массы комплекта (например, на три типоразмера необходима одна клиновья подвеска, а не три), что существенно сокращает продолжительность работ при переходе с одного типоразмера труб на другой.

### Штропы

Штропы (табл. 2.43) предназначены для подвески элеватора на крюк. Конструктивно это замкнутая стальная петля овальной формы, сильно вытянутая по одной оси. Изготавливают их цельнокатаными или сварными.

Штропы различают по назначению: буровые нормальные - ШБН; буровые укороченные - ШБУ и эксплуатационные - ШЭ.

Таблица 2.43

Техническая характеристика штропов

Шифр штропа	Грузоподъемность, т	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		длина, L	ширина, B	диаметр струны	
ШБН-125	125	1890	360	75	143
ШБУ-125	125	1200	360	75	90
ШБН-75	75	1300	330	60	64
ШБУ-75	75	975	330	60	49
ШЭ-50	50	890	210	45	26
ШЭ-28	28	850	190	35	15

### Ключи

Ключи различных конструкций и типоразмеров применяют для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб и штанг при спуско-подъемных операциях.

Для свинчивания и развинчивания труб в основном применяют ключи двух типов: шарнирные и цепные. Шарнирные ключи легче цепных, удобны и просты в эксплуатации; при работе с ними поверхность труб в меньшей степени подвергается различным повреждениям.

Шарнирные ключи подразделяются на машинные и ручные.

**Ключ механический универсальный** предназначен для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию, удержанию колонны НКТ в ходе текущего и капитального ремонта скважин, эксплуатируемых всеми видами глубинно-насосного оборудования (рис. 2.32).

Ключ механический универсальный состоит из следующих основных частей: блока вращателя с электрическим (гидравлическим) приводом, спайдера с блоком клиньев и блока управления электро или гидроприводом.

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 НКТ. Для совмещения прорезей колеса и корпуса вращателя имеется совмещающий механизм, расположенный с противоположной стороны от прорези, на корпусе вращателя.

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 с кнопочного поста управления посредством магнитного пускателя. Управление гидроприводом осуществляется реверсивным золотниковым краном. Привод крепится к вращателю с помощью поворотного кронштейна и откидного болта.

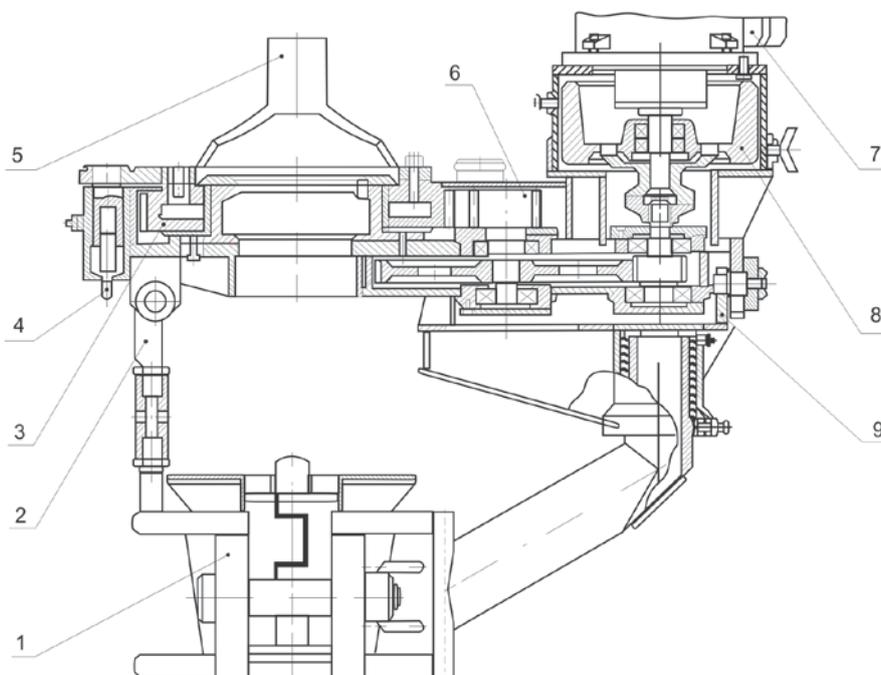


Рисунок 2.32 – Ключ механический универсальный:

1-спайдер; 2-блокировочная рукоятка; 3-вращатель; 4-механизм совмещения;  
5-водило; 6-редуктор; 7-электропривод; 8-смежный маховик; 9-кронштейн

Поворотный кронштейн позволяет производить замену маховиков без снятия привода, а так же снятие или установку последнего при демонтаже и монтаже на устье скважины.

Полуавтоматический спайдер состоит из разрезного корпуса, 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. Вращатель на кронштейне крепится с помощью оси болта.

Для совмещения установки в рабочем положении со спайдером имеется фиксатор на вращателе и паз на спайдере. Технические характеристики универсальных механических ключей представлена в таблице 2.44.

**Механический штанговый ключ КШЭ** предназначен для механизированного свинчивания и развинчивания насосных штанг в процессе спуско-подъемных операциях при текущем ремонте скважин. Применяется в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом (рис. 2.33).

Ключ состоит из трех основных узлов: блока вращателя, блока управления электродвигателем, специального штангового элеватора.

Таблица 2.44

Техническая характеристика КМУ

Основные показатели	КМУ-50	КМУ-ГП-50
Максимальная нагрузка на спайдер, кН (т)	490 (49)	490 (49)
Максимальный крутящий момент на водиле ключа при развинчивании, Н·м	4410	4410
Наибольшая частота вращения на водиле, с <sup>-1</sup> (об/мин)	1 (60)	0,333-1,033 (20-62)
Диаметр захлестываемых труб, мм	48; 60; 73; 89	
Привод ключа	Электрический инерционный, с питанием от промышленной сети	Гидравлический от подъемной установки
Двигатель привода	Электродвигатель взрывонепроницаемого исполнения	Гидромотор Г15-24
Габаритные размеры, мм	960 x 590 x 960	1020 x 590 x 760
Масса, кг:		
• ключа в сборе	370	345
• полного комплекта	435	410
Управление привода	Кнопочный пост управления КУ-93-ВЗГ	Золотиковый кран 14БГ7-24

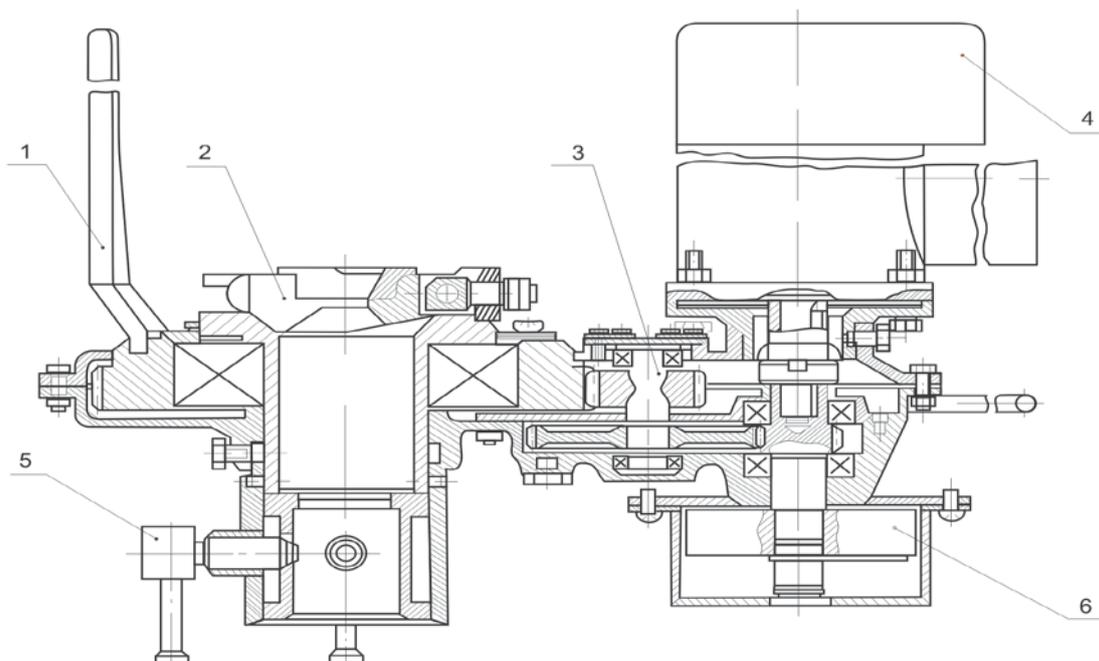


Рисунок 2.33 – Механический штанговый ключ КШЭ:  
1-водило; 2-откидная вилка; 3-редуктор; 4-электродвигатель; 5-винт крепления; 6-маховик

Блок вращателя представляет собой редуктор с прямозубыми колесами. К одному колесу быстроходного вала электродвигателя при помощи полумуфты присоединен редуктор, на другом конце вала при помощи шлицев установлен маховик для получения необходимого крутящего момента на водиле при свинчивании и развинчивании резьбовых соединений насосных штанг. Маховик зафиксирован пружиной и огражден кожухом.

На большом колесе-шестерне приварено водило. Откидная вилка выполняет роль второго элеватора и служит для удержания колонны штанг на весу.

В корпусе основания имеются два винта для крепления ключа на устьевой муфте.

Для правильного выбора места при работе относительно мостков и подъемника ключ, закрепленный на муфте, может быть повернут вокруг своей оси и закреплен тремя болтами.

Блок управления электродвигателем состоит из электромагнитного пускателя, поста управления, соединенных кабелем со штепсельными разъемами.

Пост управления – кнопочный, установлен на двух специальных шпильках крепления электродвигателя в двух положениях в зависимости от месторасположения оператора.

### Гидроключи

Ключ ГКШ-1200 с гидравлическим приводом применяется для подземного и капитального ремонта скважин, предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб, а так же НКТ с наружными диаметрами:

- 60 мм (2 <sup>3/8</sup>)
- 73 мм (2 <sup>7/8</sup>)

- 89 мм (3 1/2)
- 102 мм (4)
- 114 мм (4 1/2)

По эксплуатационным характеристикам аналогичен гидроключам следующих фирм:

- «Ойл-Кантри» модели 45000, 55000, 56000 (США, Калифорния);
- «Уэтерфорд» модель 4,5-08 (США, Техас);
- «Эккель 4<sup>1/2</sup>» (США, Техас);
- «Фарр» модель TL 4600 (Канада, Эдмонтн).

Эксплуатация гидроключа возможна от гидросистем приводных агрегатов, применяемых при капитальном и текущем ремонте скважин: А2-32; А-50; А-50МБ и др. с производительностью гидросистемы от 100 до 160 л/мин и максимальном давлением не менее 160 кг/см<sup>2</sup>.

### Штанговые ключи типов КШ и КШК

Предназначены для свинчивания и развинчивания насосных штанг вручную в процессе спуско-подъемных операциях в эксплуатационных скважинах. Применяются в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Ключи выпускаются двух типов:

- КШ – для свинчивания развинчивания штанг над устьем скважины;
- КШК – для отворачивания плунжера скважинного штангового насоса.

Ключ типа КШ представляет собой кованную заготовку с зевом под размер квадрата штанги (рис.2.34 а). Ключ типа КШК состоит из обода, неподвижной плашек и зажимного винта (рис.2.34 б). Два диска образуют ступицу ключа.

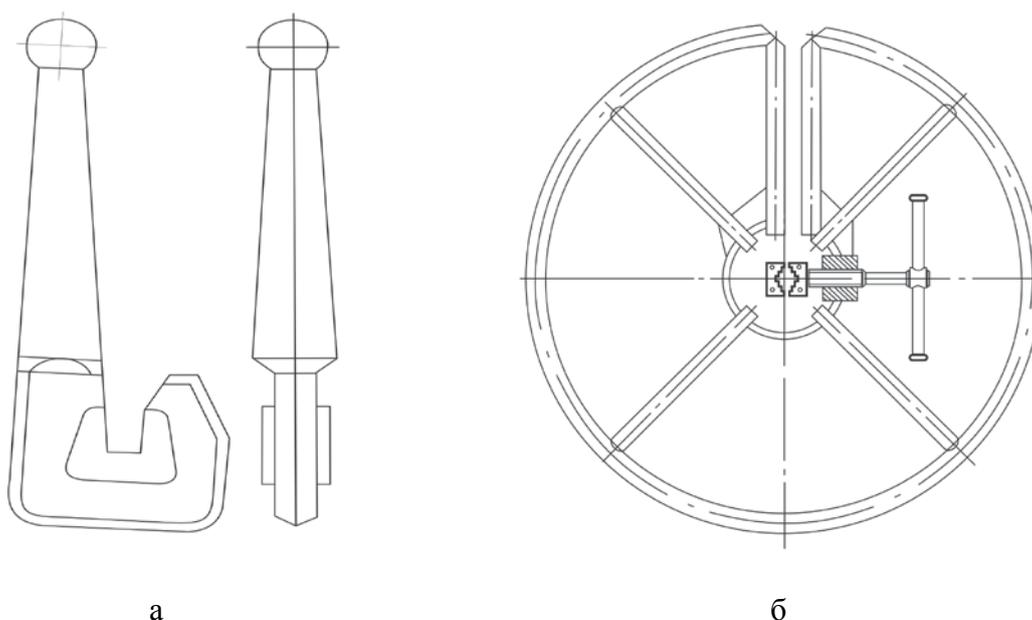


Рисунок 2.34 – Штанговые ключи:  
а-типа КШ; б-типа КШК

### **Ключи трубные ручные для ремонта скважин типа КТР и КВС.**

Трубные ключи представляют собой устройства для завинчивания и развинчивания труб в процессе их спуска в скважину и подъема из нее.

Трубные ключи подразделяются на механические и ручные. Ручные трубные ключи в основном имеют конструкцию, состоящую из двух челюстей, шарнирно закрепленных между собой и образующих полость, называемой зевом ключа, и двух рукояток. При этом они рассчитаны на один типоразмер труб, причем небольшого размера.

В процессе КРС зачастую приходится осуществлять подъем из скважины труб одного типоразмера, а спускать трубы другого типоразмера или даже нескольких типоразмеров (при комбинированных колоннах труб), что влечет за собой необходимость в завинчивании и развинчивании различных типоразмеров труб, зачастую большого диаметра. Имеющиеся на вооружении бригад КРС трубные ключи не позволяют проводить завинчивание и развинчивание таких труб. Трубы большого диаметра просто не могут поместиться в зевах трубных ключей, имеющихся на вооружении бригад КРС.

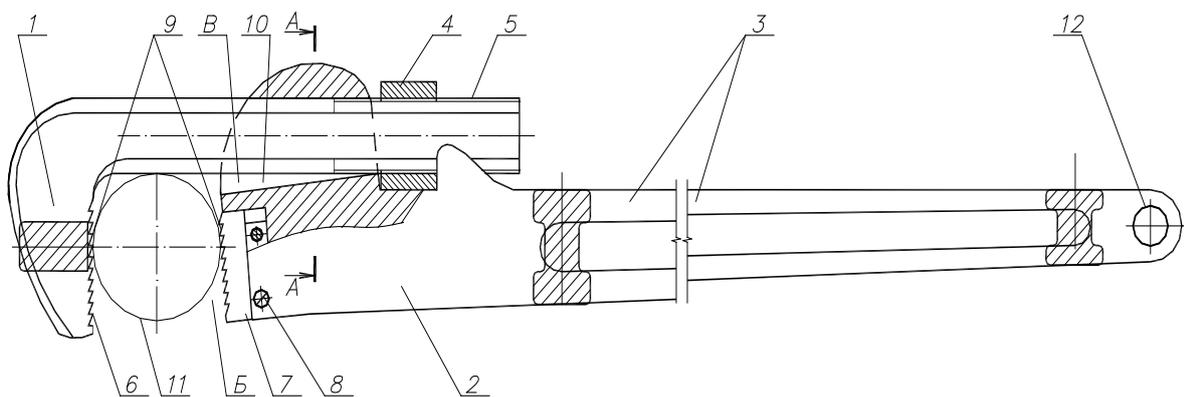
Исходя из этих условий для КРС, наряду с существующими трубными ключами, необходимы специальные трубные ключи, обеспечивающие завинчивание и развинчивание труб большого диаметра с возможностью регулирования размера зева ключа под любой диаметр труб.

Ключ типа КТР [10, 11] предназначен для свинчивания-развинчивания лифтовых труб большого диаметра, который состоит (рис. 2.35) состоит из сменной челюсти, стационарной челюсти, совмещенной с рукояткой и втулки. Сменная и стационарная челюсти образуют между собой полость, называемую зевом ключа.

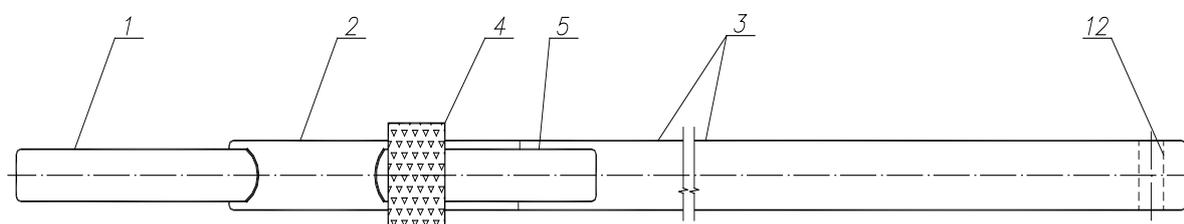
Сменная челюсть выполнена с возможностью осевого перемещения своей концевой частью по рукоятке.

На внутренней стороне сменной челюсти, обращенной к зеву ключа, выполнена зубчатая поверхность с зубьями, обращенными вовнутрь зева ключа, а на ее концевом участке выполнена резьба, обратная резьбе втулки. Внутренняя поверхность сменной челюсти размещена перпендикулярно оси рукоятки.

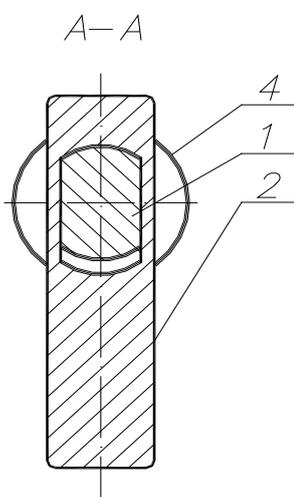
Стационарная челюсть выполнена совмещенной с рукояткой. Ее внутренняя поверхность, обращенная к зеву ключа, размещена под углом отклонения от перпендикуляра к оси рукоятки, равным 2-4 градуса. На ее внутренней поверхности, обращенной к зеву ключа, размещается сменный сухарь. Сменный сухарь вставляется в прорезь стационарной челюсти и крепится к ней винтами. На наружной стороне сухаря выполнена зубчатая поверхность с зубьями, обращенными в противоположную от зева ключа сторону.



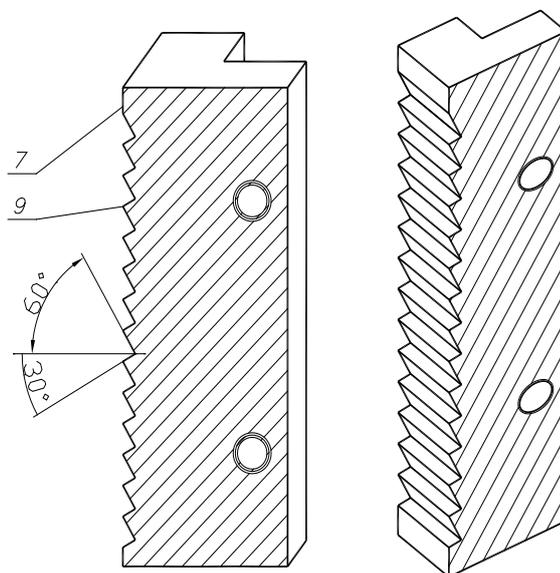
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.35 – Трубный ключ для лифтовых труб большого диаметра (КТР):  
а – вид сбоку; б – вид сверху;  
в – разрез по линии А-А; г – сменная челюсть;  
1-сменная челюсть; 2-стационарная челюсть; 3-рукоятка; 4-втулка;  
5-концевая часть сменной челюсти; 6-зубчатая поверхность; 7-сменный сухарь; 8-винт;  
9-зубья; 10-направляющая; 11-тело трубы; 12-сквозное отверстие

Верхняя часть стационарной челюсти выполнена со сквозным отверстием, в котором размещается концевая часть сменной челюсти. Нижняя поверхность сквозного отверстия выполнена под углом к оси рукоятки, равным углу отклонения сменной челюсти (2-4 градуса). В верхней части стационарной челюсти, прилегающей к рукоятке, выполнена продольная, вдоль оси ключа, выемка, в которой размещается концевая часть сменной челюсти. Края продольной выемки центрируют концевую часть сменной челюсти относительно оси рукоятки, не позволяя ей соскользнуть с верхней части рукоятки при ее перемещении. Между верхней частью стационарной челюсти, в которой выполнено сквозное отверстие, и продольной выемкой выполнен выем, в котором размещается втулка, во внутреннюю полость которой вворачивается концевая часть сменной челюсти.

Втулка выполнена в виде полого цилиндра, на наружной поверхности которой выполнена насечка. На ее внутренней поверхности выполнена резьба, ответная резьбе, выполненной на концевой части сменной челюсти. Втулка выполнена с возможностью осевого перемещения по резьбе вдоль оси концевой части сменной челюсти.

Рукоятка выполнена в виде сужающегося к концевой части двутавра с углублением боковых поверхностей на 25 % от толщины рукоятки на сторону. На противоположной от стационарной челюсти стороне рукоятки выполнено сквозное отверстие диаметром 20-40 мм.

Зубья выполнены в форме разностороннего треугольника с углами сторон соответственно 30 и 60 градусов.

При ремонте скважин трубный ключ с разомкнутыми челюстями заводится своим зевом на трубу до контакта зубчатой поверхности сменного сухаря стационарной челюсти с трубой. При помощи втулки, которая при вращении вокруг оси перемещается по резьбе концевой части сменной челюсти и, вследствие размещения в выеме верхней части стационарной челюсти, перемещает сменную челюсть до контакта ее зубчатой поверхности с трубой. Затем поворотом рукоятки вокруг трубы осуществляется зацепление ключа на трубе.

Углы смещения зубчатой поверхности стационарной челюсти и нижней поверхности сквозного отверстия, выполненные равными, позволяют надежно, и в то же время без смятия и повреждения наружной поверхности трубы, провести ее завинчивание или развинчивание с другой трубой.

Направленные при этом зубья зубчатых поверхностей сменной и стационарной челюстей в противоположные стороны: первая внутрь зева ключа, вторая – наружу, обеспечивают надежное зацепление трубы и препятствуют ее проскальзыванию между челюстями.

Продольная выемка, выполненная в верхней части стационарной челюсти, за счет своих боковых высоких краев центрируют концевую часть сменной челюсти относительно оси рукоятки и не позволяет ей соскользнуть с верхней части стационарной челюсти при ее перемещении.

Наличие на концевой части сменной челюсти резьбы достаточной длины позволяют сменной челюсти перемещаться вдоль оси рукоятки трубного ключа на любое, необходимое, расстояние и зацеплять трубы различного диаметра.

После завершения процесса завинчивания или развинчивания труб между собой проводится снятие ключа с трубы.

Трубные ключи для лифтовых труб большого диаметра под маркой КТР (табл. 2.45) внедрены на Медвежьем и Уренгойском месторождении.

Таблица 2.45

Технические характеристики ключей КТР

Наименование параметра	КТР 89	КТР 168
1 Условный диаметр завинчиваемых (развинчиваемых) труб, мм	48; 60, 73, 89	102, 114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
2 Максимальный крутящий момент, кН	2,8	4,0
3 Максимальное усилие на конце рукоятки, кН	4,0	4,0
4 Габаритные размеры, мм		
длина	760	1070
ширина	168	190
высота	60	75
5 Масса, кг	12,0	30,0

По сравнению с применяемыми в настоящее время в процессе КРС трубными ключами-аналогами типа КТД, КТНД и КТГУ длина рукоятки заявляемого ключа больше, что обеспечивает создание большего крутящего момента, обеспечивая более легкое завинчивание и развинчивание труб, а толщина и ширина – меньше, что способствует более удобной работе с ключом. Выполнение рукоятки в виде сужающего к концевой части двутавра, не снижая прочность ключа, обеспечивает снижение его массы, а значит и удобство в работе.

Разработанный трубный ключ для лифтовых труб большого диаметра обладает менее сложной конструкцией, нежели ключи-аналоги. Он обеспечивает возможность работы с несколькими типоразмерами труб, что способствует сокращению комплектности бригад КРС ключами. Позволяет сократить продолжительность спуско-подъемных операций, особенно при спуске комбинированных лифтовых колонн в скважину.

**Ключи винтовые специальные типа КВС** [12, 13] предназначены для свинчивания-развинчивания НКТ. Ключ КВС (рис. 2.36) состоит из рукоятки, выполненной со стационарной челюстью, сменной челюсти и фиксирующей гайки. Одна сторона ключа, обращенная к зеву сменной челюсти, выполнена относительно продольной оси рукоятки под углом 85-86 градуса. На сменной челюсти размещается сменный сухарь. Су-

харь крепится к сменной челюсти винтами, не выступающими за габариты сменного сухаря. На наружной стороне сменного сухаря, обращенной к зеву ключа, выполнена зубчатая поверхность. Такая же зубчатая поверхность выполнена на внутренней стороне, обращенной к зеву ключа, стационарной челюсти, при этом внутренняя поверхность стационарной челюсти выполнена скошенной относительно продольной оси рукоятки под углом 91-92 градуса. Зубчатые поверхности выполнены с зубьями, имеющими угол в 30 градусов, направленном в сторону приложения усилия по завинчиванию либо развинчиванию трубы, и угол в 90 градусов между сторонами соседних зубьев.

Фиксирующая гайка выполнена в виде шестигранника со сторонами под специальный гаечный ключ, входящий в комплект трубного ключа.

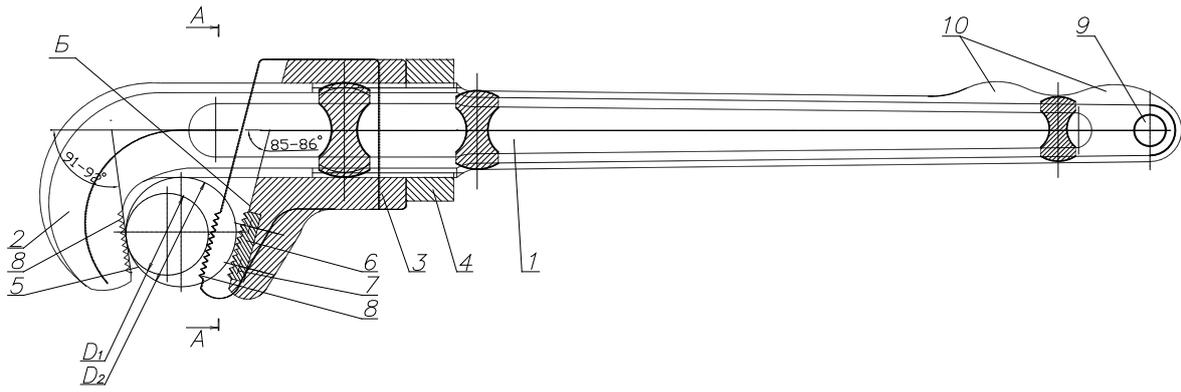
Рукоятка, поперечное сечение которой представляет собой двутавр, выполнена толщиной  $h$  с углублением боковых поверхностей на  $0,25 \cdot h$  на сторону, на противоположной от стационарной челюсти стороне рукоятки выполнено сквозное отверстие диаметром 10-20 мм, а на ее верхней стороне - волнообразные выступы высотой 10 мм и расстоянием между ними 50 мм.

В процессе ремонта скважин ключ с разомкнутыми челюстями заводится на трубу до контакта с зубчатой поверхностью стационарной челюсти.

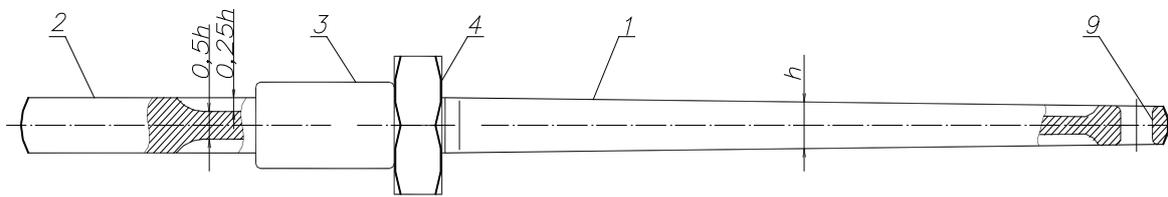
При помощи фиксирующей гайки, которая при вращении вокруг оси рукоятки перемещается вдоль нее в направлении зева, сменная челюсть под воздействием перемещающейся фиксирующей гайки перемещается в том же направлении, к зеву, и соприкасается с трубой. Дальнейшим вращением фиксирующей гайки труба зажимается между стационарной и сменной челюстями.

Для большего зацепления зубчатых поверхностей сменной и стационарной челюстей с трубой фиксирующая гайка затягивается с помощью специального гаечного ключа. Фиксирующая гайка не позволяет сменной челюсти переместиться в обратном направлении и оторваться от тела трубы.

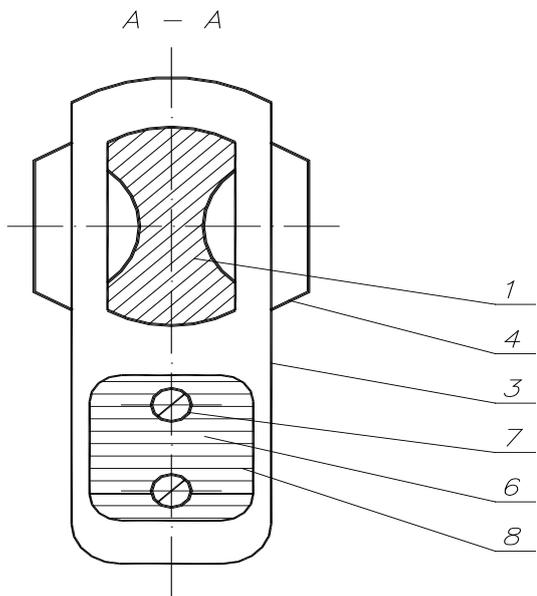
Поворотом рукоятки вокруг трубы осуществляется сворачивание двух труб между собой. Направленные в сторону приложения усилия ключа к трубе зубчатые поверхности сменной и стационарной челюстей обеспечивают надежное зацепление трубы между ними, а профиль зубьев, имеющих больший угол в сторону приложения усилия по завинчиванию либо развинчиванию трубы, препятствуют ее смятию и проскальзыванию между зубчатыми поверхностями. Наибольшее истирающее усилие, как показывает опыт эксплуатации, приходится на зубчатую поверхность сменной челюсти, что обуславливает необходимость эту зубчатую поверхность выполнить сменной, оптимальным вариантом сменности является выполнение ее на сменном сухаре, который легко заменить и который не требует больших затрат в изготовлении.



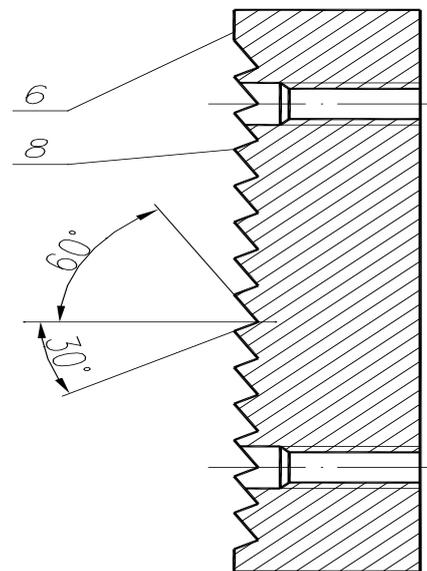
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.36 – Специальный трубный ключ для свинчивания-развинчивания НКТ:

а) – фронтальный вид; б) – вертикальный вид;

в) – поперечный разрез; г) – сменный сухарь (продольный разрез);

1-рукоятка; 2-стационарная челюсть; 3-сменная челюсть; 4-гайка фиксирующая;

5-труба; 6-сменный сухарь; 7-винт; 8-зубчатая поверхность; 9-отверстие;

10-выступ рукоятки

Наличие на рукоятке резьбы достаточной длины позволяет сменной челюсти перемещаться вдоль оси рукоятки на любое расстояние и зацеплять трубы различного диаметра, например, трубы диаметром  $D_1$  и  $D_2$ .

Разработанные трубные ключи для насосно-компрессорных и бурильных труб под маркой КВС (табл. 2.46) внедрены на Медвежьем и Уренгойском месторождениях, а также на Пунгинском подземном хранилище газа.

Таблица 2.46

Технические характеристики ключей КВС

Наименование параметра	КВС 48/60	КВС 73/89
1 Условный диаметр завинчиваемых (развинчиваемых) труб, мм	48; 60	73; 89
2 Максимальный крутящий момент, кН	2,5	2,8
3 Максимальное усилие на конце рукоятки, кН	4,0	4,0
4 Угол скоса, град.: сменной челюсти стационарной челюсти	86 91	85 92
5 Количество: выступов, шт. расстояние между выступами (напльвами), мм отверстий в рукоятке, шт. диаметр отверстий, мм	2 50 1 10	2 50 1 20
6 Габаритные размеры, мм длина ширина (без учета выема 25 % на сторону) высота (без учета напльвов высотой 10 мм)	480 100 55	700 145 80
7 Масса, кг	3,1	12,0

По сравнению с применяемыми в настоящее время в процессе ремонта скважин трубными ключами-аналогами типа КТД, КТНД и КТГУ длина рукоятки разработанного ключа больше, что обеспечивает создание большего крутящего момента, обеспечивая более легкое завинчивание и развинчивание труб, а толщина и ширина – меньше, что способствует более удобной работе с ключом, волнообразные выемы на рукоятке, не снижая прочность ключа, обеспечивают уменьшение его массы.

Данный трубный ключ для НКТ и бурильных труб как и трубный ключ для лифтовых труб большого диаметра обладает менее сложной конструкцией, нежели ключи-аналоги. Он обеспечивает возможность работы с несколькими типоразмерами труб, что способствует сокращению комплектности бригад КРС ключами. Позволяет сократить продолжительность спуско-подъемных операций, особенно при спуске комбинированных колонн, состоящих из НКТ разного диаметра, в скважину.

### ГЛАВА 3. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ И ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**Превентор малогабаритный типа ППМ, ПМТ, ППТК, ПМТК, ПМТ2** – предназначены для герметизации:

- внутреннего канала колонны труб или устья скважины со спущенными штангами ШСН, НКТ или геофизическим кабелем трубными плашками;
- внутреннего канала колонны труб или устья скважины со спущенными штангами ШСН, НКТ или геофизическим кабелем трубными плашками;

**Кран шаровый** – предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильных или насосно-компрессорных труб при проведении ремонтных и аварийных работ.

**Обозначение плашечных превенторов принято по следующей схеме: превентор ППР(Г) 1(2,3) – 150 х 21(35) – К(С) В(Н) 1(2,3) ТУ 3661-005-32729091-99**

где **ППР** или **ППГ** – ручной или гидравлический;

**1** или **2,3** – одинарный, сдвоенный или строенный, 1-допускается не указывать;

**150** – проход, в мм.;

**21** или **35** – рабочее давление в Мпа;

**К** или **С** – кованный или сварной корпус;

**В** или **Н** – выдвижной или не выдвижной штурвал;

**1 (2,3)** – исполнение по коррозионной стойкости: нормальная, улучшенная и повышенная стойкость.

**Например** – превентор **ППГ 2-150х35-КН 2 ТУ 3661-005-32729091-99**, что соответствует сдвоенному гидравлическому превентору с кованным корпусом и не выдвижным штурвалом с проходом 150 мм на давление 35 Мпа, исполнение 2 по коррозионной стойкости.

Технические характеристики превенторов и кранов шаровых представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

**Малогабаритный превентор ПМР1-180х35.** В ряде случаев необходима синхронность закрытия плашек превентора. В этом случае наличие двух приводов со штурвалами, закрываемых двумя рабочими, может привести к неравномерному перекрытию ствола газопроявляющей скважины и возникновению по этой причине открытого фонтана. Одним из вариантов, повышающих надежность работы ручных превенторов, является создание превентора с двумя приводами, но закрываемого одним штурвалом. В этом случае закрытие плашек превентора будет происходить равномерно, синхронно.

Таблица 3.1

## Технические характеристики превенторов

Шифр превентора	ППМ-80x21	ППМ -125x21	ППМ-156x21	ППМ-156x35	ППМ-180x21	ППМ-180x35
Условный диаметр, мм	80	125	156	156	180	180
Рабочее давление, МПа	21	21	21	35	21	35
Управление	Ручное, дистанционное					
Условный диаметр труб уплотняемых плашками, мм	33,48	48,60, 73,89	60,73, 89,114	60,73, 89,114	60,73, 89,114,127	60,73, 89,114,127
Присоединительные размеры фланцев, мм						
-наружный диаметр	380	380	380			
-средний диаметр канавки под прокладку	211,1	211,1	211,1	211,1	211,1	211,1
-диаметр делительной окружности центров отверстий под шпильки	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5	317,5
-количество/диаметр отверстий под шпильки	12/32	12/32	12/32	12/39	12/32	12/39
Габаритные размеры, мм						
-длина	1000	1150	1250	1250	1460	1460
-ширина	320	320	460	460	460	460
-высота	500	460	500	550	600	650
Масса, кг	82	250	350	400	410	480

Таблица 3.2

## Технические характеристики крана шарового (КШ)

Обозначение КШ	Основные параметры							
	D, мм	d, мм	L, мм	Pp, МПа	Mr, Нм	Q, кН	По ГОСТ 28487-90	Масса, кг
КШЗ-73x35	86	28	300	35	150	800	3-73(3-73Ш)	10
КШЗ-76x35	105	28	360	35	150	1070	3-76(3-76Ш)	29
КШЗ-86x35	108	38	360	35	250	1140	3-86(3-861Н)	30
КШЗ-88x35	108	36	400	35	250	1550	3-88(3-881Н)	32
КШЗ-102x35	130	50	465	35	400	1140	3-102(3-102Ш)	40

Превентор ПМР 1-180x35 (рис. 3.1, табл. 3.3), как и выше описанный превентор, содержит цилиндрический или плоский корпус, установленные в нем две цилиндрические или плоские плашки. Передняя часть плашек выполнена ответно уплотняемой трубе и снабжена уплотняющими вкладышами. В верхней части плашек установлены уплотнители. Верхняя часть одной из плашек и опорная часть другой снабжены центраторами [10].

Таблица 3.3

Технические характеристики малогабаритных превенторов

Наименование параметра	ПМР2-180x35	ПМР1-180x35
1 Рабочее давление, МПа	35	35
2 Условный диаметр проходного отверстия, мм	180	180
3 Условный диаметр уплотняемых труб, мм	73, 89, 102, 114	73, 89, 102, 114
4 Привод	Ручной, автономного действия	Ручной, синхронного действия
5 Величина выталкивающего усилия, тс, не более	70	70
6 Габаритные размеры, мм длина ширина высота		1420 720 600
7 Масса, кг		120

Привод выполнен в виде двух симметрично расположенных относительно друг друга и направленных в противоположные от устья стороны ходовых винтов. На одних, ближайших к устью скважины, концах ходовых винтов размещены плашки. В задней части плашек выполнены пазы типа «ласточкина хвоста», в которые вводятся гайки, связанные с ходовыми винтами привода. Причем между плашками и гайками оставлены зазоры размером 1-3 мм в зависимости от типоразмера превентора. При этом гайка образует с ходовым винтом винтовую пару с правой резьбой, а гайка с ходовым винтом – винтовую пару с левой резьбой. На других, удаленных от устья, концах ходовых винтов размещены шестерни. На корпусе размещен вал, на нем установлен штурвал и шестерни, взаимодействующие с шестернями ходовых винтов.

Вал крепится к корпусу превентора и вращается в подшипниках скольжения, ходовые винты – в подшипниках качения. Подшипники скольжения являются опорой для вала, подшипники качения снижают силу трения в трущихся парах и обеспечивают получение необходимого крутящего момента при минимальных усилиях на штурвале, а также предотвращают осевое перемещение ходовых винтов.

Конструкция привода, а именно выполнение винтовых пар «ходовой винт-гайка» с правой и левой резьбой, обеспечивает синхронность закрытия обеих плашек. Для обеспечения безопасного ведения работ шестерни закрыты кожухом.

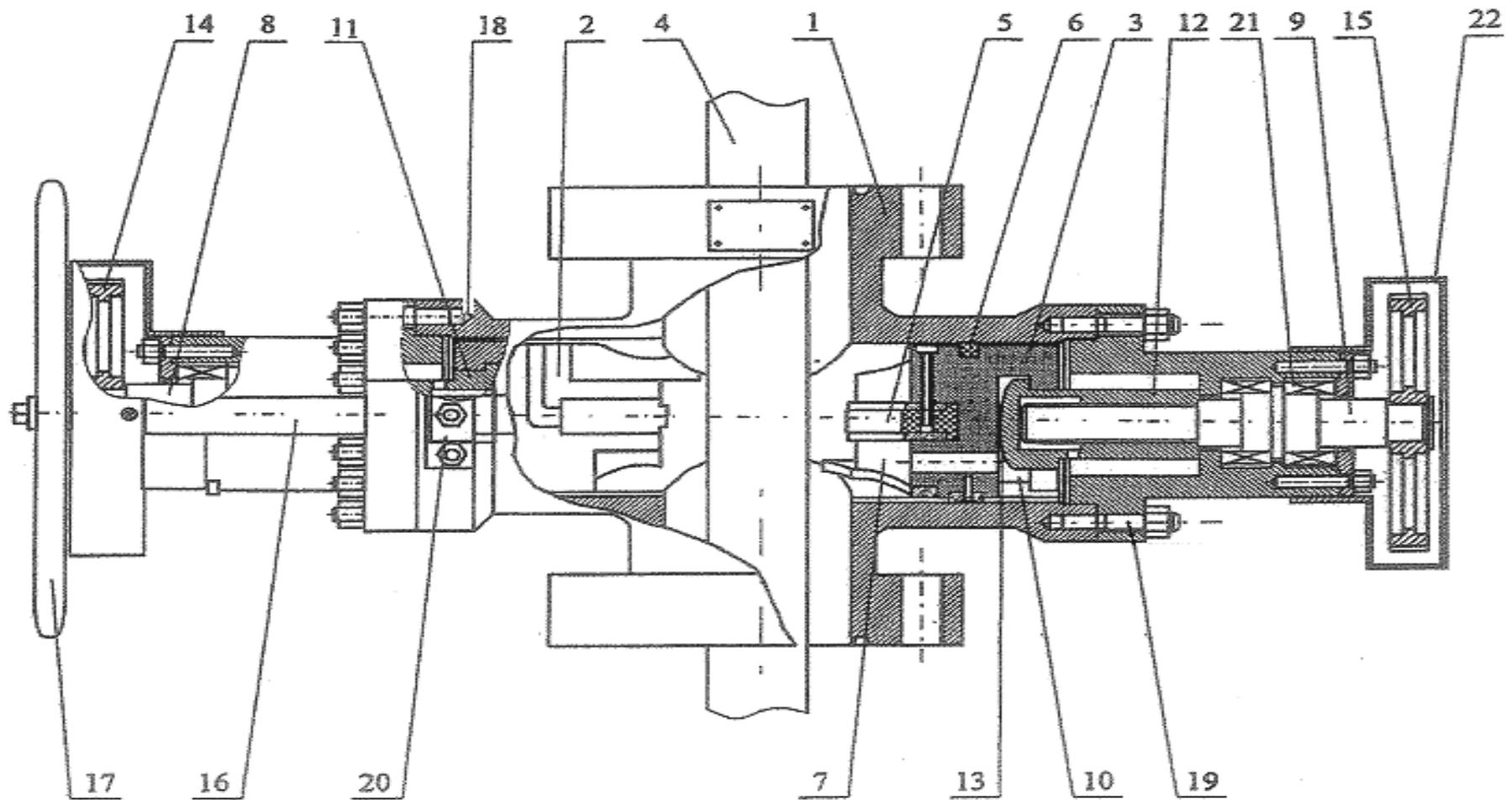


Рисунок 3.1 – Превентор с двумя ручными синхронными приводами, управляемыми от одного штурвала:  
 1-корпус; 2, 7-центратор; 3, 11-плашка; 4-уплотняемая труба; 5-вкладыш; 6-уплотнитель; 8,9-винт ходовой;10-шпонка; 12-втулка;  
 13-полость; 14-зубчатая пара; 15-винт вращения; 16-вал синхронного привода; 17-штурвал; 18, 19-шпильки; 20-гайки;  
 21-подшипниковая опора; 22-защитный кожух

Для дистанционного управления превентором на конце вала, противоположном от штурвала, выполнен квадрат, который может быть соединен посредством промежуточного звена типа шарнира «Гука» с управляющей трубой необходимого размера. При появлении давления в скважине превентор закрывается следующим способом. Прикладывая усилие к штурвалу, вращают вал. При этом ходовые винты через шестерни синхронно перемещают гайки к центру превентора. Плашки под их воздействием также перемещаются к центру превентора. За счет наличия левой и правой резьб в винтовых парах «ходовой винт-гайка» происходит синхронное движение гаек вместе с плашками навстречу друг другу, к центру превентора. Уплотнитель входит в контакт с верхней частью внутренней полости корпуса превентора и герметизирует его. При движении плашек к центру превентора центраторы центрируют их относительно уплотняемых труб. При сближении плашек к уплотняемым трубам на расстоянии 1-3 мм над и под плашками создается перепад давления, под воздействием которого плашки резко присасываются к уплотняемой трубе, охватывая ее уплотняющими вкладышами и герметизируя проходное отверстие превентора и скважины. Возможность быстрого присоединения плашек к уплотняемой трубе дает предусмотренный конструкцией превентора зазор между плашками и гайками.

Для открытия превентора штурвал вращают в противоположную сторону. Вал, вращаясь также в противоположном направлении, через шестерни и ходовые винты перемещает гайки от центра превентора. Под их усилием плашки отрываются от уплотняемой трубы и освобождают проходное отверстие превентора и скважины.

Благодаря конструктивному выполнению привода, плашек и корпуса, повышается надежность герметизации уплотняемых труб, снижаются усилия закрытия и открытия превентора, обеспечивается синхронность закрытия плашек при одновременном снижении эксплуатационных затрат, в том числе уменьшается время монтажа и демонтажа превентора, его технического обслуживания, возможность закрытия – открытия превентора одним рабочим.

**Малогабаритный превентор ПМР2-180х35** предназначенный для герметизации устья в условиях ремонта скважин.

Превентор (рис.3.2) содержит цилиндрический корпус с крышками, установленные в нем две цилиндрические плашки и привод [14].

Корпус плашки выполнен в виде цилиндра с эксцентрично расположенными относительно друг друга верхней и нижней поверхностями. Сечение плашки представляет собой эллипсовидную фигуру, ограниченную эксцентрично расположенными относительно друг друга верхней и нижней полуокружностями. В корпусе по всей длине выполнен шпоночный паз с уклоном, направленным от уплотняемых труб (от центра превентора) к приводу. Угол уклона шпоночного паза составляет 5 град.

Передняя часть плашки выполнена ответно уплотняемой трубе и снабжена уплотняющими вкладышами. В верхней части плашки установлен уплотнитель. Опорная часть каждой плашки снабжена шпонкой, нижняя часть которой выполнена с уклоном. Угол уклона аналогичен углу уклона шпоночного паза и составляет 5 град.

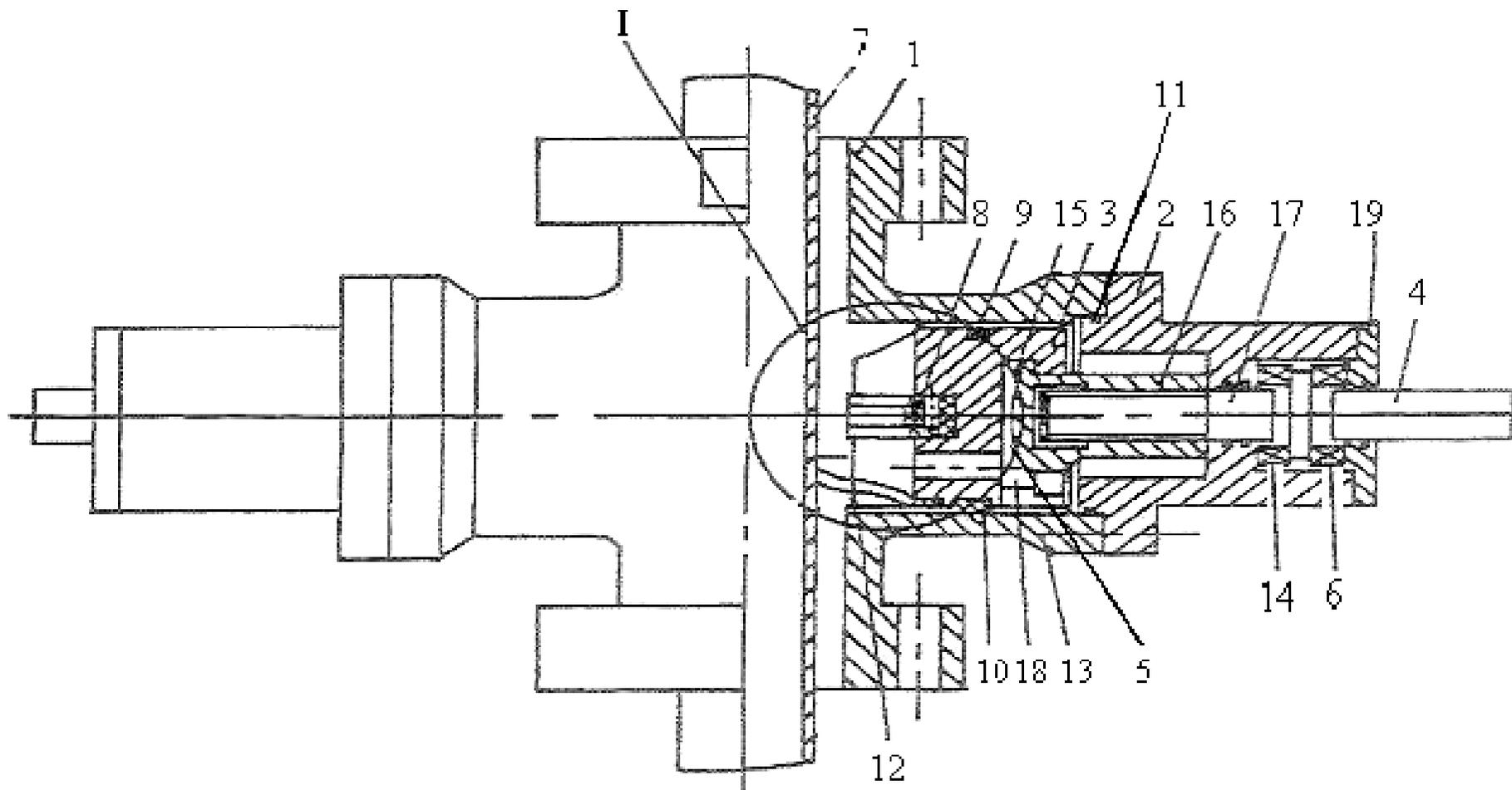


Рисунок 3.2 – Превентор с двумя автономными ручными приводами, управляемыми двумя штурвалами:  
 1-корпус; 2-крышка; 3-плашка; 4-привод штурвала; 5-полость; 6 – подшипниковая опора; 7-уплотняемая труба; 8-вкладыш;  
 9-уплотнитель; 10-шпонка; 11-сальниковое уплотнение; 12-шпоночный паз; 13-винт крепежный; 14-подшипниковая опора;  
 15-гайка; 16-винт ходовой; 17-вал; 18-центратор; 19-фланец

Верхняя часть одной из плашек и опорная часть другой снабжены центраторами. В задней части цилиндрической плашки выполнен паз типа «ласточкин хвост», в который вводится гайка, связанная с ходовым винтом привода превентора. Причем между плашкой и гайкой оставлен зазор размером 3 мм.

Закрытие превентора осуществляется следующим способом. Прикладывая усилие к ходовому винту, перемещают его гайку к центру превентора. При этом плашка под их воздействием перемещается к центру превентора (в горизонтальном направлении) по нижней части внутренней полости превентора.

Одновременно за счет шпонки,двигающейся по шпоночному пазу, плашка смещается в вертикальном направлении. Уплотнитель входит в контакт с верхней частью внутренней полости корпуса превентора и герметизирует его. При движении плашки к центру превентора центратор центрирует ее относительно уплотняемых труб. При сближении плашек к уплотняемым трубам на расстоянии 3 мм над и под плашкой создается перепад давления, под воздействием которого плашка резко присасывается к уплотняемой трубе. Возможность быстрого закрытия плашек к уплотняемой трубе дает предусмотренный конструкцией превентора зазор между плашкой и гайкой. Технические характеристики превентора приведены в табл. 3.3.

### **3.1 Управление скважиной при нефтегазоводопроявлениях**

**Газонефтеводопроявления (ГНВП)** – вид осложнения, при котором поступления флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью противовыбросового оборудования.

**Открытый фонтан** – это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифообразования.

#### **Нормативная документация:**

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101.

- Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности – РД 08-254-98.

#### **Основные причины возникновения ГНВП**

- Недостаточная плотность жидкости глушения вследствие ошибки при проектировании или несоблюдения рекомендуемых параметров ЖГ ремонтной бригадой;

- Недолив скважины при подъеме инструмента или простое;

- Поглощение жидкости глушения;

- Высокая скорость подъема или спуска колонны труб (особенно многосекционных УЭЦН);

- Снижение плотности ЖГ в результате химической обработки или седиментации взвешенных частиц при высоком КВЧ.

Длительные простои без промывки.

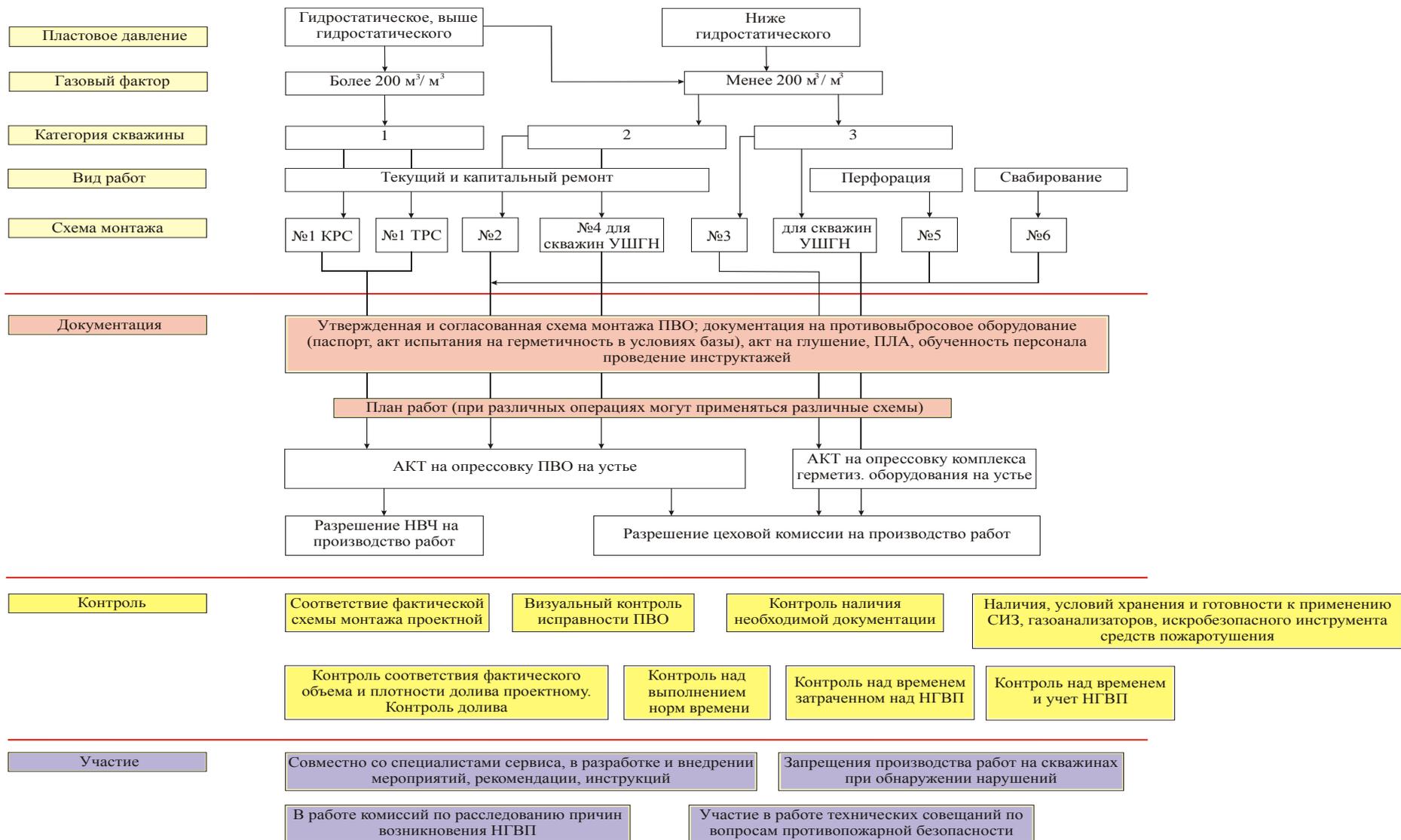


Рисунок 3.3 – Блок-схема контроля скважины при НГВП

## Схемы монтажа противовыбросового оборудования

**Схема №1 для скважин 1 категории опасности при КРС** (рис.3.4) - применяется на наиболее опасных скважинах, требует повышенного внимания. Устанавливается превентор с трубными плашками с управлением штурвалами на расстоянии от скважины на 10 м., превентор с глухими плашками (нижний), который в случае отказа первого превентора, после срезки НКТ, герметизирует скважину. Сброс давления осуществляется через задвижку по отводящим линиям.

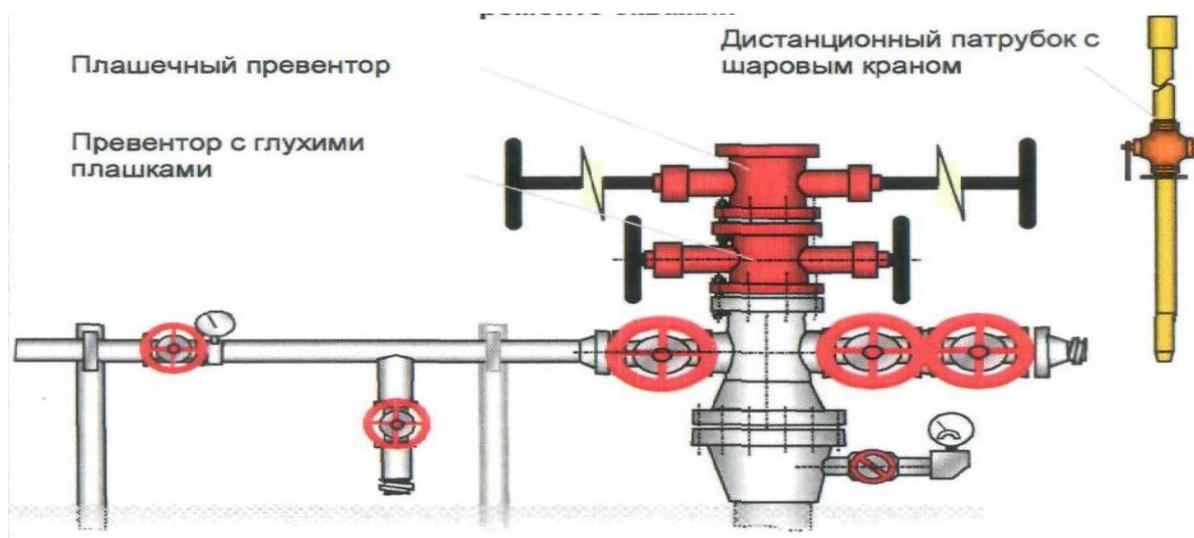


Рисунок 3.4 – Схема №1 монтажа ПВО для скважин 1 категории при капитальном ремонте скважин

**Схема №2 для скважины 1 категории опасности при ТРС** (рис. 3.5) – применяется при ТРС на наиболее опасных скважинах, требует повышенного внимания. Устанавливается превентор с трубными плашками. Сброс давления осуществляется через задвижку по отводящим линиям.

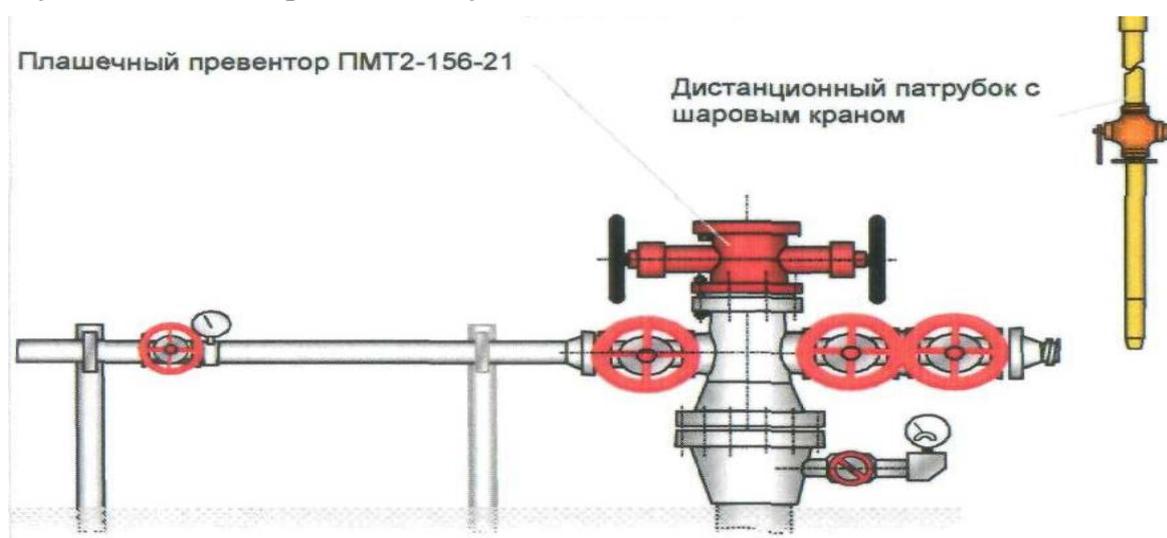


Рисунок 3.5 – Схема №2 монтажа ПВО для скважин 1 при текущем ремонте скважины

**Схема №3 для скважин 2 категории опасности при ТРС и КРС** (рис. 3.6) – применяется при ремонте скважин второй категории, однако, тоже требует повышенного внимания. Для герметизации устья используется комплекс герметизирующего оборудования. В зависимости от типа скважинного оборудования применяются различные вставки. Герметизация осуществляется за счет веса НКТ, поэтому во время простоев рекомендуется в скважине около 100 м. НКТ.

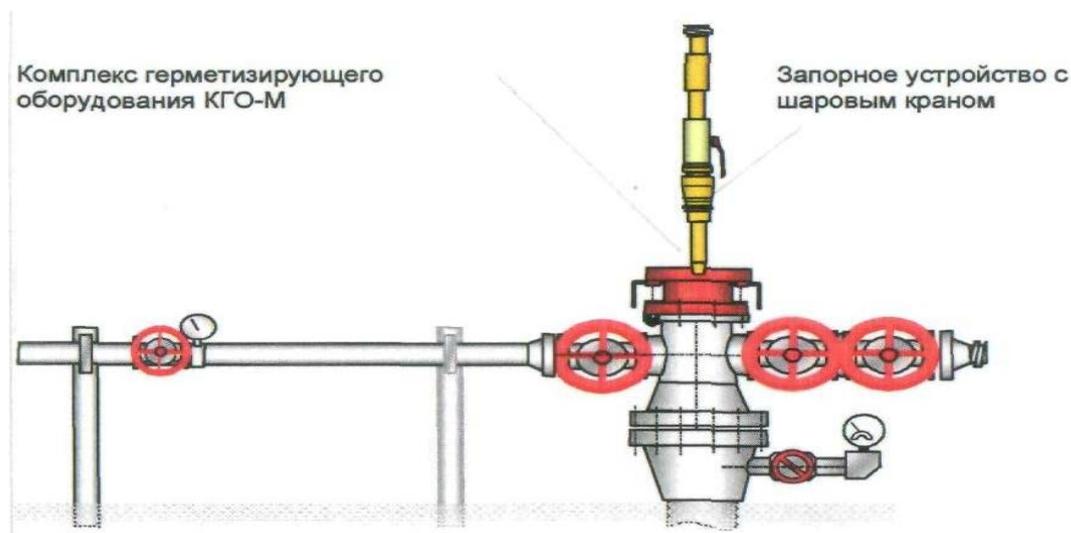


Рисунок 3.6 – Схема монтажа ПВО №3 для скважин 2 категории опасности при ТРС и КРС

**Схема №4 обвязки устьев скважин, оборудованных штанговым превентором, при ТРС** (рис.3.7) – Межтрубное пространство герметизировано план-шайбой. Пространство НКТ-штанги герметизируются штанговым превентором.

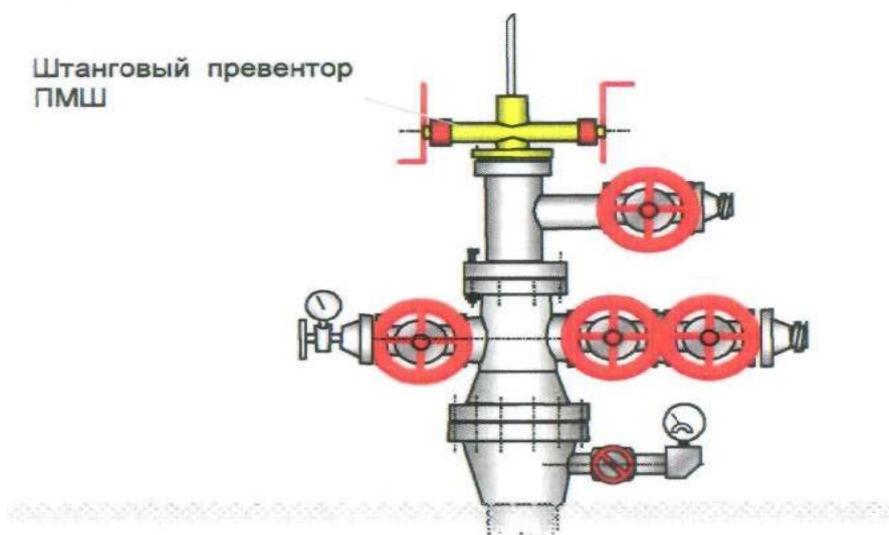


Рисунок 3.7 – Схема монтажа ПВО №4 для скважин оборудованных штанговыми глубинными установками

**Схема №5 обвязки устьев скважин при перфорации** (рис. 3.8) - при перфорации и свабировании применяется спаренный превентор с глухими и трубными плашками.



Рисунок 3.8 – Схема монтажа ПВО при перфорации или свабировании

**Схема №6 обвязки устьев скважин при свабировании** (рис.3.9) – при освоении скважины скважинная жидкость направляется в специальную емкость для сбора и последующей утилизации.

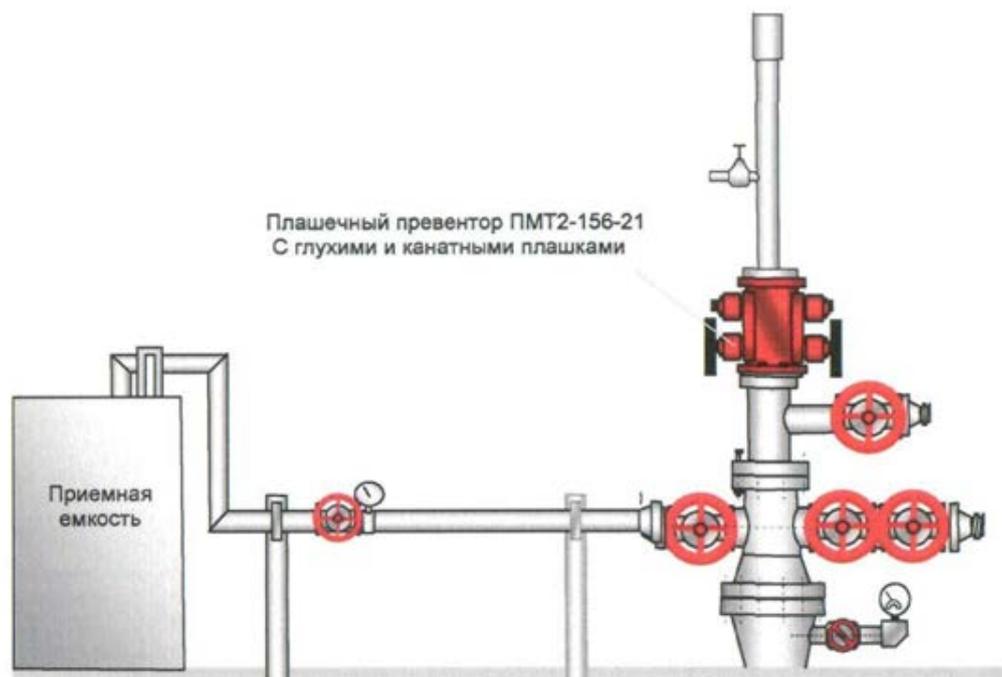


Рисунок 3.9 – Схема обвязки устья при освоении скважины методом свабирования

## ГЛАВА 4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ

**Комплекс оборудования для промывки скважин КОПС.** Предназначен для спуска труб под давлением и герметизации устья при размыве гидратных и парафиногидратных отложений (пробок) в насосно-компрессорных трубах различными агрессивными жидкостями.

Комплект состоит из нескольких частей (рис.4.1):

- клапанов обратных КО НКТ 73/49-21; КО НКТ 48х21;
- головки герметизирующей ГГ 48-33х21;
- ролика;
- натяжного ролика;
- превентора ПП 80х21;
- стропа;
- катушки переходной АФ 64-140(210)хНКТ 114;
- лебедки.

Клапаны обратные служат для предотвращения прорыва газа и нефти в насосный агрегат и на устье скважин при проколе гидратной пробки, перекрытия канала промывочной трубы при наращивании труб. Клапан обеспечивает пропуск жидкости в одном направлении.

Хомут закрепляется на промывочной трубе и передает усилие от стопора на колонну труб, что обеспечивает движение колонны вниз. В корпусе хомута расположены три подпружиненные клина, которые перемещаются по наклонным направляющим. При перемещении корпуса вниз, за счет наклонных направляющих и силы трения между клиньями и трубой, происходит надежное обжатие промывочной трубы и перемещение ее вниз. При движении корпуса вверх клинья отжимаются, обеспечивая перемещение хомута вверх. Для перемещения хомута вниз без промывочной трубы необходимо отжать клинья вращением маховика. В нижней части корпуса имеются места для присоединения стропа.

Катушка шлипсовая служит для удержания колонны технических труб от возможного перемещения вверх, обеспечивает свободное перемещение колонны промывочных труб в скважину. В корпусе катушки шлипсовой ровно расположены три подпружиненные клина, которые двигаются по наклонным направляющим. При движении труб в скважину клинья перемещаются вниз, сжимая пружину и увеличивая расстояние между собой. При движении труб вверх пружина поднимает клинья, которые обжимают трубу, что обеспечивает расклинивание и надежное удержание колонны. Для обеспечения подъема колонны промывочных труб необходимо отжать клинья вращением маховика. К нижней части корпуса приварен фланец, обеспечивающий соединение с герметизирующей головкой.

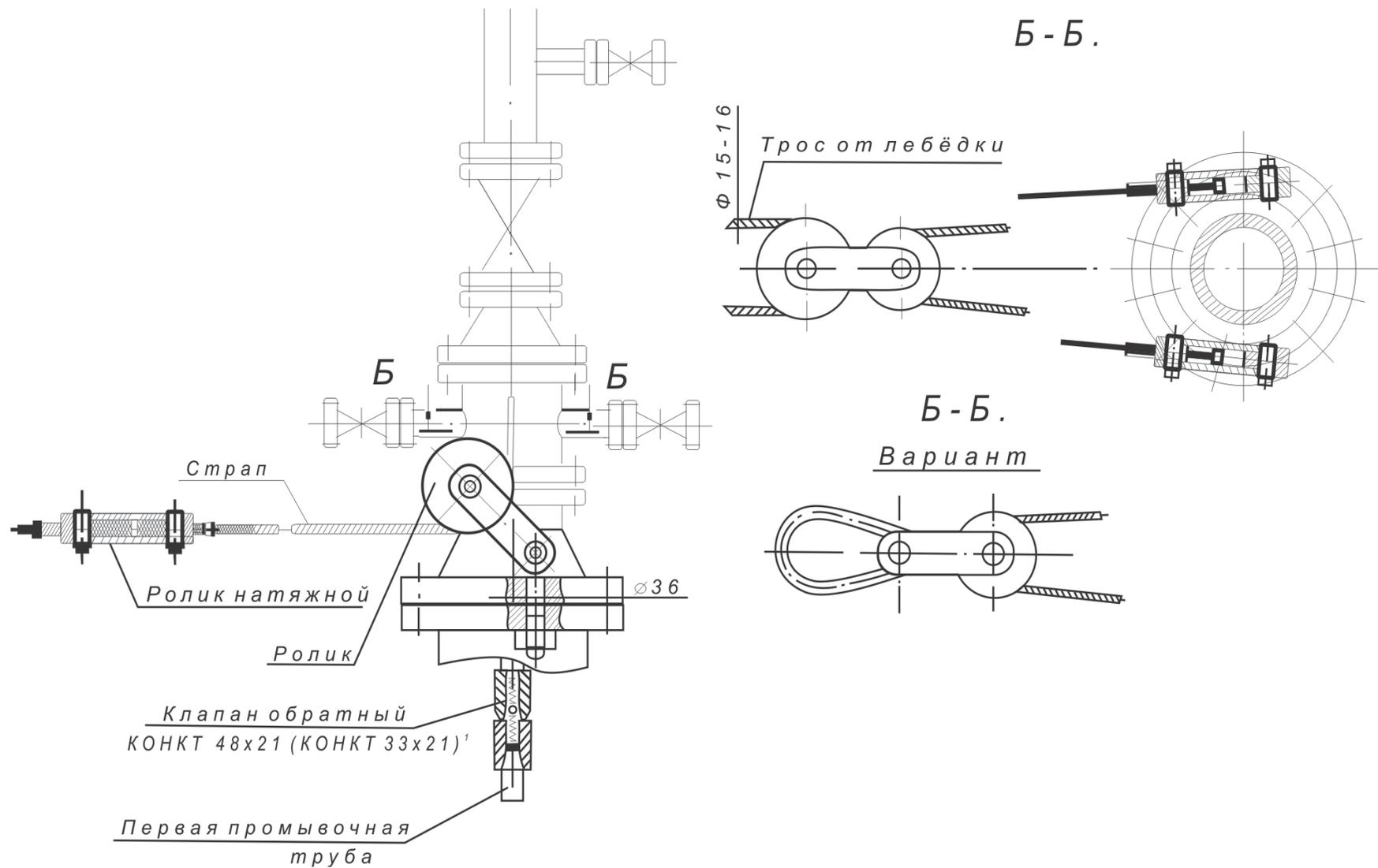


Рисунок 4.1 – Комплект оборудования для промывки скважины (КОПС)

Головка герметизирующая предназначена для герметизации кольцевого пространства между промывочными трубами и эксплуатационной колонны. Головка герметизирующая состоит из корпуса, с обеих сторон которого приварены фланцы для соединения с другим оборудованием. В корпусе установлены два резиновых уплотнения, обжимающих трубу.

Строп служит для передачи усилия от натяжного ролика к хомуту. Строп изготовлен из стального каната, концы которого заделаны на коуше, при помощи которого обеспечивается соединение с хомутом.

Ролик обеспечивает изменение направления каната. Между двумя щеками с одной стороны расположен блок, по которому движется канат, с другой стороны – болт для крепления ролика к фонтанной арматуре.

Ролик натяжной предназначен для передачи усилия от тягового органа стропу и уравнивания натяжения в ветвях стропа. Ролик состоит из двух блоков различного диаметра, расположенных между щеками.

Для безопасного ведения работ применяется превентор. Он служит для герметизации кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и промывочными трубами и удержания колонны промывочных труб. превентор закрывается при повышении давления выше эксплуатационного давления комплекта, при перерывах в работе с оставлением промывочных труб в скважине для предупреждения выбросов оборудования из скважины, при необходимости замены катушки шлипсовой, головки герметизирующей или узлов и деталей.

Основной деталью превентора является корпус. Верхняя часть оканчивается фланцем, при помощи которого к превентору крепиться головка герметизирующая. На нижней части нарезана резьба НКТ 114 для присоединения катушек переходных. Внутри корпуса установлены плашки в соответствии с диаметром пропускаемых труб или глухие. Плашки перемещаются при помощи штока, проходящего через боковые крышки. Шток перемещается по трапецеидальной резьбе вращением маховика.

Катушки переходные обеспечивают присоединение превентора к фонтанным арматурам: АФ 65х140; АФ 100х140; АФ 65х210; АФ 100х210; 1АНЛ 60х200; Румынская.

С одной стороны катушки нарезана муфтовая резьба НКТ 114, с другой расположен фланец, соответствующий определенному типу фонтанной арматуры.

Лебедка служит для создания необходимого усилия проталкивания. В комплекте применена рычажная лебедка. В процессе эксплуатации лебедка может быть заякорена.

Принцип работы заключается в том, что при помощи промывочных труб к пробке подается раствор неагрессивной жидкости, нагретой до температуры +70... + 100 °С. За счет температуры и скоростного напора жидкости происходит размыв пробки, восходящий поток выносит составляющие пробки на устье и через боковой отвод из скважины.

## Агрегат для депарафинизации скважин АДПМ 12/150-2

Агрегат АДПМ 12/150-2 предназначен для депарафинизации призабойной зоны скважин горячей нефтью при температуре воздуха от  $-45$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ .

Наличие технологических и вспомогательных трубопроводов дает возможность быстро подключать агрегат к скважине и емкости с нефтью. Агрегат легко запускается в работу, нефть нагревается до установленной температуры за 20 мин. с момента пуска.

Применена независимая трансмиссия привода основного насоса и топливного насоса с вентилятором, что обеспечивает при необходимости предварительный прогрев котла без запуска нагнетательного насоса.

Агрегат АДПМ может быть смонтирован на шасси автомобилей КРАЗ-65101, КРАЗ-65053, УРАЛ-43203, УРАЛ-5557

## Технические характеристики агрегата АДПМ 12/150-2

<i>Производительность по нефти, м<sup>3</sup>/час</i>	<i>12 ± 0,5</i>
<i>Температура нагрева нефти, °C</i>	
<i>-безводной</i>	<i>150 ± 10</i>
<i>-обводненной до 30%</i>	<i>122 ± 5</i>
<i>Нагреваемая среда</i>	<i>нефть сырая</i>
<i>Вязкость, СПЗ, не более</i>	<i>400</i>
<i>Давление рабочее, МПа (кгс/см<sup>2</sup>)</i>	<i>16 ± 1 (160 ± 10)</i>
<i>Топливо, используемое при работе агрегата</i>	<i>дизельное автотракторное</i>
<i>Расход топлива на нагрев нефти, кг/ч, не более</i>	<i>115</i>
<i>Нагнетательный насос</i>	<i>трехплунжерный 1.3 ПТ-50Д2</i>
<i>Топливный насос</i>	<i>шестеренчатый ШФ 0,6-25</i>
<i>Габаритные размеры, мм, не более</i>	
<i>-длина</i>	<i>8200</i>
<i>-ширина</i>	<i>2500</i>
<i>-высота</i>	<i>3580</i>

Завод производитель – ОАО «Первомайскхиммаш»

## Агрегат кислотной обработки скважин АНЦ-32/50

Агрегат АНЦ-32/50 предназначен для транспортирования ингибированной соляной кислоты и нагнетания в скважины жидких сред при солянокислотной обработке призабойной зоны скважин.

В состав агрегата входят: трехплунжерный горизонтальный односторонний насос высокого давления, трансмиссия, коробка отбора мощности, двухскоростная двухвальная коробка передач, емкость, трубопроводы обвязки насоса с емкостью, напорный трубопровод с шарнирными коленами для обвязки агрегата с устьем обрабатываемой скважины. Агрегат предназначен для работы в умеренной и холодной макроклиматических зонах.

Агрегат АНЦ-32/50 монтируется на шасси: КамАЗ 43118-1017-15, КамАЗ 53228-1990-15, КрАЗ 65053-300-02, Урал 4320.

### **Технические характеристики агрегата АНЦ-32/50**

<i>Насос высокого давления</i>	<i>ЗНП-32/50 трехплунжерный, горизонтальный</i>
<i>Полезная мощность, кВт</i>	<i>100</i>
<i>Давление максимальное, МПа</i>	<i>32</i>
<i>Подача максимальная, л/с</i>	<i>19,3</i>
<i>Привод насоса высокого давления</i>	<i>от тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности и коробку передач агрегата</i>
<i>Коробка передач</i>	<i>двухскоростная двухвальная с косозубой цилиндрической передачей</i>
<i>Емкость цистерны, м<sup>3</sup></i>	<i>7,5 (4,5)</i>
<i>Транспортируемая жидкость</i>	<i>раствор ингибированной соляной кислоты (концентрация 8-21%), а также в смеси с кислотами плавиковой (5% от объема соляной кислоты) и уксусной (2% в пересчете на 100%-ую соляную кислоту)</i>
<i>Управление агрегатом</i>	<i>централизованное из кабины автомобиля</i>
<i>Условные проходы манифольда, мм</i>	
<i>-всасывающего</i>	<i>100</i>
<i>-нагнетательного</i>	<i>50</i>
<i>Вспомогательный трубопровод (обвязка агрегата с устьем скважины), мм</i>	
<i>-условный проход</i>	<i>50</i>
<i>-общая длина</i>	<i>21500</i>
<i>Габаритные размеры, мм</i>	<i>9520x2500x3300</i>
<i>Снаряженная масса, кг</i>	<i>14850</i>

### **Агрегат насосный АНА-105М**

Агрегат насосный АНА-105М применяется при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов. Предназначен для эксплуатации в составе мобильных комплексов для гидравлического разрыва пласта (ГРП). Используется для закачки в скважину рабочей жидкости (смеси) под давлением и с про-

изводительностью, обеспечивающей процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП). Может использоваться для осуществления гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины на нефтяных и газовых месторождениях.

Оборудование насосных агрегатов включает:

- моторно-трансмиссионное отделение, в котором находятся две силовые установки с газотурбинными двигателями ГТД-1250 и автоматическая трансмиссия;

- горизонтальный трехплунжерный насос мощностью 2250 л.с.;

- электрооборудование с микропроцессорной системой автоматического управления и контроля;

- автоматическую систему противопожарного оборудования;

- выносной пульт управления.

Реализованный на насосных агрегатах уровень автоматизации позволяет обеспечить управление несколькими агрегатами одним оператором с единого поста управления.

### Технические характеристики агрегата насосного АНА-105М

	АНА-105М	АНА-105М-01	АНА-105М-02
Максимальное давление на выходе из агрегата, МПа	107,0*	107,0*	107,0*
Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /мин	2,0*	2,0*	2,0*
Максимальная мощность оборудования, л.с.	2000	2000	2000
Транспортная база	МАЗ 630305	ЧМЗАП 99865	МВ 3341 Actros
Колесная формула	6x4	двухосный полуприцеп	6x6
Масса агрегата насосного (эксплуатационная), кг, не более	28 500	27 700	29 100
Распределение массы по осям, кг, не более			
– на переднюю ось или седельно-сцепное устройство (для АНА-105М-01)	5500	6800	7300
– на балансирную тележку	23 000	20 900	21 800
Габаритные размеры, мм			
– длина	10015	11300	9800
– ширина	2715	3150	2715
– высота (по рабочему оборудованию)	3165	3360	3350
– (по шасси)	3870	–	3350
Управление насосным агрегатом	дистанционное, с расстояния до 50 м		

\* характеристики при установленных на насосе плунжерах диаметром 4,5 дюйма.

## ГЛАВА 5. УСТРАНЕНИЕ АВАРИЙ ДОПУЩЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИН

Устранение аварий наиболее сложный по техническому и инженерному исполнению комплекс работ, который требует высокого уровня исполнения, глубокого понимания ситуации, как правило, сопряжен с риском. Основная задача – это не усугубить аварию!

**Аварией при эксплуатации и ремонте скважин** называется нарушение технологического процесса эксплуатации (ремонта) скважин, вызванное потерей подвижности колонны НКТ, скважинного оборудования, поломкой труб или штанг с полетом или без него, падение в скважину посторонних предметов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ и инструментов.

**Осложнением скважины** при ее освоении, эксплуатации, ремонте или при бурении дополнительного ствола считается нарушение обсадных колонн (герметичности по резьбовым соединениям или по телу, нарушения геометрии сечения или профиля труб, нарушения целостности цементного камня ПЗП, поглощения или нефтеводогазопроявления пласта водоперетоки.

*Аварии 1 категории* – открытые нефтяные и газовые фонтаны, взрывы пожары приведшие к разрушению или уничтожению объекта, взрывы и пожары на НПЗ, вызвавшие остановку предприятия, цеха.

*Аварии 2 категории* – падение или разрушение вышек, морских оснований в процессе эксплуатации, строительстве, падение элементов талевой системы, взрывы и пожары на буровых объектах, нефтегазосборных пунктах, КС и НС, приведшие к выходу из строя оборудования, необходимости его капитального ремонта и остановки объекта; взрывы и пожары на НПЗ вызвавшие прекращение работы установки и требующие замены или капитального ремонта отдельных соединений, машин, агрегатов, трубопроводов.

### **Характерными авариями являются:**

- При компрессорном способе эксплуатации скважин:
  - прихвата одного или двух рядов труб песчаной пробкой или металлической окалиной,
  - падения одного или двух рядов труб вследствие обрыва, нарушения резьбовых соединений.
- При глубинно-насосной эксплуатации скважин:
  - прихваты труб с глубинным насосом и якорем песчаной пробкой;
  - падение в скважину труб со штангами и насосом вследствие обрывов, срывов резьбовых соединений.

При выборе оборудования и инструмента необходимо учитывать характер предстоящих исправительных работ и возможность сложных и ответственных операций (отвинчивание внизу прихваченных труб, выполнение специфических ловильных и ремонтных работ, расхаживание колонны и др.) рис. 5.1.

Ловильные и ремонтно-исправительные работы, проводимые для ликвидации перечисленных аварий, можно подразделить на следующие основные группы:

- ликвидация прихвата труб, штанг и другого подземного оборудования;
- ликвидация аварий, связанных с падением труб и штанг, с обрывом тартального каната, каротажного кабеля и пр.;
- очистка скважины от посторонних предметов;
- исправление и замена поврежденной части колонны и ремонт устья скважины.

Совокупность условий, приводящих к успешному проведению любого вида ловильных работ, в основном сводится к следующему:

- полноценная подготовка скважины и рабочего места к производству ловильных работ, а также правильный подбор соответствующего ловильного инструмента;
- тщательная проверка и обследование состояния ловильных труб и положения отдельных предметов в скважине;
- опыт и квалификация бригад, проводящих ловильные работы.

### **Извлечение упавшей установки ЭЦН**

Причиной падения на забой УЭЦН в процессе работы является обрыв НКТ в одном из резьбовых соединений в результате их неудовлетворительной выбраковки. **При этом возможны следующие варианты соотношений длин оборванных труб и кабели:**

- обрыв НКТ в верхней части при обрыве кабеля в нижней части (рис. 5.2 а);
- обрыв НКТ в верхней части при обрыве кабеля выше места обрыва колонны (рис. 5.2 б);
- обрыв НКТ в нижней части с обрывом кабеля в верхней части и падение его на трубы с образованием сальника (рис. 5.2 в);
- обрыв НКТ в нижней части при обрыве кабеля с образованием сальника в нижней части колонны (рис. 5.2 г).

При этом хомуты, крепившие оторванный кабель к колонне, отрываются и остаются в эксплуатационной колонне.

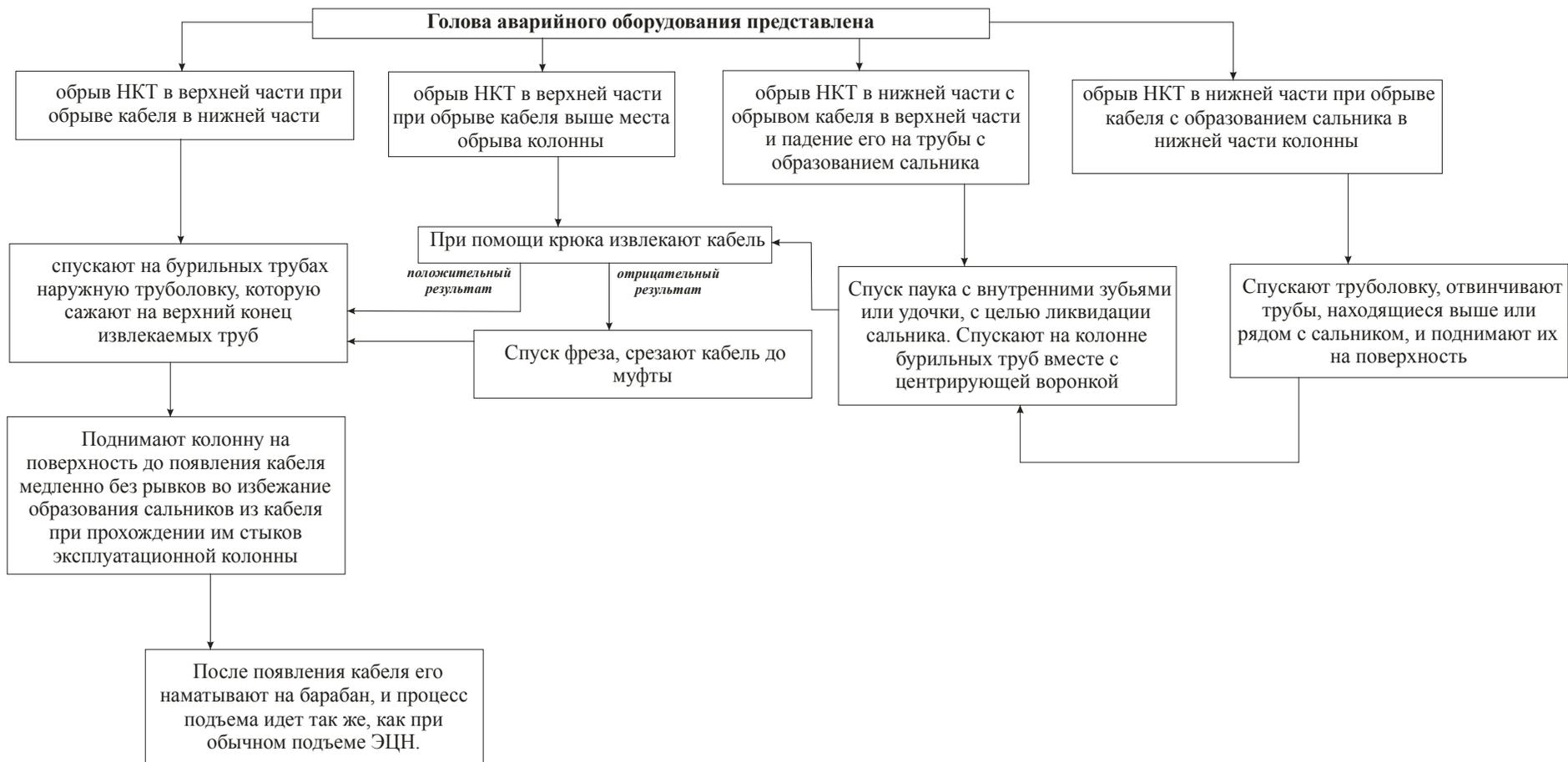


Рисунок 5.1 – Блок схема проведения работ по извлечению упавшего оборудования УЭЦН

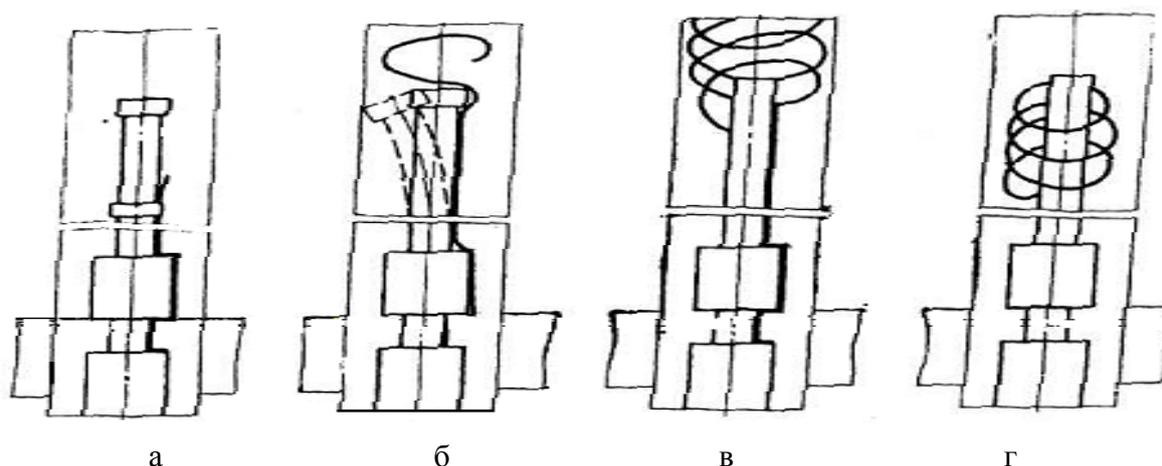


Рисунок 5.2 – Обрыв и падение установки ЭЦН

### Извлечение упавшей установки ШГН

При эксплуатации скважины штанговым насосом или в период подземного ремонта наиболее часто встречаются следующие аварии:

- *обрыв или развинчивание штанг в процессе работы штанговой насосной установки;*
- *падение колонны штанг при спуско-подъемных операциях, при этом если падение происходит с большой высоты, то нижняя часть колонны НКТ вместе с насосом может оборваться и полететь в забой*
- *падение колонны НКТ вместе с насосом и штангами.*

Схема проведения восстановительных работ по извлечению упавшей установки ШГН представлена на рис. 5.3.

**В указанных случаях взаимное расположение штанг и НКТ может быть следующим:**

- штанги находятся внутри труб;
- штанги выпадают из труб и располагаются в скважине рядом с ними;
- штанги скручиваются в спираль, устанавливаются в два или более рядов, образуют плотные клубки из сломанных и погнутых штанг.

Для успешного проведения этих работ и предотвращения возможных осложнений необходимо предусматривать тщательную подготовку скважины, наземного оборудования, рабочего места, уточнить характер и местонахождение извлекаемых предметов и подземного оборудования, а также самой эксплуатационной колонны, правильный подбор ловильного инструмента.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину составляют эскиз общей компоновки ловильного инструмента и ловильной части с указанием основных размеров.

Обобщенная схема проведения работ по устранению аварий допущенных в процессе эксплуатации или ремонта представлена на рис. 5.4



Рисунок 5.3 – Блок-схема проведения работ по извлечению упавшего оборудования УШГН

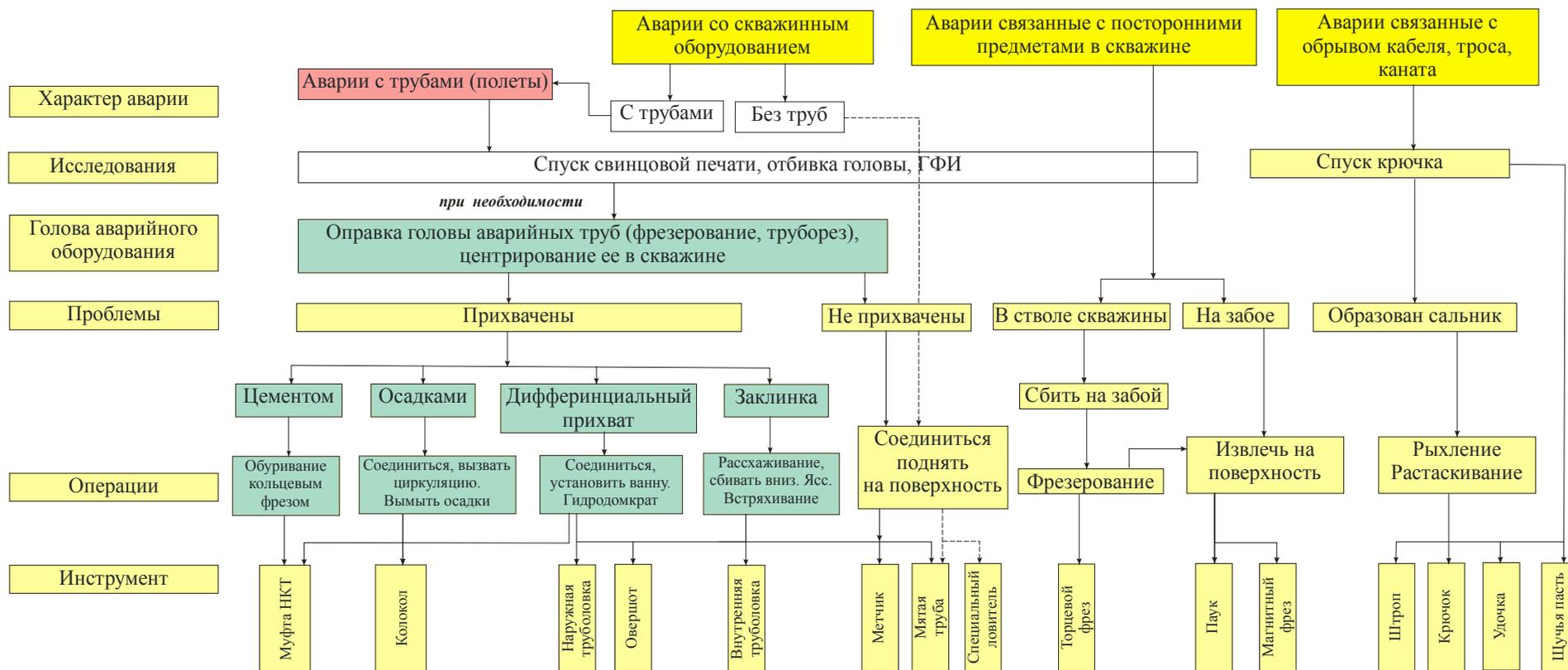


Рисунок 5.4 – Общая схема проведения работ по устранению аварий допущенных в процессе эксплуатации или ремонте скважины

## 5.1 Оборудование и инструмент для ликвидации аварий

Основными работами при ликвидации аварий в скважинах являются - ловильные, фрезерные и вспомогательные (подготовительные).

В соответствии с этим инструменты и устройства подразделяют на:

- вспомогательные;
- режущие;
- захватные.

### Вспомогательный инструмент для ликвидации аварий

Перед проведением ловильных работ проводят обследование скважины при помощи печати; от получения отчетливого оттиска зависят правильный подбор ловильного инструмента и успешность последующих ремонтных работ.

При недостаточно умелом обращении с печатью свинец может сильно смяться, дать неясный или двойной отпечаток, в результате чего потребуются повторный спуск печати или может сложиться неправильное представление о расположении извлекаемых предметов или о характере нарушений в колонне.

**Конусная печать** – предназначена для получения отпечатков стенки ЭК, участков смятий, трещин и т.д. (рис.5.5) Свинцовую оболочку изготавливают таким образом, чтобы диаметр широкой части был на 10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса на 50 мм меньше широкой части.

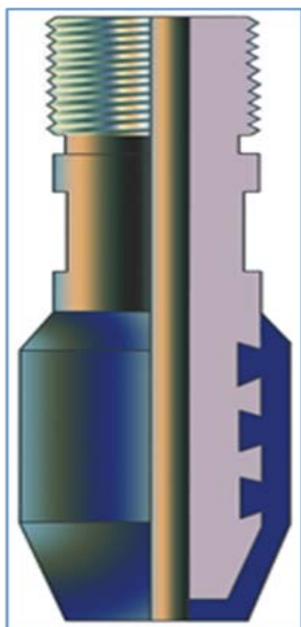


Рисунок 5.5 – Конусная печать

**Объемная печать** – предназначена для определения контуров предметов, находящихся в скважине (рис. 5.6).

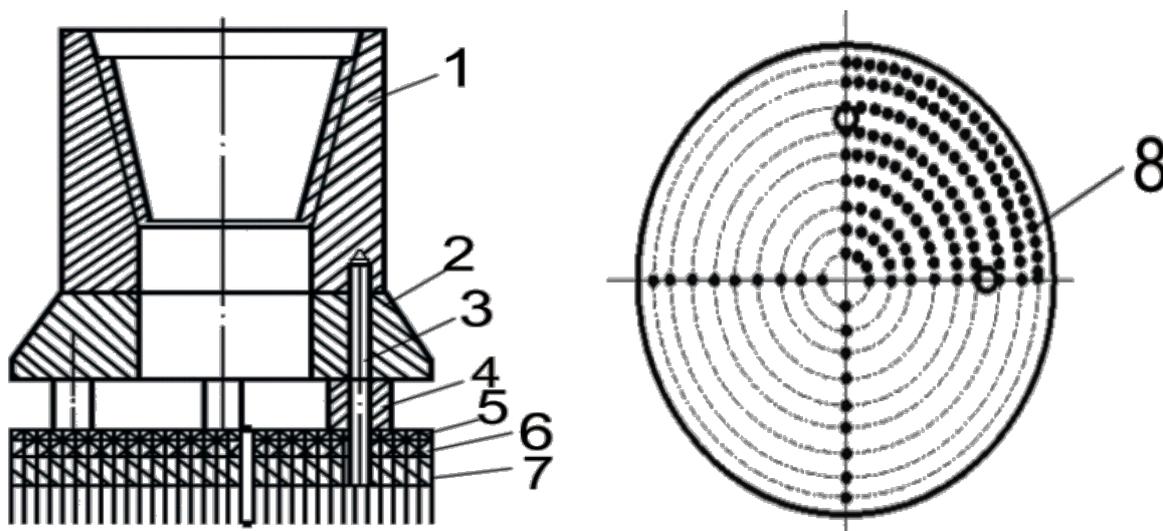


Рисунок 5.6 – Объемная печать:

1 – корпус; 2 – переходник; 3 – винты; 4 – втулка; 5 - стопорная плита;  
6 – эластичная прокладка; 7 – направляющая плита; 8 – стержни

**Плоская печать** – предназначена для получения отпечатков предметов находящихся в скважине (рис. 5.7). Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра колонны на 10÷12 мм.

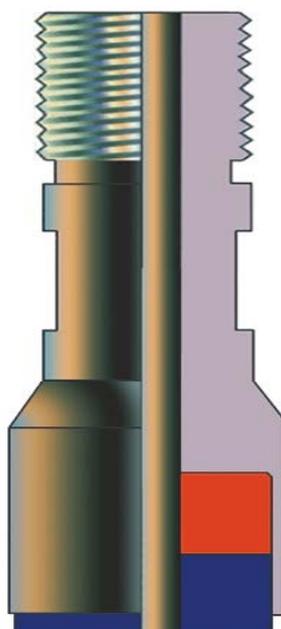


Рисунок 5.7 – Плоская печать

## Исправление дефектов в эксплуатационной колонне

Перед началом работ по исправлению дефекта колонны необходимо установить его характер и причины, вызвавшие деформацию колонны (смятие, слом, трещины, пропуск в резьбовом соединении, отвод колонны), чтобы в дальнейшем предусмотреть проведение мероприятий по их устранению.

Смятие обсадных колонн после обследования и установления места и степени деформации исправляют с таким расчетом, чтобы спускаемые в отремонтированную скважину инструменты и внутрискважинное оборудование проходили свободно.

Характер смятия колонны может быть различным и оценивается по изменению её внутреннего диаметра. Если участок смятой колонны по длине не превышает одного – двух диаметров, а внутренний диаметр уменьшается до 0,85 от его номинального значения, смятие считают *незначительным*.

Смятия считаются *значительными*, если длина смятого участка составляет три – двадцать диаметров колонны, а внутренний диаметр сузился до 0,8 и менее от его номинального значения.

В зависимости от характера и длины смятого участка применяют: оправочные долота, грушевидные и колонные конусные фрезеры. Исправление начинают инструментом, диаметр которого на 4 - 5 мм больше минимального диаметра в смятой части колонны. После спуска инструмента до необходимой глубины начинают вращать его с помощью ротора при частоте 60-80 об/мин с одновременной промывкой скважины. Осевую нагрузку поддерживают согласно практическим данным табл. 5.1.

Таблица 5.1

Осевая нагрузка на оправочный инструмент

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127-146	168-194	219-299
Диаметр бурильных труб, мм	60	73	89	114
Осевая нагрузка на оправочный инструмент, кН	5-10	10-25	20-45	30-60

По мере исправления места смятия используют оправочные инструменты с последовательным увеличением диаметра на 5 мм.

Исправленный участок изолируют от возможного проникновения посторонних вод и осыпания пород. Это достигается двумя способами:

1) нагнетанием под давлением через дефект в колонне тампонажного раствора;

2) установкой металлических гофрированных пластырей с помощью устройства «Дорн». Если исправить дефект не удастся, то при возможности спускают дополнительную колонну или «летучку».

Степень смятия колонны определяется как:

$$n = \frac{l}{D} \quad (5.1)$$

$$n = \frac{d_{\text{п}}}{d_{\text{в}}} \quad (5.2)$$

где  $l$  – длина деформированной части колонны, м;

$D$  – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{\text{п}}$  – диаметр печати после подъема, м;

$d_{\text{в}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

В случае если место наибольшей деформации приходится на муфтовое соединение и смятие от этого места распространяется вниз, то на донной части печати будет отпечаток торца смятой трубы. В таком случае надо помнить, что смятая труба работает как уипсток, и все спускаемые в скважину инструменты будут отклоняться ею за пределы колонны. При проведении работ по выправлению колонны следует избегать инструментов с твердосплавными наплавками.

Грушевидные оправки (рис. 5.8 а) - это прочные инструменты обтекаемой формы, которые проталкивают внутри смятой трубы и извлекают назад с помощью яса. Обычно на скважину завозят набор оправок различного диаметра. Их спускают поочередно, начиная с наименьшей. За один рейс проход в зоне смятия расширяют на несколько миллиметров (от 6 мм и более), а последняя оправка бывает на 3-4 мм меньше первоначального внутреннего диаметра колонны в смятом месте.

Над грушевидными оправками прежде устанавливали ролики, вертикальные оси которых были несколько смещены по отношению к оси оправки. Потом появился самостоятельный инструмент, составленный из упрочненных роликов с направляющим конусом (рис. 5.8 б). Выправление колонны грушевидными или роликовыми оправками связано с большими нагрузками, и в аварийную колонну всегда следует включать ясы и УБТ, так как инструменты зависают и заклиниваются в зоне смятия.

### **Прихваты труб при бурении дополнительных стволов, а также при ремонте и эксплуатации скважины**

Чтобы выбрать наиболее эффективный способ освобождения прихваченных труб, необходимо определить тип прихвата. Наиболее распространенных типов прихвата труб в скважине.

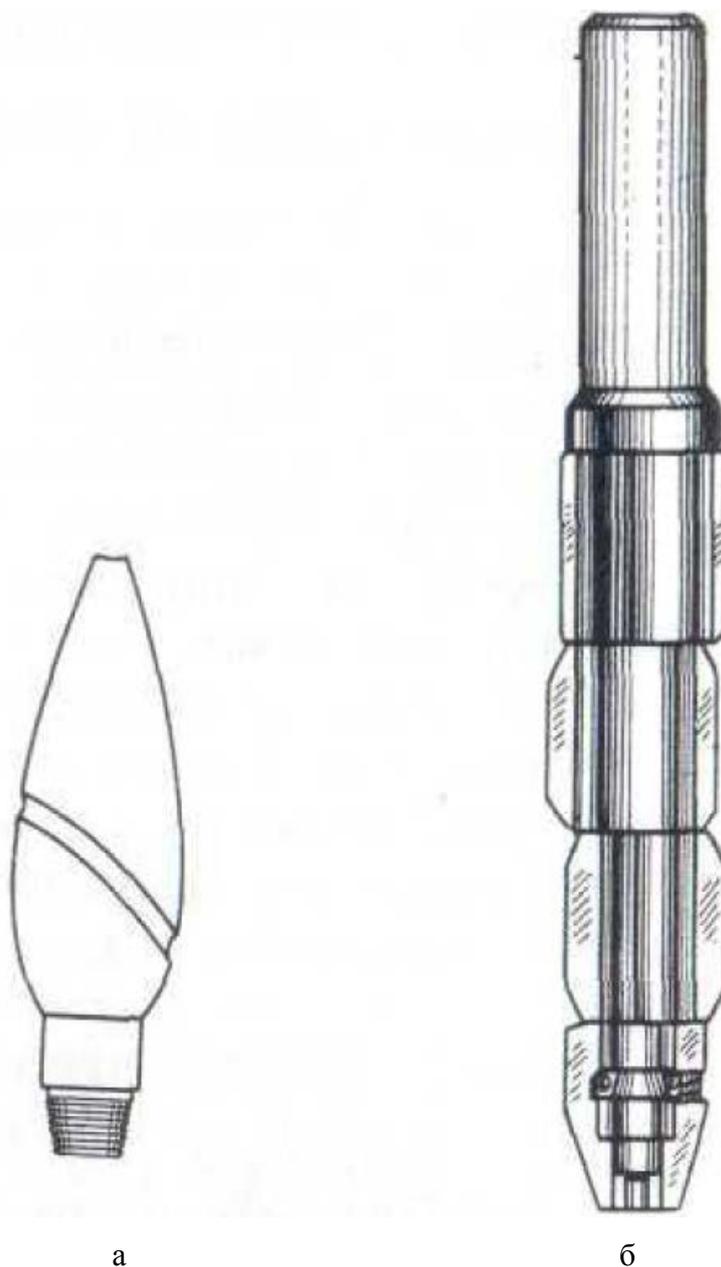


Рисунок 5.8 – Оправочный инструмент:  
а-грушевидная оправка; б-роликовая оправка

### **Прихваты механического происхождения**

Трубы могут удерживаться в скважине пакерами, якорями-захватами или оставленными в скважине твердыми обломками, а также параллельно расположенными рядами труб и трубами с большой степенью деформации (погнутость, спиралевидная скрученность), часто возникающей при падении колонны труб в скважину. Нередко при смятии обсадных колонн насосно-компрессорные трубы (НКТ) оказываются прихваченными в месте смятия. Прихваты механического происхождения более характерны для обсаженных скважин, а не для открытых стволов.

### **Прихваты связанные с качеством бурового раствора**

Такие прихваты могут быть как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Обычно их причина - осаждение твердой фазы из бурового раствора, что иногда вызывается высокотемпературной коагуляцией последнего.

При поступлении глины и ила из скважины в негерметичные обсадные колонны может возникнуть прихват НКТ или инструментов. Чтобы предупредить загрязнение скважины, надо обеспечить вынос выбуренной породы. В противном случае она накапливается и приводит к прихвату.

Часто причиной прихвата в бурящихся скважинах является неудовлетворительное качество бурового раствора. В некоторых случаях скважины бурят с промывкой водой и коллоидная фаза из выбуриваемой породы поступает в циркуляционную систему. Такие естественные растворы могут быть причиной неожиданного прихвата в большом интервале, что ведет к критической ситуации.

### **Прихваты в желобных выработках**

Если ствол скважины отклоняется от вертикали, то бурильные трубы, а особенно их соединительные концы с упрочненной поверхностью вырабатывают в месте перегиба продольный желоб, диаметр которого меньше диаметра скважины (рис. 5.9). Этот желоб уменьшенного диаметра создает опасность прихвата при спуско-подъемных операциях. Часто при подъеме в желоб затаскивают УБТ, диаметр которых оказывается больше диаметра соединительных концов труб.

Когда при подъеме бурильную колонну начинает прихватывать, у бурильщика появляется естественное желание "вырвать" колонну из опасного интервала, увеличив натяжение, что только ухудшает положение.

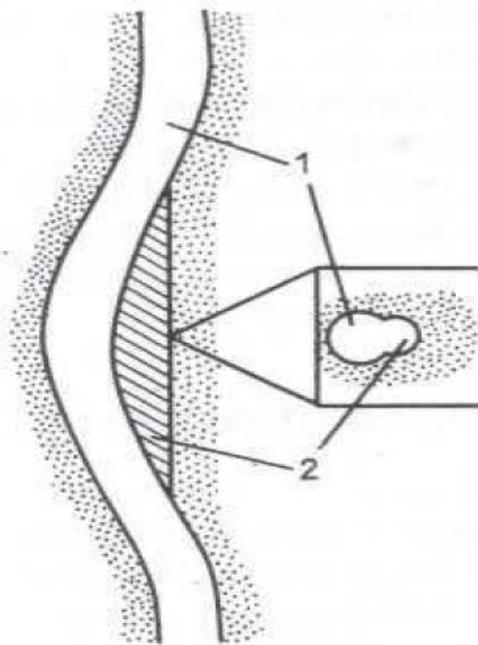


Рисунок 5.9 – Желобная выработка в открытом стволе скважины:  
1 - основной ствол скважины; 2 - желобная выработка

### **Прихваты в цементном растворе**

Прихваты в цементном растворе возможны при поломках или отказах оборудования, утечках, оплошностях персонала или при преднамеренном цементировании труб с целью предупредить выброс или ликвидировать поглощение. Много прихватов случается вследствие преждевременного загустевания цементного раствора. Шлам, образующийся при разбурировании цементного камня, также может привести к прихвату, если он имеет возможность осесть из бурового раствора.

### **Прихваты связанные с выбросами**

Когда пластовое давление оказывается выше гидростатического напора, создаваемого столбом бурового раствора или другой находящейся в скважине жидкости, из скважины выбрасываются песок, пластинки глинистых сланцев, другой обломочный материал, а иногда даже резиновые протекторные кольца буровых труб. Из этого материала в кольцевом пространстве может сформироваться пробка, и трубы окажутся прихваченными.

### **Прихваты вызванные с осыпями**

Отложения глинистых сланцев склонны к абсорбированию воды, фильтрующейся из бурового раствора. Они набухают и осыпаются в скважину, оседая вокруг соединительных концов труб, УБТ или над долотом, что приводит к прихвату буровой колонны.

### **Прихваты в сужениях**

При бурении в абразивных породах значительно уменьшается диаметр долота, что может стать причиной прихвата. Ствол скважины может также сузиться вследствие локального увеличения объема породы, вызываемого течением солей, деформацией сланцев или набуханием глин.

### **Прихваты при потере циркуляции**

Эта очень распространенная авария может произойти в различных отложениях от неглубоко залегающих рыхлых песков до пород, подвергшихся гидроразрыву вследствие избыточной плотности бурового раствора. Во время обуривания прихваченной колонны надо принимать меры по предупреждению потери циркуляции, применяя для промывки соответствующий буровой раствор.

### **Прихваты, возникающие вследствие перепада давления**

Это наименее изученный тип прихватов. Они возникают из-за высокого гидростатического давления, создающего силу, которая удерживает трубу в толстой фильтрационной корке против проницаемой зоны (рис. 5.10). Такая ситуация может привести к аварии, ликвидация которой потребует больших затрат времени и средств.

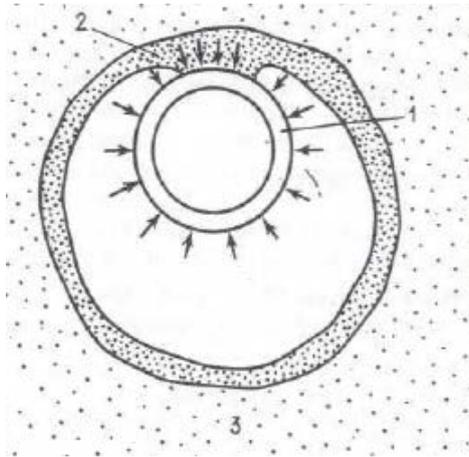


Рисунок 5.10 – Поперечное сечение скважины в зоне прихвата труб вследствие перепада давления:

1-труба; 2-фильтрационная корка на стенке скважины; 3-проницаемая горная порода

Прихваты вследствие перепада давления случаются только в проницаемых интервалах, например, песчаниках, и силы сопротивления трения могут определяться толщиной фильтрационной корки. Дополнительная осевая нагрузка (в Н), которая должна воздействовать на трубу, чтобы оторвать их от стенки скважины, вычисляется по следующей формуле:

$$P = P_d \cdot A_c \cdot k_m, \quad (5.3)$$

где  $P_d$  – дифференциальное давление, Па,  
 $A_c$  – площадь контакта, м<sup>2</sup>;  
 $k_m$  – коэффициент трения.

Практика показывает, что усилия необходимые для освобождения прихваченных труб, превышают допустимые пределы, определяемые прочностными характеристиками труб.

К числу факторов, способствующих возникновению прихватов вследствие перепада давления, можно отнести следующие:

- значительное превышение давления жидкости в скважине над пластовым;
- небольшая разница диаметров скважины и УБТ;
- высокая водоотдача бурового раствора;
- высокое содержание твердой фазы в буровом растворе;
- неподвижность бурильной колонны в зоне проницаемых пластов;
- течение значительного времени.

Обычно прихватывает неподвижную колонну, при частичной или полной циркуляции бурового раствора. Первое, что нужно сделать при обнаружении прихвата, - остановить насосы. Циркуляция создает некоторое дополнительное давление на пласт. Может оказаться, что устранения этого давления достаточно для того, чтобы освободить прихваченные трубы.

### Определение длины неприхваченной части бурильной колонны.

В случае прихвата труб, прежде всего, необходимо определить место прихвата, можно воспользоваться методом, основанным на замерах удлинения труб при растяжении.

Трубы изготовлены из упругого материала, и все формулы и графики для расчетов строятся с применением модуля упругости стали, который приблизительно равен 206,8-103 МПа. Замерив, удлинение колонны при определенном растягивающем усилии, можно вычислить длину неприхваченной части.

Существуют технологические приемы, позволяющие уменьшить погрешность определения глубины прихвата по величине удлинения колонны.

Однако нельзя забывать о факторах, не поддающихся оценке. Так, формулы и графики не учитывают влияние УБТ и труб с утолщенной стенкой.

Первоначально необходимо создать натяжение, равное весу на крюке до прихвата колонны (или равное весу колонны в воздухе), сделать на верхней трубе отметку против стола ротора и обозначить ее буквой «а». Затем нужно создать дополнительное натяжение в пределах допустимых кратковременных нагрузок на трубы и разгрузить колонну до собственного веса, сделать отметку «б». Она окажется ниже отметки «а». Расстояние между отметками появляется вследствие сил трения в скважине.

После чего следует создать натяжение в пределах рабочих (продолжительных) нагрузок на трубы, сделать отметку «в» и затем натянуть колонну до уровня нагрузки, при которой сделана отметка «б». После разгрузки колонны до нагрузки, при которой 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 напряжения от собственного веса до нагрузки, соответствующей отметкам «в» и «г».

Длину не прихваченной части бурильной колонны определяем по формуле:

$$L = 1,05 \cdot \frac{EF}{\Delta P} \cdot \Delta l \quad (5.4)$$

где  $L$  – глубина места прихвата бурильных труб, м;

$E$  – модуль упругости стали колонны бурильных труб, Па;

$F$  – площадь поперечного сечения тела бурильных труб, м<sup>2</sup>;

$\Delta l$  – полученное удлинение бурильной колонны, м;

$\Delta P$  – создаваемая нагрузка при растяжении колонны бурильной трубы, МН.

$$\Delta P = a \cdot (P_2 - P_1) \cdot n \quad (5.5)$$

где  $n$  – число рабочих струн оснастки талевого системы

## Отбивание ясами прихваченных труб и инструментов

**Ясы** — это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх.

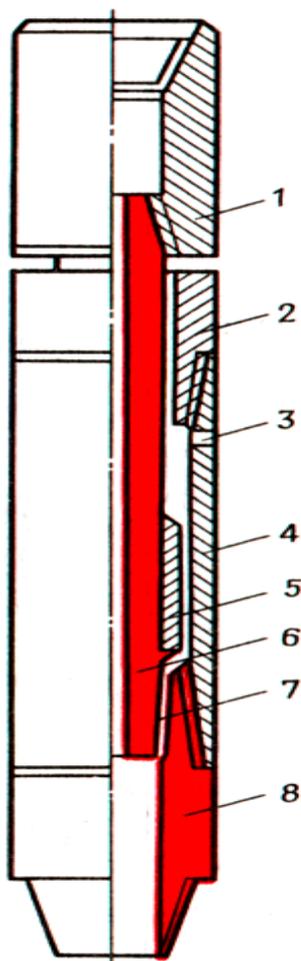
В настоящее время ясы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные.

В большинство ловильных колонн включают как гидравлические, так и механические ясы, а также определенное число УБТ для создания ударной массы. В колонну может быть включен акселератор, который называют также интенсификатором и бустером.

Гидравлический яс предназначен для нанесения ударов снизу вверх, а механический – сверху вниз. Акселератор создает дополнительный запас потенциальной энергии, переходящей в кинетическую при срабатывании гидравлического яса, что приводит к ускорению движения УБТ вверх. Кроме того, за счет запаса свободного хода он гасит удары, практически предупреждая их распространение выше УБТ.

### Яс механический

Механический яс – это телескопический ударный инструмент чисто механического действия (рис.5.11).



Механические ясы изготовляют либо упрощенной конструкции, когда направляющие плоскости вала (внутреннего элемента телескопической пары) обнажаются, если яс находится в растянутом (открытом) положении, либо более сложной с герметизацией и смазкой направляющих пар вала и кожуха.

Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода яса при переходе из раскрытого положения в закрытое. Механические ясы устанавливают также над ловильными инструментами типа овершота или внутренней труболовки для их освобождения сбиванием вниз при сильном заклинивании захвата.

Рисунок 5.11 – Механический яс:

1 – переводник; 2 – упор; 3 – отверстие; 4 – корпус;  
5 – съемный ударник; 6 – шток круглого сечения;  
7 – конусная поверхность; 8 – нижний переводник

**Гидравлический яс.** Основной узел гидравлического яса - вал с поршнем, перемещающийся внутри гидравлического цилиндра, входящего в состав кожуха. Цилиндр имеет внутренний канал переменного сечения, заполненный жидкостью (обычно маслом). Когда яс закрыт, то поршень находится в нижнем положении в узкой части цилиндра, где вследствие небольшого кольцевого зазора движение поршня затруднено. Манжеты поршня имеют особую конструкцию, позволяющую маслу очень медленно перетекать из полости над поршнем в полость под поршнем, когда вал с поршнем движется вверх под действием натяжения ловильной колонны.

Пройдя путь, приблизительно равный половине длины хода яса, поршень оказывается в широкой части цилиндра, сопротивление движению резко уменьшается, и поршень, набрав скорость, ударяет в верхний ограничительный выступ кожуха. Варьируя натяжением колонны, можно изменять силу удара, что является главным преимуществом гидравлического яса перед механическим.

Большинство гидравлических ясов эффективно работает при температуре до 175 °С, но можно использовать специальное термостойкое масло, которое выдерживает более высокие температуры.

Гидрояс состоит из корпуса (рис. 5.12), штока, переводника, поршня и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока, на резьбе специального профиля крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, к нижней - хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень.

Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи гидроясом крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости. Нижняя часть корпуса оканчивается присоединительной резьбой. Внутренняя полость гидрояса заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка гидрояса маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрываемыми специальными пробками.



Рисунок 5.12 – Яс гидравлический

Характеристики гидроясов

Шифр типоразмера гидрояса	МГ-95	МГ-122
1. Наружный диаметр, мм	95,5	122
2. Внутренний диаметр, мм	32	50
3. Свободный ход штока, мм	100	120
4. Макс. сила удара, кН	230	350
5. Максимальная растягивающая нагрузка на открытый гидрояс, кН	1200	2000
6. Максимальный крутящий момент, передаваемый гидроясом, кН*м	3,4	3,4
7. Присоединительная резьба	3-76	3-88
8. Масса, кг	65	80

**Интенсификатор или акселератор.** Интенсификатор или акселератор, который также называют бустером – вспомогательный инструмент, включаемый в ловильную колонну с ясами. При установке его над УБТ появляется возможность увеличить силу удара и изолировать от ударных нагрузок ловильную колонну и буровую установку.

Инструмент, по существу, является гидроаккумулятором поршневого типа, цилиндр которого заполнен сжимаемым рабочим агентом, обычно нейтральным газом или силиконом. Когда в ловильной колонне создают натяжение, поршень акселератора сжимает в цилиндре рабочий агент и накапливает потенциальную энергию. А когда срабатывает гидравлический яс, энергия акселератора ускоряет движение вверх УБТ, увеличивая силу удара яса.

Другая функция акселератора – гашение ударных нагрузок, которые отрицательно влияют на состояние труб и резьб ловильной колонны.

Что достигается за счет достаточно большой длины хода вала акселератора при переходе из раскрытого состояния в закрытое, т.е. длина хода гидравлического яса компенсируется длиной хода акселератора. При работе без акселератора в момент срабатывания гидравлического яса колонна, расположенная над ним, резко переходит из растянутого состояния в сжатое, что приводит к рывку практически всей колонны вверх. Большая часть энергии этого рывка поглощается силами трения в скважине. Однако на поверхности бывают заметные сотрясения элеватора, талевой системы и даже вышки.

При работе с акселератором этих сотрясений нет. Таким образом, исключение резких сжимающих нагрузок на ловильную колонну – важное преимущество акселератора. Использование его дает возможность уменьшить массу УБТ в ловильной колонне, так как возрастает скорость движения УБТ при нанесении удара. Изготовители выдают рекомендации по величине массы УБТ, спускаемых с каждым типоразмером ясов. При включении в колонну акселератора очень важно не превышать эти рекомендации, так как сила удара настолько возрастает, что может произойти обрыв под ясом части прихваченной колонны (или ловильного инструмента) вместо освобождения ее целиком.

**Бурильные ясы.** Механические бурильные ясы выпускают нескольких типов и в их конструкции предусматривается нанесение удара за счет энергии растянутых труб. В одной из моделей используется принцип вращающегося вала. При воздействии на яс осевой нагрузки ролики поворачивают втулку с щелевидными прорезями до положения, когда обеспечивается свободный ход яса. Величина крутящего момента меняется в зависимости от регулировки пружин. В определенной степени на пружину можно воздействовать поворотом колонны ротором. При повороте вправо увеличивается растягивающее усилие, необходимое для срабатывания яса, а при повороте влево снижается необходимое осевое усилие.

В конструкции другой модели один из элементов телескопической пары имеет выступы, а второй – соответствующие им щели. При спуске в скважину и в процессе бурения выступы находятся в щелях, а в случае прихвата на яс создается растягивающая нагрузка с одновременным поворотом колонны ротором, в результате чего выступы выходят из щелей и яс становится пригодным для отбивки прихваченной колонны.

Бурильные ясы следует размещать в растянутой части бурильной колонны над ее нейтральным сечением. Если они окажутся в переходной зоне, то подвергнутся изгибающим напряжениям, что будет способствовать их преждевременному выходу из строя.

Расположенные выше основной массы УБТ, ясы окажутся в нужном месте, если произойдет прихват долота или УБТ. Несколько УБТ или труб с утолщенной стенкой можно включить в колонну над ясами, чтобы увеличить силу удара за счет дополнительной движущейся массы.

**Глубинный гидравлический домкрат для ликвидации прихватов инструмента в скважине ГИД** (рис. 5.13) предназначен для ликвидации прихватов инструмента в обсадных колоннах диаметром от 140 до 219 мм. Гидродомкрат в компановке с ловильным инструментом спускается в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, после чего производится захват с помощью ловильного инструмента прихваченного объекта. После создания избыточного давления в колонне труб, гидродомкрат передает на прихваченный объект осевое усилие, необходимое для преодоления прихвата и извлечения из скважины. При этом корпус гидродомкрата через якорный узел опирается на обсадную колонну, освобождая ловильную колонну от осевой нагрузки.

В ОАО НПО «Бурение» разработаны и освоено изготовление трех модификаций гидравлических глубинных домкратов предназначенных для эффективного применения в разных геолого - технических условиях. Гидродомкрат может работать в наклонно направленных скважинах с интенсивностью набора кривизны до  $2^\circ$  на 10 метров. С изделием поставляется полный комплект запасных частей.

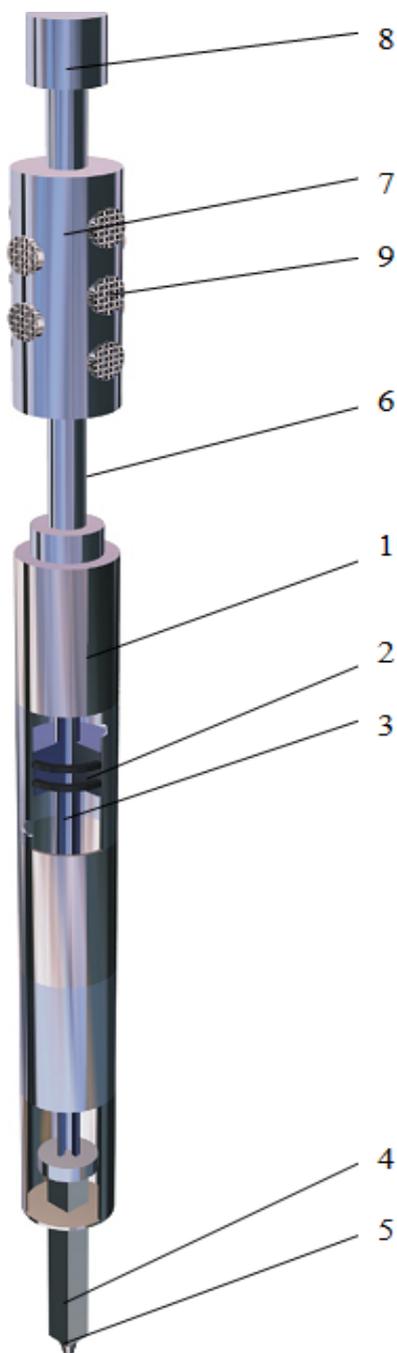


Рисунок 5.13 – Глубинный гидравлический домкрат:  
1- цилиндр; 2- прошин; 3- шток; 4- штанга; 5- соединительная резьба;  
6- патрубок; 7- гидравлический якорь; 8- муфта; 9- плашки якоря

Определение давления в насосе гидравлического домкрата при достижении заданной нагрузки:

$$P_{дон} = \frac{4 \cdot Q}{2 \cdot \pi \cdot D^2} \quad (5.6)$$

$$Q = 1,4 \cdot G_{б.к} \quad (5.7)$$

$$G = q_{бт} \cdot L + q_з \cdot \frac{L}{l} + q_{убт} \cdot l_{убт} \quad (5.8)$$

где  $Q$  – заданная подъемная сила домкрата, Н  
 $G$  – вес поднимаемой колонны, Н  
 $q_{бт}$  – вес 1 м. гладкой трубы, Н;  
 $L$  – длина колонны технологических труб, м;  
 $q_з$  – вес замкового соединения, Н;  
 $l$  – средняя длина труб, м;  
 $l_{убт}$  – длина УБТ, м.

Особенности конструкции домкрата позволяют:

- кроме усилия, развиваемого домкратом, передавать на прихваченный объект дополнительное осевое усилие от грузоподъемной установки через ловильную колонну;
- осуществлять контроль с поверхности за движением прихваченного объекта в процессе его извлечения;
- при рабочем ходе поршней 700 мм производить многократное повторное включение в работу по мере извлечения прихваченного объекта;
- при спущенном в скважину домкрате проводить операции по соединению и освобождению ловильного инструмента от прихваченного объекта, как в вертикальных, так и в наклонно направленных скважинах.

Применение гидродомкратов ограничено в скважинах с АНПД, связанное с невозможностью повторной зарядки через затрубное пространство.

## **Оборудование для работы с избыточным давлением (пакера)**

### ***Характеристики, условные обозначения***

Пакеры предназначены для герметичного разобщения одной части ствола скважины от другой, уплотнения в нем колонны труб и различного оборудования при бурении, эксплуатации и ремонте скважин.

Пакеры классифицируются по:

- области применения (буровые, эксплуатационные, ремонтные);
- назначению (для обследования и испытания скважин, уплотнения обсадной колонны – в открытом стволе скважины, защиты обсадной колонны от воздействия высоких давлений, перекрытия ствола скважины, проведения цементировочных работ и т.д.);

- направлению действия воспринимаемых перепадов давления и осевых усилий (вверх, вниз, двухстороннего действия);
- способу спуска (трубные, канатные, кабельные);
- способу посадки (механические, гидравлические, гидромеханические, взрывного действия, вакуумные);
- способу удаления из скважины (извлекаемые, постоянные съемные, разбурываемые);
- по конструктивному исполнению основных узлов – уплотнителей, упоров, механизмов управления, клапанов.

В последние годы была предпринята попытка присваивать пакерам обозначения, позволяющие определить их основные характеристики. Так, в соответствии с ОСТ 26-16-1615-81 условное обозначение пакера должно включать:

*первая цифра* – номер модели;  
*первые две буквы* – направление воспринимаемого перепада давления (ПВ – вверх; ПН – вниз; ПД – двухстороннего направления);  
*буква Я после тире* – наличие заякоряющего устройства;  
*следующие буквы* – способ посадки (Г – гидравлический; М – механический; ГМ – гидромеханический);  
*буква Р* – разбурываемый;  
*число после тире* – наружный диаметр в мм;  
*следующие число после тире* – рабочее давление в МПа;  
*последняя буква с цифрой* – исполнение по коррозионной стойкости (К1 – для сред с объемной концентрацией CO<sub>2</sub> до 10 %; К2 – для сред с объемной концентрацией CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 10 % каждого; К3 – для сред с объемной концентрацией CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 26 %).

Однако такое громоздкое обозначение оказалось неудобным для пользования.

В данном разделе рассматриваются только эксплуатационные и ремонтные пакеры, с которыми сталкиваются бригады капитального и текущего ремонта скважин. К данной группе относятся пакеры для обследования скважин (опрессовки и определения негерметичных участков эксплуатационной колонны), проведения ремонтно-изоляционных работ с установкой цементных мостов, выполнения операций по воздействию на пласт, защиты обсадной колонны в нагнетательных скважинах и перекрытия ствола скважины при смене насосного оборудования. Необходимо учесть, что один и тот же пакер может быть использован в различных целях.

Например, пакер ПВ-ГР, предназначен для установки в скважине на длительное время клапана-отсекателя, может быть использован для выполнения изоляционных работ, защиты обсадной колонны в нагнетательных скважинах и т.д. Поэтому изучать пакеры удобнее, сгруппировав в первую очередь по способам извлечения, а затем по способам посадки и конструктивным признакам.

При модернизации или создании новых пакеров необходимо учесть, что в обсаженных скважинах оптимальными являются следующие зазоры между металлическими деталями пакера и стенкой скважины:

10 мм – при перепаде давления до 21 МПа;

9 мм – при перепаде давлений до 35 МПа;

8 мм – при перепаде давлений до 50 МПа;

7 мм – при перепаде давлений до 70 МПа.

Фактические зазоры могут оказаться значительно больше указанных значений из-за овальности и разностенности обсадных труб.

Уменьшение зазора приводит к затруднениям при спуске, увеличение – к разуплотнению из-за выдавливания уплотнительных элементов. В случае увеличения зазора необходимо применять специальные защитные детали (кольца, шайбы, манжеты) из более твердых материалов.

Уплотнитель является основной частью любого пакера. По способу уплотнительных элементов уплотнители бывают сжимаемые, расклиниваемые, самоуплотняющиеся, надувные и комбинированные. Материалом их обычно служит резина с сопротивлением разрыву не менее 100 кгс/см<sup>2</sup> и относительным удлинением при разрыве не менее 150 % твердостью от 60 до 90 условных единиц. Иногда в разбурываемых пакерах применяют свинцовые уплотнительные элементы, в термостойких пакерах – элементы из материалов на основе асбеста.

#### **Устройство и принцип действия**

Основные узлы: ствол, на него надеты резиновые уплотнения, конус, шлипсы с пружинами и фиксатор шлипсодержателя.

При спуске фиксатор удерживает шлипсодержатель, по окончании спуска при повороте труб вправо, после некоторого вытягивания фиксатор выходит в прорезь на стволе, освобождая шлипсодержатель. При дальнейшем опускании труб конус наклоняет и заклинивает шлипсы, а манжета деформируется и уплотняет пакер. При натяжении манжета восстанавливает первоначальную форму, конус выходит из-под шлипсов, пакер освобождается.

#### **Подготовка ствола скважины.**

Для снижения рисков осложнений и аварий при спуске, посадке и подъеме пакера в обсадной колонне, на старом фонде скважин необходимо:

- промыть забой;
- прошаблонировать эксплуатационную колонну;
- проработать скрепером интервал установки пакера выше и ниже заданной глубины на 30 м. Проработать скрепером ряд интервалом, при проведении ГРП на несколько зон. Работа со скрепером осуществляется согласно инструкции завода-изготовителя скрепера.

Допускается только по согласованию с Заказчиком отдельный спуск скрепера и шаблона.

На скважинах, вышедших из бурения, промывку забоя, шаблонирование и скрепирование эксплуатационной колонны производиться по согласованию с Заказчиком.

Спуск инструмента необходимо производить на НКТ диаметром не менее 73 мм. в следующей компоновке:

- перо-воронка либо воронка;
- хвостовик. Длина хвостовика определяется в плане работ в зависимости от низа обрабатываемого скрепером интервала, зоной перфорации и необходимого забоя.
- скрепер. Наружный диаметр скрепера должен соответствовать внутреннему диаметру колонны.
- шаблон. Наружный диаметр шаблона должен соответствовать диаметру пакера плюс 1-2 мм, длина не менее двух метров и установлено не менее трех шаблонизирующих колец.
- подвеска НКТ.

**Скреперы.** Скрепер предназначен для очистки внутренней поверхности обсадных и насосно-компрессорных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений.

Скрепер (рис. 5.14, табл. 5.3) представляет собой неразъемный трубчатый корпус, на верхнем и нижнем концах которого выполнены муфтная и нипельная присоединительные резьбы. В продольных пазах корпуса установлены, с возможностью радиального перемещения, шесть лезвий плашечного типа с износостойкой закаленной поверхностью режущих кромок. Усилия, прижимающие лезвия к поверхности очищаемой трубы, создаются за счет действия сжатых пружин (по три пружины на одно лезвие). Лезвия располагаются на корпусе в два яруса, по три штуки в каждом, обеспечивая очистку ста процентов периметра внутренней поверхности трубы. В пазах корпуса лезвия удерживаются разрезным кольцом, закрепленным четырьмя винтами.

Очистка колонны производится в процессе спуска скрепера в скважину на бурильных или насосных трубах. при этом лезвия, скользящие по очищаемой поверхности, срезают неровности и загрязнения.

#### **Подготовка и спуск пакера типа ПВМ**

Перед спуском пакера с якорем необходимо убедиться в его исправности.

- перевернуть пакер «верх ногами»;
- повернуть якорь по часовой стрелке до упора;
- если появилось поступательное движение якоря вдоль оси пакера, он в рабочем положении. Сухари при этом полностью не выйдут, т.к. приложенного усилия для этого недостаточно.
- повернуть якорь против часовой стрелке до упора – якорь зафиксирован от осевого перемещения. Пакер в транспортном положении.

Сборку компоновки производить согласно плану работ. При выборе компоновки учитываются:

- установка пакера, оборудованного якорем – выше интервала перфорации на 20 – 30 м (хвостовик длиной 8-10 м, оборудован воронкой). При посадке между пластами длину хвостовика можно уменьшать до 1 м.
- установка пакера «с упором на забой» - выше интервала перфорации на 10-20 м (хвостовик длиной, равной расстоянию от текущего забоя до интервала посадки, оборудованный заглушкой внизу и «фильтром» напротив интервала перфорации)

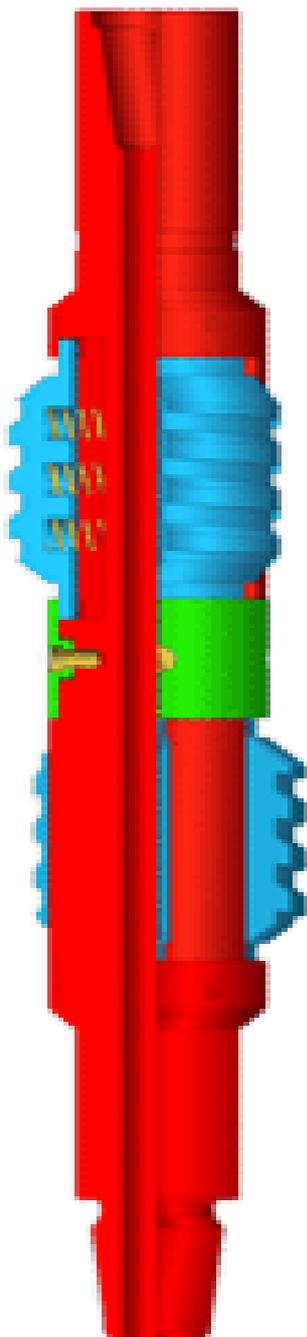


Рисунок 5.14 – Скрепер

Техническая характеристика скреперов

Шифр типоразмера скрепера	С-60	С-73	С-89	С-114
1. Условный диаметр очищаемой колонны, мм	60	73	89-102	114-127
2. Наружный диаметр корпуса, мм	46	53	68	90
3. Диаметр промывочного канала, мм	10	12	16	28
4. Длина, мм	620	680	700	720
5. Присоединительная резьба	3-30	3-38	3-44	3-50
Шифр типоразмера скрепера	С-140	С-168	С-194	С-245
1. Условный диаметр очищаемой колонны, мм	140-146	168-178	194-219	245-273
2. Наружный диаметр корпуса, мм	112	133	155	206
3. Диаметр промывочного канала, мм	32	38	58	95
4. Длина, мм	850	940	940	1200
5. Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-117	3-133

Скорость спуска пакера не более 0,6 м/с. При этом в скважинах с интенсивностью набора кривизны более 2 гр. на 10 метров, во избежание самопроизвольной посадки, скорость спуска пакера необходимо снижать до 0,4 м/с.

Давление, при котором пакер будет находиться в равновесии, определяется по формуле:

$$P = \frac{40 \cdot G + \pi \cdot g \cdot [H_1 \cdot \rho_1 \cdot (d_n^2 - d_g^2) - H_2 \cdot \rho_2 \cdot (D_g^2 - d_n^2)]}{10 \cdot \pi \cdot D_g^2} \quad (5.9)$$

где  $G$  – вес колонны НКТ, Н;

$H_1$  – глубина спуска пакера, м;

$\rho_1$  и  $\rho_2$  – соответственно плотность жидкости в трубах и затрубном пространстве, кг/м<sup>3</sup>;

$D_g$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_n$  и  $d_n$  – соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ, м

При спуске пакера не допускается проворот колонны НКТ с целью предотвращения преждевременной пакеровки, при этом используется ключ обратного захвата.

### **Посадка пакера**

1. пересчитать замер НКТ;
2. демонтировать ПВО, навернуть планшайбу;
3. зафиксировать вес инструмента на подъем и на спуск;
4. проворотом колонну НКТ установить пакер в рабочее положение.

Для передачи крутящего момента необходимо во время проворота расхаживать колонну НКТ вверх-вниз (длина хода – 1 м). Для зарядки достаточно проворота инструмента на устье – 2,5-3 оборота;

5. удерживая колонну НКТ от обратного раскручивания, сделать вытяжку инструмента на 1,2-1,8 м. «Пружина» при этом должна исчезнуть;

6. «тряхнуть» инструмент на 0,5-0,7 м. затем плавно посадить на планшайбу. Посадку контролировать по индикатору веса. рекомендуемый диапазон нагрузки на пакер 6-15 т.

#### **Если пакер не садится:**

- Сделать вытяжку инструмента больше на 0,2-0,3 м (слишком большая вытяжка может привести к увеличению нагрузки пакер, которая может повлечь осложнения при срыве).

- «Встряхнуть» колонну НКТ на 1 м.
- Сделать еще 2-2,5 оборота колонны НКТ.
- Попробовать посадить пакер в другом интервале

***Важно! В интервале посадки проверить качество цементного камня и сцепление его со стенками эксплуатационной колонны.***

- Путем подбора патрубков, попробовать посадить пакер на муфте э/к.
- Собрать арматуру, установить манометр на буфере, открыть центральную задвижку.

- Опрессовать затруб на давление опрессовки э/к. Если давление в НКТ не поднялось до давления опрессовки или выше – пакер герметичен.

*P.S.* Незначительное повышение давления может произойти из-за сжатия колонны НКТ наружным давлением.

#### **Срыв пакера**

1. Замерить давление в НКТ.
2. В случае если суммарное давление на буфере и гидростатическое в НКТ выше гидростатического в за трубе – отработать скважину, снизив давление до расчетного.

3. Произвести обвязку арматуры для обеспечения обратной промывки.

4. Создать давление в затрубе 3,0 – 5,0 МПа.

5. Большинство пакеров позволяет производить процедуру срыва пакера без вращения колонны НКТ.

6. Циркуляция должна появиться раньше, чем пакер перейдет в транспортное положение, т.к. при вытяжке будет снята нагрузка с манжетных уплотнений.

7. Произвести глушение скважины обратной циркуляцией в объеме НКТ (при необходимости).

8. Плавно посадить планшайбу, контролируя вес по индикатору.

**Если пакер не срывается:**

- Сделать вытяжку инструмента больше на 1-2 м.
- Поднять давление в затрубе до 8,0 – 10,0 МПа для воздействия на гидравлический якорь
- На скважинах с АНПД из-за низкого статического уровня в НКТ, наоборот, снять перепад давления между затрубным и трубным пространствами НКТ – закачкой жидкости в НКТ.
- Поднимать пакер без срыва.

**Отечественные производители пакеров:**

- Научно-производственная фирма "Пакер" 452606, Башкортостан, г.Октябрьский, ул. Северная, д.7 E-mail: mail@npf-paker.ru
- Научно-производственная компания ООО «Югсон-сервис» 625049, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Московский тракт, 149/3 тел.: (3452) 30-69-72. 3069-73, E-mail: [info@yugson.ru](mailto:info@yugson.ru); [www.yugson.ru](http://www.yugson.ru)

Таблица 5.4

Применяемость пакеров и якорей к обсадным колоннам

Условный диаметр обсадной колонны, мм	Стенка обсадной колонны, мм	Типоразмер пакера и якоря, мм
1	2	3
102	5,5...7	84
114	5,2...7,4	95
	8...10,2	90
127	5,6...7,5	108
	8...10,2	102
140	6...8	118
	9...11	112
146	6...9	122
	9,5...11	118
168	6	145
	7...10,6	140
	11...12,1	136
178	5,9	155
	6,9...9,2	150
	10...11,5	145
	12...15	140
194	11...14	155
	15,1	150

## **ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ.**

### **Характеристики, возможные неисправности при работе, способы их устранения**

#### **Принцип выбора типа двигателя.**

Винтовой забойный двигатель Д-105 предназначен для проведения ремонтно-восстановительных работ в эксплуатационных колоннах и бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин с использованием в качестве рабочей жидкости воды или бурового раствора плотностью не более 1300 кг/м<sup>3</sup>. Раствор может быть на водной или нефтяной основе при содержании нефтепродуктов не более 10 % при температуре не более 100 °С.

В основном данный тип двигателя применяется при работе по металлу различными типами фрез.

Для работы в более облегченных условиях: при разбуривании цементных мостов, проработывании цементных корок, углублении забоя путем разбуривания осадочных пород и т.д. применяется винтовой забойный двигатель Д-85, а при работе в колонне 73 мм НКТ – винтовой забойный двигатель Д-54.

#### **Проверка технического состояния и подготовка к работе.**

- Винтовой забойный двигатель доставляется в бригаду КРС в собранном виде с ввернутыми предохранительными пробками на специально оборудованном транспорте.

- Перед спуском в работу двигатель подвергается наружному осмотру. Особое внимание следует обращать на отсутствие трещин и вмятий на статоре и корпусе шпинделя, на состояние присоединительных резьб к буровым трубам и долоту, а так же на плотность свинчивания промежуточных резьб, соединяющих корпусные детали двигателя.

- Перед спуском в скважину производится опробование двигателя над устьем скважины с контролем плавности и легкости запуска и герметичности резьбовых соединений. Двигатель Д1-105 должен запускаться при давлении не более 4,0 МПа, двигатели Д-85 и Д-54 при меньших давлениях.

- При проверке двигателя Д1-105 на запуск одновременно проверяется работоспособность переливного клапана. При подаче рабочей жидкости в двигатель (расход 0,006-0,010 м<sup>3</sup>/с) клапан должен закрываться без последующих утечек бурового раствора в боковые отверстия корпуса клапана; при выключении циркуляции клапан должен открываться.

- Чтобы исключить шламование рабочих органов снизу через долото, целесообразно устанавливать в бурильной колонне обратный клапан.

- Безотказная работа двигателя и его долговечность зависят от качества бурового раствора. При содержании песка в рабочей жидкости более 1% возможно снижение долговечности ротора, статора и подшипников. Система очистки раствора должна быть оборудована виброситами и пескоотделителями. Для тонкой очистки раствора рекомендуется использовать илоотделители. В колонне бурильных труб необходимо устанавливать фильтр, предохраняющий попадание посторонних предметов в двигательную секцию.

- Наваривание каких-либо элементов на корпусе статора недопустимо.

### **Технологические требования и указания по эксплуатации.**

При спуске двигателя в скважину с обратным клапаном необходимо производить периодический долив жидкости в бурильную колонну.

Во избежание зашламования двигателя при спуске в скважину, не доходя до забоя 10-15 м., следует включить насос, плавно увеличивая расход жидкости, и к забою дойти с промывкой скважины.

Запуск двигателя ударами о забой не допускается. Разрешается запуск двигателя на забое вращением инструмента с одновременным прокачиванием жидкости.

Допускаемая осевая нагрузка на вал двигателя:

Д1-105..... – 6 тс

Д-85..... – 3 тс

Д-54..... – 2 тс.

Приработку нового долота необходимо вести с пониженной (на 50 %) осевой нагрузкой в течение 10 – 15 мин.

При выборе рациональных параметров режима бурения необходимо учитывать следующее:

- С учетом расхода промывочной жидкости, при постоянной осевой нагрузке, скорость вращения долота повышается, что приводит к увеличению скорости бурения.

- С увеличением осевой нагрузки и момента на долоте, при постоянном расходе промывочной жидкости, возрастает перепад давления и снижается скорость вращения долота, при этом наблюдается рост скорости бурения; в случае интенсивных продольных вибраций бурильного инструмента необходимо изменить величину осевой нагрузки.

При резком повышении давления буровой инструмент следует немедленно приподнять, а затем осторожно дойти до забоя и продолжить бурение при более низкой нагрузке на долото.

Подачу бурового инструмента необходимо производить плавно, без рывков. Периодически инструмент следует проворачивать.

Количество промывочной жидкости выбирается исходя из условий необходимости очистки забоя. Для сохранения рабочей характеристики по мере износа двигателя целесообразно увеличить расход промывочной жидкости на 20-25 % от начальной величины.

Сработка долота определяется по снижению механической скорости бурения в 3-4 раза по отношению к первоначальной. При заклинивании шарошек резко поднимается давление в нагнетательной линии даже при пониженных осевых нагрузках.

В случае использования нескольких промывочных агрегатов их обвязка производится через тройник, а диаметр поршней насосов должен быть однотипным.

Устье скважины оборудуется специальным сальниковым устройством, позволяющим производить промывку и работу винтовых забойных двигателей, а так же одновременно осуществлять подачу инструмента.

### **Техническое обслуживание двигателей.**

#### *Профилактический осмотр:*

- Наружный осмотр деталей присоединительных резьб (вмятины и трещины недопустимы);
- Отсоединить секцию рабочих органов от шпинделя по нижней резьбе статора; отсоединить карданный вал от ротора и вала шпинделя;
- Извлечь ротор из статора и проверить натяг по резине в паре ротор-статор (0,15-0,4). Если натяг (зазор) в рабочей паре составляет более 0,5 мм, то она подлежит замене на новую;
- Отвернуть ниппель шпинделя, извлечь вал с пакетом закрепленных на нем деталей из корпуса шпинделя;
- Проверить регулировку затяжки пакета на валу шпинделя;
- Проверить регулировку затяжки пакета деталей в корпусе шпинделя с контролем величины регулировочного кольца и момент затяжки;
- Собрать шпиндель, проверить легкость вращения вала, осевой и радиальный люфт;
- Собрать секцию рабочих органов;
- Соединить секцию рабочих органов с секцией шпиндельной, предварительно установив карданный вал; подкрепить все корпусные резьбы.

#### *Текущий ремонт* проводится в следующем порядке:

В зимнее время подогрейте двигатель в ванне с горячей водой в течение 1,0-1,5 ч. или выдержите в помещении при температуре от +15 до +25 °С в течение суток.

Произведите полную разборку двигателя, промойте детали;

Произведите отбраковку деталей секции рабочих органов, проверьте целостность резиновой обкладки, измерьте набором гладких пробок диаметр обкладки по выступам зубьев. У ротора с помощью микрометра и ролика диаметром 5 мм замерьте диаметральный натяг (зазор) в новой рабочей паре должен составлять для:

Д1-105..... - 0,1-0,3 мм

Д-85..... – 0,15-0,4 мм

Д-54..... -0,1-0,2 мм

Карданный вал: убедитесь в отсутствии задиrow на корпусных поверхностях полумуфта шарниров и соединительной трубы, небольшие задиры устраните напильником или отработкой на станке. При достижении предельных значений люфтов вала шпинделя осевую и радиальную опоры замените на новые. При наличии раскола обойм или шаров в амортизированной шаровой опоре в 2-3 пакетах, уберите пакеты, заменив их промывочными втулками. Категорически запрещается заменять один или несколько упорных двойных подшипников без замены остальных. Отбракуйте остальные детали шпинделя, проверьте резьбы калибрами.

Произведите сборку двигателя.

При капитальном ремонте корпус и вал шпинделя проверяется дефектоскопией. При несоответствии натягов резьб производится перенарезка резьб корпусов, валов и переводников.

Технические характеристики как отечественных, так и зарубежных представлены в таблицах 5.5 – 5.10.

## **5.2 Режущий инструмент**

### **Отсоединение неприхваченной части колонны труб**

Наиболее приемлемыми методами отсоединения неприхваченной части колонны можно считать следующие.

1. Отвинчивание. В выбранном резьбовом соединении над зоной прихвата развинчивают трубы с использованием детонирующего шнура, пускаемого в скважину на кабеле.

2. Химическое резание. На кабеле спускают снаряд, который по кабелю сверху выбрасывает химический реагент, образующий ряд отверстий в теле трубы. Прочность трубы уменьшается в этом месте настолько, что при незначительном натяжении происходит обрыв в ослабленном месте.

3. Кумулятивное (струйное) резание. На кабеле спускают кумулятивную торпеду кольцевого действия. При срабатывании струи продуктов горения располагаются в плоскости поперечного сечения трубы и направлены от его центра к периферии.

4. Механическое резание. Для резания используют резцы, закрепленные в инструменте, спускаемом в прихваченную колонну на трубах меньшего диаметра.

### **Отвинчивание**

Отвинчивание - самый популярный метод отсоединения неприхваченной части колонны труб, особенно бурильных, так как только этот метод оставляет в скважине резьбовое соединение на "голове" прихваченных труб, давая возможность снова соединиться с помощью резьбы прихваченными трубами после спуска ловильной колонны, включающей ясы.

Таблица 5.5

## Техническая характеристика ВЗД ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент»

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заход- ность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота враще- ния вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Д-55	55	3180	-	38	3-42 (3-44)	3-42 (3-44)	5:6	59,0- 76,0	1,5-2,5	1,2-2,1	3,0-6,0	200- 340	-
Д-63	63	3300	1350	55	3-42 (3-44)	3-42 (3-44)	3:4	76,0	1,5-3,5	2,5-6,0	5,0-8,0	150- 250	-
Д-76	76	4630	1090	104	3-66	3-66	4:5	83,0- 98,4	3,0-5,0	3,0-5,0	8,0-10,0	600- 800	1,0
ДР-76	79	4240	1390	100	3-66	3-66	4:5	83,0- 98,4	3,0-5,0	3,0-5,0	8,0-10,0	600- 800	3,0
Д2-85	88	3600	-	130	3-66	3-66	5:6	98,4- 120,6	5,0-7,0	3,6-5,0	8,0-9,0	700- 900	-
ДР-95М	95	5450	1323	230	3-76 (3-73)	3-76	5:6	112,0- 123,8	5,0-10,0	2,0-4,0	9,0-14,0	1600- 2400	3,0
ДР-95С	95	5450	1384	230	3-76 (3-73)	3-76	6:7	112,0- 123,8	5,0-10,0	2,0-4,0	2,2-4,0	1600- 2400	2,3
ДР-95К	95	3030	1050	135	3-76 (3-73)	3-76	6:7	112,0- 123,8	5,0-10,0	0,9-1,8	5,0-8,0	600- 900	3,0

Окончание таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ДГ-106	106	2460	825 (675)	125	3-88 (3-86)	3-76	6:7	120,6- 151,0	6,0-10,0	2,4-4,0	5,0-7,0	600- 1000	3,0
ДО-106 ДО- 106М	106	4240 4770*	-1476*	220 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	7:8	120,6- 151,0	6,0-12,0	1,2-2,4	5,0-10,0	1500- 3000	- 2,3*
		5245 4770*	1450 1476*	270 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	9:10	120,6- 151,0	4,0-12,0	0,5-1,5	3,0-8,0	1200- 3200	3,0 2,3*
		5245 4770*	1770 1476*	280 255*	3-88 (3-86)	3-76 (3-88)	6:7	120,6- 151,0	6,0-12,0	1,9-3,5	6,0-12,0	1300- 2600	3,0 2,3*
ДР-120	120	6090	1995	400	3-102	3-88	6:7	139,7- 165,1	10,0-20,0	2,1-4,2	6,0-10,0	2800- 4700	3,0
ДР-127	127	5800	2400	405	3-101 (102)	3-88	9:10	139,7- 165,1	12,0-20,0	1,8-3,0	8,0-12,0	3000- 4500	3,0
ДГР-127	127(136)	4830	1545	370	3-101	3-88	9:10	139,7- 165,1	12,0-20,0	1,8-3,0	8,0-12,0	3000- 4500	3

Таблица 5.6

## Техническая характеристика ВЗД ООО «Павловский машзавод»

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заход ность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости л/с	Частота вращения вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Д-85	88,0	2235	1880	111	3-66	3-66		98,4-120,6	4,8	2,2	5,5	500-700	-
Д1-105	106,0	3,770	1750	180	3-88	3-76		120,6-151,0	6,0-10,0	2,6-3,8	5,0-8,0	800-1400	-
Д1-127	127,0	5,795	2035	402	3-101	3-88		139,7-158,7	15,0-20,0	2,2-2,9	6,5-8,7	2200-3000	-

Таблица 5.7

## Техническая характеристика ВЗД ОАО «Радиус-сервис»

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединитель- ные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпин деля		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Д-60РС	60,0	2235	1880	73	3-66	3-6	5:6	98,4- 120,6	4,8	2,2	5,5	500-700	-
Д1- 105РС	106,0	3497	-	200	3-88	3-76		120,6- 139,7	6,0-10,0	2,6-3,8	5,0-8,0	800-1400	1,0
ДРУ2- 127РС	127,0	7255	1593	370	3-101	3-88	6:7	139,7- 158,7	15,0-20,0	2,2-2,9	6,5-8,7	2200-3000	3,0

Таблица 5.8

## Техническая характеристика ВЗД NavyDrill компании

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заход ность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Ultra Series Motor</b>													
MIX	79,40	3,70	-	100	2 <sup>3/8</sup> API	2 <sup>3/8</sup> API		88,9-108	5,0-10,0	3,0-6,1	3,20	520	3,2
	120,65	6,30	-	360	NC38	3 <sup>1/2</sup> API		149,2-177,8	6,7-20,0	1,8-5,4	5,00	1850	3,2
MIXL	79,40	5,10	-	150	2 <sup>3/8</sup> API	2 <sup>3/8</sup> API	5:6	88,9-108	5,0-10,0	3,0-6,1	6,00	975	3,2
	95,25	8,70	-	390	2 <sup>7/8</sup> API	2 <sup>7/8</sup> API		114,3-120,6	5,0-13,3	2,5-6,8	11,00	2200	3,2
	120,65	9,40	-	640	NC38	3 <sup>1/2</sup> API		149,2-177,8	6,7-20,0	1,8-5,4	9,50	3530	3,2
MIADM	73,03	3,71	-	92	2 <sup>3/8</sup> PAC	2 <sup>3/8</sup> API	5:6	92-120,6	1,7-7,5	0,7-3,1	2,00	490	3,8
	79,40	5,10	-	150	2 <sup>3/8</sup> PAC	2 <sup>3/8</sup> API		88,9-108	5,0-10,0	1,1-2,1	2,00	960	3,8
	120,65	6,70	-	380	NC38	3 <sup>1/2</sup> API		149,2-177,8	10,0-20,0	0,9-1,8	2,00	2200	3,2
M2PXL	73,03	5,19	-	108	2 <sup>3/8</sup> PAC	2 <sup>3/8</sup> PAC	2:3	92-120,6	3,3-6,7	6,9-13,8	9,00	465	3,8
	120,65	9,40	-	640	NC38	3 <sup>1/2</sup> API		149,2-177,8	5,0-16,7	3,0-10,0	11,0	1950	3,2
MIXL/RF	120,65	9,40	-	640	NC38	3 <sup>1/2</sup> API	4:5	149,2-177,8	7,5-14,2	2,9-5,6	12,50	3200	3,2
MIX-P		6,70	-	150	NC38	3 <sup>1/2</sup> API	5:6		6,7-20,0	1,8-5,4	10,0	4250	2,75
MIXi-P		2,50	-	380	NC38	3 <sup>1/2</sup> API			6,7-20,0	1,8-5,4	2,25	955	3,6
<b>X-treme™ Motor</b>													
MIX-P	60,30	2,60-	-	45	1 <sup>1/2</sup> AMT	1 <sup>1/2</sup> AMT	5:6	73-88,9	1,7-5,0	2,4-7,3	5,00	395	2,8
	73,00	3,40-	-	103	2 <sup>3/8</sup> PAC	2 <sup>3/8</sup> API		92-120,6	1,7-7,5	1,8-8,2	8,00	845	3,8
MIXL-P	88,90	7,35	-	279	2 <sup>7/8</sup> АОН	2 <sup>3/8</sup> Reg		114,3-120,6	5,0-11,3	2,7-6,0	10,50	2320	3,2
	120,65	10,0	-	750	2 <sup>7/8</sup> АОН	2 <sup>3/8</sup> Reg		149,2-177,8	3,8-8,2	6,7-14,8	10,50	745	3,2
MIXi-P/LS	88,90	2,54	-	87	2 <sup>7/8</sup> АОН	2 <sup>3/8</sup> Reg	5:6	114,3-120,6	5,0-11,3	1,5-3,3	1,50	600	4,0
MIX-P/LS		7,39	-	203	2 <sup>7/8</sup> АОН	2 <sup>3/8</sup> Reg			5,0-11,3	1,5-3,3	4,00	1580	3,2
M2XL-P		7,29	-	269	2 <sup>7/8</sup> АОН	2 <sup>3/8</sup> Reg	1:2		3,8-3,2	6,7-14,8	10,50	745	3,2
	120,65	9,40	-	640	NC38	3 <sup>1/2</sup> API		149,2-177,8	8,3-20,0	8,3-20,0	10,50	1300	3,2

Таблица 5.9

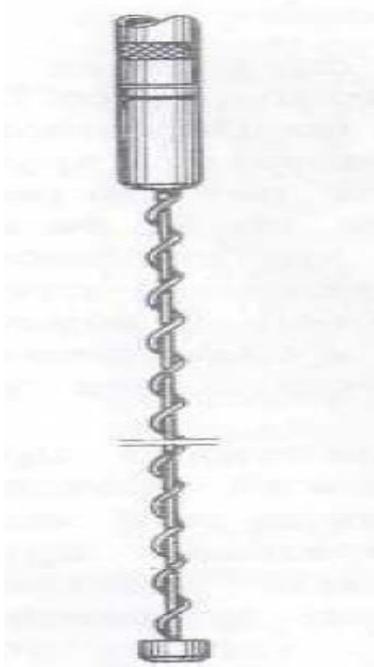
## Техническая характеристика ВЗД PowerPak компании Anadrill

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости л/с	Частота вращения вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Двигатели с проточной опорой</b>													
A238	SP	60,3	2,58	0,70	36	По заказу	5:6	73-88,9	1,3-3,2	2,7-6,6	1,79	122	3,0
	SP		3,03		48				1,3-5,0	2,7-9,8	3,03	224	
	XP		3,82		54				1,3-3,2	2,7-6,6	4,24	292	
A278	SP	73	3,05	0,89	64		5:6	92-120,6	1,3-5	1,9-7,8	2,48	237	
	XP		4,46		88				1,3-5		5,86	542	
	SP		3,05		64		7:8		1,9-5,7	2,1-6,3	2,41	305	
	SP		3,42		73				2,5-7,6	140-7,1	3,17	461	
A313	XC	79,4	2,70	1,01	61		7:8	88,9-108	3,8-7,6	3,8-7,7	1,48	190	
	XC		3,03						0-7,6		2,31	312	
	XF		2,56	0,32					3,8-7,6		1,48	190	
A 350	SP	88,9	4,63	1,03	136		4:5	114,3-120,6	1,9-6,9	1,6-5,8	4,00	692	
	SP		4,63		141		7:8			0,8-2,8	2,27	786	
A375	XC	95,2	3,20	0,85	102		7:8	114,3-120,6	8,2-12	4,0-5,9	1,48	393	
	XC		3,94						1,9-12		2,82	786	
	XF		3,09	0,36		8,2-12			1,48		393		
A475	SP	120,6	5,75	1,24	286	1:2	149,2-177,8	6,3-12,6	3,8-7,3	2,14	570		
	SP		5,06		281	4:5				3,14	1464		
	XP		6,68		417			7:8	6,3-15,8			1,8-4,3	4,82
	GT		8,28		454	7,23				3797			

Таблица 5.10

## Техническая характеристика ВЗД PowerPak компании Anadrill

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заход ность ротор: статор	Диаметр долота, м	Расход рабочей жидкости л/с	Частота вра- щения вала, с <sup>-1</sup>	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Нм	Макс. угол искривления, град.	
		общая	шпинделя		корпус	вал								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Sperry- Drill™	60,3	4,88	-	61,7	BW	BW	1:2	73,0- 88,9	1,3-3,2	9,2-22,9	6,03	131	3,0	
		3,38		40,4			5:6			4,6-11,4	3,03	117		
	37,025	5,18	-	77,1	NW	NW	1:2	79,4	1,3-4,4	5,0-17,5	5,75	211		
		3,6					3,75-13,1	4,48		211				
	85,725	7,25	-	188,7	2 <sup>7/8</sup> Reg.	2 <sup>7/8</sup> Reg.	1:2	98,4- 120,6	1,3-6,3	3,3-10,8	4,72	387		
		5,64		170,1			4:5			1,9-7,0	1,6-6,0	5,00		764
				174,2			7:8		0,8-2,9		3,31	944		
		7,22		254,0		2 <sup>7/8</sup> Reg	1:2	101,6- 149,2	5,0-10,0	4,0-9,4	3,79	500		
		92,075	6,07	-	215,5	2 <sup>7/8</sup> Reg					2,1-4,3	5,31		1061
			6,07		218,6						7:8	1,1-2,3		2,58
120,65		7,1	-	362,9	3 <sup>1/2</sup> Reg	3 <sup>1/2</sup> Reg	1:2	149,2- 200,0	6,3-12,6	225-450	2,62	608		
		6,37		374,2			4:5			6,3-5,7	105-262	3,44	1648	
		6,37		374,2			7:8		56-140		2,48	1997		



При отвинчивании закручиванием влево создают крутящий момент в колонне труб и в выбранном интервале взрывают торпеду из детонирующего шнура (рис. 5.15), чтобы за счет встряхивания раскрепить резьбовое соединение.

Чтобы избежать случайного отвинчивания в непредусмотренном плане резьбовом соединении, необходимо сначала докрепить резьбы. Это достигается при закручивании колонны труб вправо с последующим расхаживанием при поддержании скручивающего момента.

Рисунок 5.15 – Торпеда из детонирующего шнура

### **Определение допустимых усилий при расхаживании прихваченных бурильных труб или НКТ**

Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной колонны бурильных труб определением по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} F}{K}, \quad (5.10)$$

где  $\sigma_{\text{т}}$  – предел текучести материала труб, Па;

$F$  – площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы, м<sup>2</sup>;

$K$  – коэффициент запаса прочности ( $K = 1,15-1,3$ ).

Сравнив число оборотов при закручивании колонны с числом оборотов, на которое колонна раскручивается влево после выключения стопора ротора или ключа, можно оценить степень докрепления резьбовых соединений. Не превышая допустимых величин крутящего момента, эту процедуру повторяют до тех пор, пока докрепление резьб не прекратится.

После докрепления резьб создают крутящий момент "влево". Его также следует передать вниз по колонне, для чего колонну расхаживают, поддерживая момент. Этот прием способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны и гарантирует наличие момента в точке отворачивания. Согласно вполне приемлемому эмпирическому правилу, необходимый для отвинчивания момент обеспечивается, если колонна НКТ диаметром 60-73 мм закручивается влево из расчета один оборот на 300 м длины. Для 114-мм колонны бурильных труб число оборотов должно быть в 2 раза меньше.

Шнуровые торпеды используются и для других целей, из числа которых можно отметить следующие:

- 1) освобождение прихваченных пакеров или ловильных инструментов;
- 2) удаление окалины с поверхности труб;
- 3) очистка перфорационных отверстий;
- 4) встряхивание УБТ;
- 5) выбивание гидромониторных насадок из долота для уменьшения гидросопротивлений при циркуляции;
- 6) выбивание бурильных колонн из желобных выработок в твердых породах.

Шнуровые торпеды можно спускать в затрубное пространство и отвинчивать трубы, встряхивая их снаружи. Когда трубы забиты и невозможно или нецелесообразно их очищать, чтобы пропустить шнуровую торпеду внутрь колонны, имеет смысл спустить торпеду в затрубное пространство. Обычно эту работу начинают с того, что спускают шнуровую торпеду в трубы до забитого места, отвинчивают и поднимают незабитые трубы. Затем для соединения с оставшимися в скважине трубами спускают переводник с боковым отверстием (рис. 5.16). Соединив его с "юловой" прихваченных труб, спускают внутрь ловильной колонны шнуровую торпеду, которая дойдя до переводника, выскальзывает через боковое отверстие в затрубное пространство. Чтобы обеспечить спуск торпеды по затрубному пространству с его ограниченными зазорами, геофизические службы включают в компоновку торпеды соединительную головку малого диаметра и гибкие сплюснутые грузы.

Отвинчивание проводят так же, как и при встряхивании изнутри, т.е. слегка натянув и закрутив колонну влево. В некоторых районах переводник с боковым отверстием называют наклонным переводником.

### Химическое резание

Большое преимущество химического резания – ровный срез без вздутий разрезаемой трубы, без заусенцев и грата (рис. 5.17). Не требуется никакой обработки места среза, можно сразу спускать ловильный инструмент.



Рисунок 5.16 – Переводник с боковым отверстием

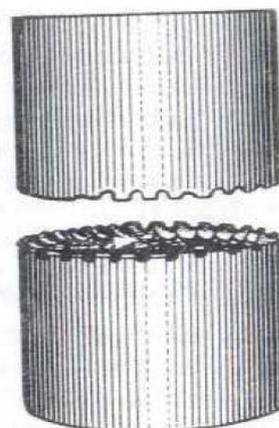
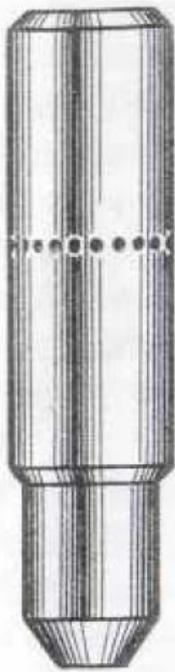


Рисунок 5.17 – Труба перерезанная химической трубрезкой



Химическая торпеда-труборезка (рис. 5.18) имеет продолговатый корпус с расположенными по кругу струйными насадками, предназначенными для выброса химических реагентов. В корпусе расположено устройство, обеспечивающее выброс разогретых химических реагентов. Устройство срабатывает по сигналу, передаваемому сверху по кабелю, и выталкивает реагенты (трехфтористый бром или другие фториды галогенов) в камеру-реактор, где они разогреваются и далее через насадки к внутренней поверхности отрезаемой трубы. Для предупреждения спутывания кабеля труборезка фиксируется неподвижно в трубе якорным узлом, срабатывающим при повышении давления.

Рисунок 5.18 – Химическая торпеда-труборезка

Химические труборезки эффективно работают только при заглублении под уровень жидкости не менее чем на 30 м. Жидкость должна быть чистой и не содержать наполнителей для борьбы с поглощениями.

Имеется опыт успешного применения химической труборезки при гидростатическом давлении 127,5 МПа и температуре +232 °С. В настоящее время существуют труборезки практически для всех размеров бурильных и насосно-компрессорных труб, а также для большинства из наиболее распространенных размеров обсадных труб.

#### **Кумулятивное резание**

Кумулятивная торпеда-труборезка спускается в скважину на кабеле и имеет заряд из пластического ВВ в форме видоизмененного параболоида, подбираемого и соответствия с типом и размером отрезаемых труб.

При кумулятивном резании труба в месте разреза раздувается и надо удалить раздутый участок, чтобы он не мешал при соединении овершотом или труболункой. Обычно для этого не требуется дополнительного спуско-подъема. Кольцевой фрезер с направляющей воронкой (или без воронки) спускают вместе с овершотом, срезают раздутый участок трубы и захватывают ее овершотом.

Кумулятивные труборезки часто применяют при ликвидации скважин, а также когда низкий уровень жидкости в скважине, высокая плотность ее или экономические факторы делают нецелесообразным применение химической труборезки. Однако следует, иметь в виду, что существует вероятность повреждения обсадной колонны, если она соприкасается с обрезаемой трубой в точке разреза.

Выпускаются кумулятивные труборезки практически для всех размеров НКТ, бурильных и обсадных труб. Такой же принцип действия и у специальных труборезок для УБТ.

**Механическое резание. Труборезы внутренние механические.** Отсоединить колонну труб можно также с помощью механической внутренней труборезки (рис. 5.19), спускаемой на трубах меньшего диаметра или на насосных штангах.

К этому методу прибегают, если по каким-то причинам невозможно или нецелесообразно применить труборезку, спускаемую на кабеле. С точки зрения экономики этот метод наименее желателен, так как связан с большими затратами времени.

**НАЗНАЧЕНИЕ:**

- предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

**КОНСТРУКЦИЯ:**

Труборез внутренний состоит из корпуса; трех резцов, установленных шарнирно в продольных пазах корпуса; клинового устройства подачи резцов с подшипником скольжения и пружиной для обеспечения легкой и плавной передачи усилий на резцы; трех плашек заякоривающего узла, перемещающихся по продольным наклонным пазам типа "ласточкин хвост" и обеспечивающих заякоривание трубореза в разрезаемой трубе на любой заданной глубине; штока корпуса; наконечника; блока фрикционных пружин или плашек с устройствами фиксации заякоривающего узла в транспортном положении.

**Труборезы наружные механические**

**НАЗНАЧЕНИЕ:**

Труборезы (рис.5.20) предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.



Рисунок 5.19 – Механическая внутренняя труборезка

Таблица 5.11

Характеристики наружных труборезов

Шифр типоразмера трубореза	РН-42	РН-50	РН-60	РН-73	РН-89
1. Условный диаметр разрезаемых труб, мм	33..42	48..50	60..63,5	60..73	73..89
2. Наружный диаметр корпуса, мм	78	91	110	120	136
3. Внутренний проходной диаметр, мм	59	69	86	96	110
4. Присоединительная резьба	ВНКТ60	ВНКТ73	ВНКТ89	ВНКТ102	ВНКТ114

Шифр типоразмера трубореза	РН-102	РН-114	РН-127	РН-140	РН-146
1. Условный диаметр разрезаемых труб, мм	89..102	102..114	114..127	127..140	140..146
2. Наружный диаметр корпуса, мм	150	180	190	206	232
3. Внутренний проходной диаметр, мм	123	149	158	174	192
4. Присоединительная резьба	ОБС140	ОБС168	ОБС178	ОБС194	ОБС219

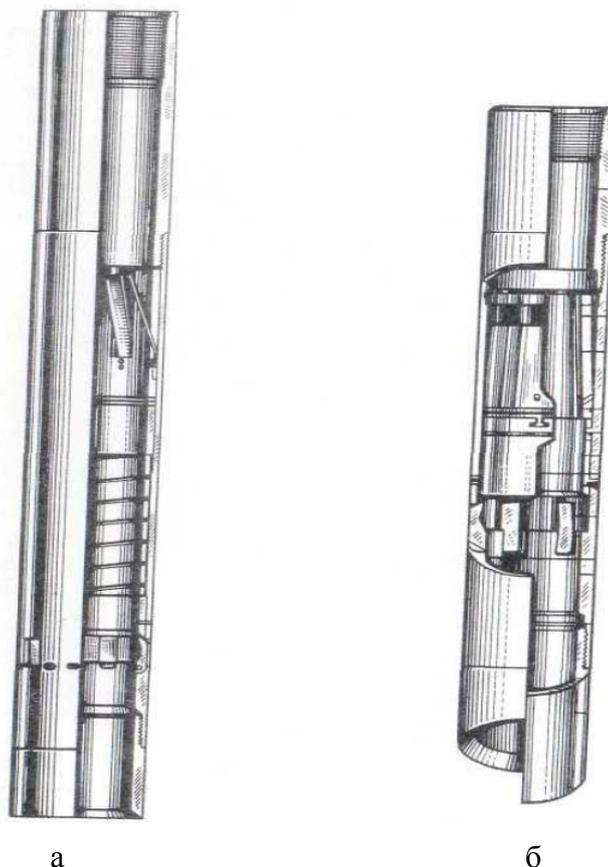


Рисунок 5.20 – Труборезы наружные механические:  
 а-наружная труборезка с пружинным захватом, упирающимся в муфту обрезаемой трубы;  
 б-наружная труборезка, оборудованная захватом с гидроприводом

## Фрезы

### Фрезеры кольцевые

#### НАЗНАЧЕНИЕ:

Фрезеры кольцевые (рис.5.21) предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов в кольцевом пространстве между стенкой скважины или обсадной колонной и элементами лифтовой или бурильной колонн при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

## Характеристики внутренних труборезов

<b>Шифр типоразмера трубореза</b>	<b>РВ-48</b>	<b>РВ-60</b>	<b>РВ-73</b>	<b>РВ-89</b>	<b>РВ-102</b>	<b>РВ-114</b>
1.Условный диаметр разрезаемых труб, мм	48	60	73	89	102	114
2.Наружный диаметр корпуса, мм	36	46	55	67	82	90
3.Присоединительная резьба	3-30	3-38	3-44	3-50	3-66	3-73
<b>Шифр типоразмера трубореза</b>	<b>РВ-127</b>	<b>РВ-140</b>	<b>РВ-146</b>	<b>РВ-168</b>	<b>РВ-178</b>	<b>РВ-194</b>
1.Условный диаметр разрезаемых труб, мм	127	140	146	168	178	194
2.Наружный диаметр корпуса, мм	102	110	117	133	143	159
3.Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-101	3-108	3-117	3-117
<b>Шифр типоразмера трубореза</b>	<b>РВ-219</b>	<b>РВ-245</b>	<b>РВ-273</b>	<b>РВ-299</b>		
1.Условный диаметр разрезаемых труб, мм	219	245	273	299		
2.Наружный диаметр корпуса, мм	188	210	241	266		
3.Присоединительная резьба	3-147	3-147	3-147	3-147		

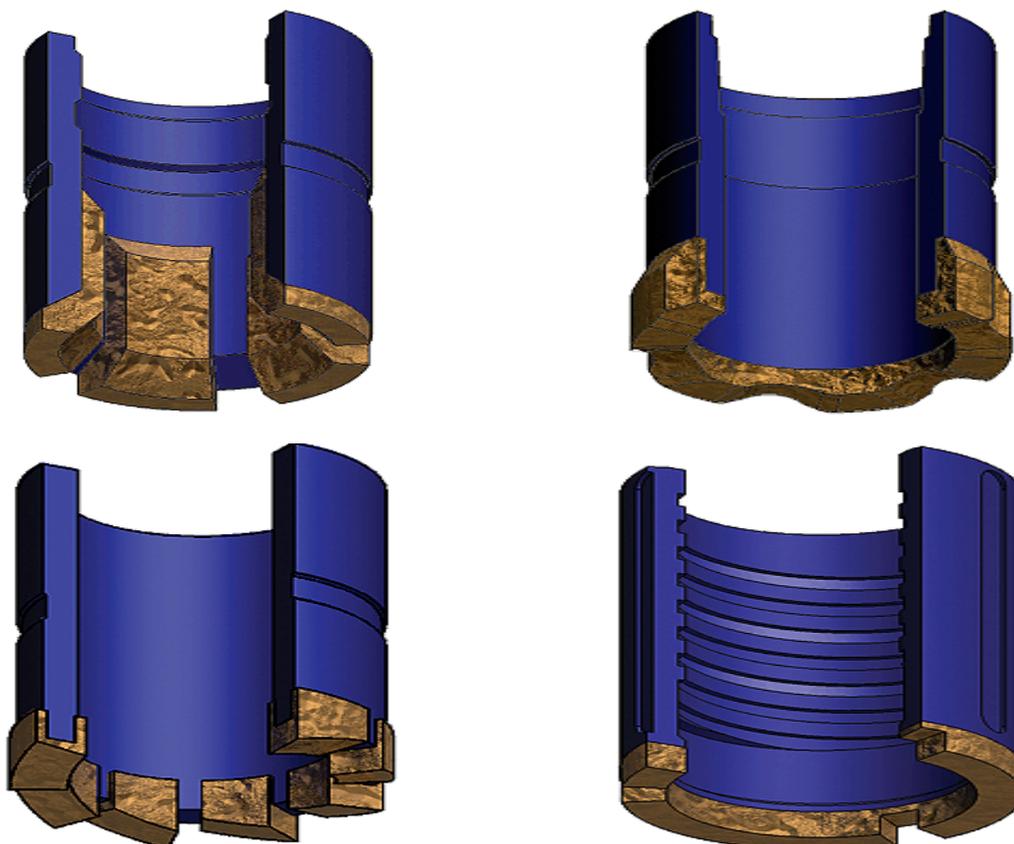


Рисунок 5.21 – Фрезы кольцевые

#### КОНСТРУКЦИЯ:

Фрезер состоит из трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. Фрезеры кольцевые изготавливаются с различными вариантами исполнения.

#### **Фрезеры конусные**

Фрезеры конусные предназначены для:

- снятия неровностей и кусочков металла с внутренней поверхности трубных колонн;
- очистки окна в обсадной колонне;
- образованию фаски по внутреннему диаметру труб;
- проработки труб имеющих эллипсность, для восстановления внутреннего диаметра;
- расфрезеровывания смятых труб при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах. Технические характеристики конусных фрез представлены в табл. 4.4

Таблица 5.13

## Характеристики кольцевых фрезеров

Наружные диаметры фрезеров	Внутренние диаметры фрезеров	Шифры типоразмеров фрезеров			
		Тип верх. части -11Ф тип торца напайки -1 тип бок. поверхн. - А тип сред. ч. корп. - гл.	Тип верх. части -12Ф тип торца напайки - 2 тип бок. поверхн. - Б тип сред. ч. корп. - гл.	Тип верх. части -13Ф тип торца напайки -1 тип бок. поверхн. - А тип сред. ч. корп. - гл.	Тип верх. части -11Ф тип торца напайки -1 тип бок. поверхн. - А тип сред. ч. корп. - КК
114,3	95	11Ф1А 114-95	12Ф2Б 114-95	13Ф1А 114-95	11Ф1АК 114-95
120,6	100	11Ф1А 120-100	12Ф2Б 120-100	13Ф1А 120-100	11Ф1АК 120-100
127	106	11Ф1А 127-106	12Ф2Б 127-106	13Ф1А 127-106	11Ф1АК 127-106
132,1	110	-	12Ф2Б 132-110	13Ф1А 132-110	-
133,4	115	-	12Ф2Б 133-115	13Ф1А 133-115	-
136,5	117	11Ф1А 136-117	-	-	11Ф1АК 136-117
139,7	117	11Ф1А 140-117	-	-	11Ф1АК 140-117
141,3	120	-	12Ф2Б 141-120	13Ф1А 141-120	
146	124	11Ф1А 146-124	12Ф2Б 146-124	13Ф1А 146-124	11Ф1АК 146-124
153,7	130	11Ф1А 154-130	-	-	11Ф1АК 154-130
168,3	144	11Ф1А 168-144	12Ф2Б 168-144	168-144	11Ф1АК 168-144

## КОНСТРУКЦИЯ:

Фрезеры конусные в отличие от торцевых имеют нижний торец, выполненный в форме конуса. Режуще-истирающие элементы напаяны на коническую поверхность в виде полос, сходящихся у вершины. Циркуляция промывочной жидкости осуществляется через наклонные отверстия, выполнение в средней части корпуса, и боковые каналы.

Фрезеры торцевые изготавливаются в двух исполнениях, отличающихся углом конуса:

- тип 5Ф – угол 30 градусов;
- тип 10Ф – угол 60 градусов.

Таблица 5.14

Характеристики конусных фрезеров

Наружные диаметры фрезеров	Присоединительная резьба	Шифры типоразмеров фрезеров	
		5Ф	10Ф
111,1	3-76	5Ф-111	10Ф-111
114,3	3-76	5Ф-114	10Ф-114
117,5	3-76	5Ф-117	10Ф-117
120,7	3-76	5Ф-121	10Ф-121
123,8	3-76	5Ф-124	10Ф-124
127	3-76	5Ф-127	10Ф-127
130,2	3-76	5Ф-130	10Ф-130
133,4	3-76	5Ф-133	10Ф-133
136,5	3-76	5Ф-136	10Ф-136
139,7	3-76	5Ф-140	10Ф-140
142,9	3-88	5Ф-143	10Ф-143
146,1	3-88	5Ф-146	10Ф-146
149,2	3-88	5Ф-149	10Ф-149
152,4	3-88	5Ф-152	10Ф-152
155,6	3-88	5Ф-156	10Ф-156
158,8	3-88	5Ф-159	10Ф-159
161,9	3-88	5Ф-162	10Ф-162

### Фрезеры торцовые

Фрезеры торцевые (рис. 5.22) предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов по всему сечению скважины при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

#### КОНСТРУКЦИЯ:

Фрезер состоит из корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. В верхней части корпуса выполнена присоединительная резьба, в средней стабилизирующие выступы, а в нижнем торце боковой поверхности - отверстия и соответствующие каналы, обеспечивающие эффективное охлаждение и интенсивную промывку для выноса стружки. Боковая поверхность напайки отшлифована заподлицо с наружным диаметром корпуса. Технические характеристики торцевых фрезеров представлены в табл. 5.15



Рисунок 5.22 – Фрез торцевой

Таблица 5.15

Характеристики торцевых фрезеров

Наружные диаметры фрезеров	Присоединительная резьба	Шифры типоразмеров фрезеров				
		1Ф	3Ф	6Ф	8Ф	9Ф
1	2	3	4	5	6	7
165,1	3-88	1Ф-165	3Ф-165	6Ф-165	8Ф-165	9Ф-165
168,3	3-121	1Ф-168	3Ф-168	6Ф-168	8Ф-168	9Ф-168
171,5	3-121	1Ф-171	3Ф-171	6Ф-171	8Ф-171	9Ф-171
174,6	3-121	1Ф-175	3Ф-175	6Ф-175	8Ф-175	9Ф-175
177,8	3-121	1Ф-178	3Ф-178	6Ф-178	8Ф-178	9Ф-178
181	3-121	1Ф-181	3Ф-181	6Ф-181	8Ф-181	9Ф-181
184,2	3-121	1Ф-184	3Ф-184	6Ф-184	8Ф-184	9Ф-184
187,3	3-121	1Ф-187	3Ф-187	6Ф-187	8Ф-187	9Ф-187
190,5	3-121	1Ф-191	3Ф-191	6Ф-191	8Ф-191	9Ф-191
193,7	3-121	1Ф-194	3Ф-194	6Ф-194	8Ф-194	9Ф-194
196,9	3-121	1Ф-197	3Ф-197	6Ф-197	8Ф-197	9Ф-197

1	2	3	4	5	6	7
200	3-121	1Ф-200	3Ф-200	6Ф-200	8Ф-200	9Ф-200
203,2	3-121	1Ф-203	3Ф-203	6Ф-203	8Ф-203	9Ф-203
206,4	3-121	1Ф-206	3Ф-206	6Ф-206	8Ф-206	9Ф-206
209,6	3-121	1Ф-210	3Ф-210	6Ф-210	8Ф-210	9Ф-210
212,7	3-147	1Ф-213	3Ф-213	6Ф-213	8Ф-213	9Ф-213
215,9	3-147	1Ф-216	3Ф-216	6Ф-216	8Ф-216	9Ф-216

### 5.3 Ловильный инструмент

#### Классификация ловильного оборудования

Ловильные инструменты или механизмы предназначены для ловли аварийных объектов путем захвата их за внутреннюю или наружную поверхность.

#### По устройству ловильные инструменты подразделяются на

- неосвобождающегося типа;
- освобождающегося типа, которые в свою очередь делятся на:
  - гидравлические,
  - механические,
  - ударно-механические
  - комбинированные.

Ловильные инструменты каждой из указанных групп, в свою очередь, подразделяются на инструменты или механизмы, применяемые для ловли аварийного объекта (труба, штанга, насос, забойный двигатель и т. д.) за место обрыва или значительно ниже его. Последние принято называть универсальными или глубинными.

#### По типу захватного механизма ловильные инструменты подразделяются на:

- якорные (крючки-удочки различной конструкции, двурога удочка, вилка, штопоры, ерши и т. д.);
- нарезные (метчики универсальные и специальные, колокола несквозные и сквозные);
- пружинные (овершоты различной конструкции);
- шарнирно-зажимные (клапаны с шарнирно-откидными защелками);
- плашечно-клиновые (внутренние и наружные труболочки комбинированные устройства, штанговые ловители, снабжение плашками);
- магнитные (магнитные ловители);
- грейферные (фрезер-паук или пауки различной конструкции);
- гидроструйные (эжекторные ловители, предназначенные для извлечения мелких металлических предметов, осколков и т.д.)

Из ловильного инструмента наиболее широко применяют освобождающиеся инструменты с плашечно-клиновидными и резьбо-нарезными захватывающими устройствами. При использовании инструментов с плашечно-клиновидным захватным механизмом необходимо правильно выбрать растягивающие усилия для обеспечения надежного сцепления плашек с поверхностью тела трубы с целью успешного ее отвинчивания (табл. 5.16).

При отвинчивании аварийных НКТ с усилиями меньшими, чем указаны в табл. 5.16, может произойти скольжение плашек труболочки, и процесс отвинчивания труб окажется безуспешным.

Таблица 5.16

Оптимальные растягивающие нагрузки на ловильный инструмент

Показатель	Условный диаметр НКТ, мм					
	48	60	73	89	102	114
Оптимальная растягивающая нагрузка на ловильный инструмент, кН	15-20	20-30	50-60	70-80	100	100-120

В случае невозможности отвинчивания аварийных труб ловильный инструмент необходимо освободить. Освобождение осуществляется резким его спуском (страгиванием), в результате чего плашки утопляются в корпус, а затем фиксируются в указанном положении. Из заклиненного состояния плашки выводятся путем создания нагрузки за счет части веса буровой колонны (страгивающей нагрузки  $P_{стр}$ ) на ловильный инструмент.

Соотношение страгивающей  $P_{стр}$  и растягивающей  $P_{раст}$  нагрузок характеризуется коэффициентом освобождения ловильного инструмента, определяемого по формуле:

$$m = \frac{P_{стр}}{P_{раст}} < 1 \quad (5.11)$$

При ловильных работах с применением освобождающихся труболочек с плашечно-клиновидными захватом необходимо учитывать коэффициент освобождения применяемого инструмента для определения максимально допускаемого растягивающего усилия, передаваемого непосредственно на ловильный инструмент. При этом допускаемая растягивающая нагрузка, определяемая по коэффициенту  $m$ , не должна превышать допускаемую на ловильный инструмент.

Учитывая возможные погрешности при определении величины и соотношения страгивающих (сжимающих) и растягивающих нагрузок при ловильных работах, а также во избежание неосвобождения ловильного инструмента от захвата рекомендованное значение  $m = 0,25$ .

Исследованиями установлено, что в наклонных скважинах сложного профиля на преодоление сил трения приходится до 40 % от общей нагрузки на крюке талевого системы. Поэтому в процессе ловильных работ необходимо сначала холостым расхаживанием буровой ко-

лонны определить силу трения и затем учесть ее значение при создании нагрузки в процессе отвинчивания аварийных труб и в целом при освобождении ловильного инструмента от захвата.

Максимально допускаемая растягивающая нагрузка на ловильный инструмент определяется согласно формуле (5.11):

$$P_{\text{раст}} = \frac{P_{\text{стр}}}{m} \quad (5.12)$$

где  $P_{\text{стр}}$  – растягивающая нагрузка, равна:

$$G_{\text{ок}} = H \cdot q \quad (5.13)$$

где  $H$  – глубина спуска ловильного оборудования, м;

$m$  – коэффициент освобождения;

$q$  – вес 1 м буровых труб с учетом замковых соединений, Н.

### Овершоты

Овершоты — основной захватывающий снаружи инструмент и возможно самый распространенный из всех ловильных инструментов. Поскольку принцип заклинивания цельного или составного захвата в конической полости, имеющей спиральную (винтовую) проточку, используется почти во всех случаях, то именно такая конструкция и будет описана.

#### Овершоты освобождающиеся типа ОВ и ОВТ

##### НАЗНАЧЕНИЕ:

Овершоты (рис. 5.23) предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

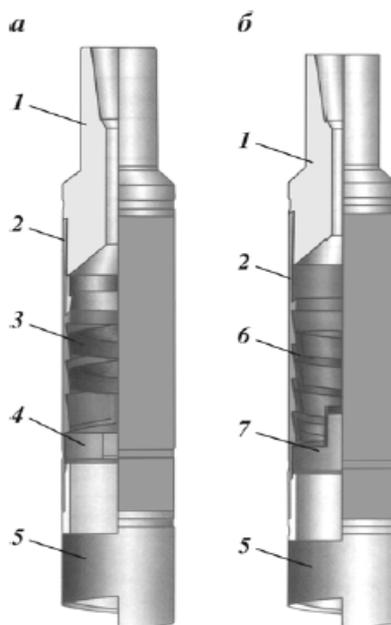


Рисунок 5.23 – Овершоты освобождающиеся: а – типа ОВ; б – типа ОВТ;  
1 – переводник; 2 – корпус; 3 - захват спиральный; 4 – направляющая спирального захвата;  
5 – воронка направляющая; 6 – захват цанговый; 7 – направляющая цангового захвата

## КОНСТРУКЦИЯ:

Овершот состоит из корпуса, направляющей воронки, переводника и набора сменных элементов, включающих ряд спиральных и цанговых захватов, и направляющие, соответственно, спирального и цангового захватов.

При извлечении колонн, верхняя часть которых (голова) имеет максимальный для применяемого типоразмера овершота диаметр, используются спиральные захваты, в остальных случаях цанговые. Цанговые захваты могут применяться с фрезерующими направляющими, позволяющими производить очистку захватываемого объекта от засенцев и различных отложений. Процесс захвата осуществляется овершотом за счёт наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и, взаимодействующей с ней, наружной поверхности цангового или спирального захватов.

При необходимости герметизации соединения «овершот-извлекаемая колонна» предусмотрена возможность установки уплотнительных манжетных пакеров: типа «А» - при установке спирального захвата или типа «Р» и кольца - при установке цангового захвата. Типоразмеры фрезерующей направляющей и пакеров должны соответствовать типоразмеру применяемого захвата.

Овершоты дополнительно могут комплектоваться:

- удлинителями, устанавливаемыми между корпусом и переводником для захвата аварийной колонны значительно ниже верхнего торца;
- направляющими воронками увеличенного диаметра, применяемыми при ловильных работах в скважинах или колоннах, внутренний диаметр которых значительно больше наружного диаметра овершота.

Технические характеристики овершотов типа ОВ и ОВТ представлены в таблице 5.17

**Укороченный или короткозахватный овершот.** Короткозахватные овершоты (рис. 5.24) выпускаются в ограниченном ассортименте и предназначены для случаев, когда участок трубы, пригодный для захвата, слишком короткий, чтобы поймать его обычным овершотом. У короткозахватных овершотов насечка на захвате начинается обычно на расстоянии 25 мм от нижнего торца корпуса.

При нащупывании овершотом "головы" аварийной колонны рекомендуется проворачивать ловильную колонну вправо при небольших нагрузках. При этом можно включить насос, чтобы промыть скважину и "голову" аварийной колонны при зафиксировать момент вхождения ее в овершот по увеличению давления на выкиде насоса, после чего насос следует остановить так как встречный поток жидкости может затруднить вхождение аварийной «головы» в овершот. Нельзя резко сажать овершот на "голову" трубы.

Таблица 5.17

## Характеристики овершотов типа ОВ и ОВТ

<b>Шифр типоразмера овершота</b>	<b>ОВ114</b>	<b>ОВТ114</b>	<b>ОВ118</b>	<b>ОВТ118</b>	<b>ОВ119</b>	<b>ОВТ119</b>	<b>ОВ122</b>	<b>ОВТ122</b>	<b>ОВ124</b>	<b>ОВТ124</b>	<b>ОВ130</b>	<b>ОВТ130</b>
1. Наружный диаметр овершота, мм	114,6	114,6	117,6	117,6	119,5	119,5	122,2	122,2	124,1	124,1	130,4	130,4
2. Грузоподъемность, кН	960	1640	1080	1700	1030	1500	1210	1780	1060	1730	1110	2160
3. Максимальное значение номинального размера, мм												
<i>а) спирального захвата</i>	92,9	85,7	95,2	88,9	96,8	92,1	98,4	92,9	101,6	95,2	108	101,6
<i>б) цангового захвата</i>	82,5	76,2	85,7	79,4	85,7	82,5	88,9	82,5	92,1	85,7	98,4	92,1
4. Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76
<b>Шифр типоразмера овершота</b>	<b>ОВ140</b>	<b>ОВТ140</b>	<b>ОВ146</b>	<b>ОВТ146</b>	<b>ОВ156</b>	<b>ОВТ156</b>	<b>ОВ168</b>	<b>ОВТ168</b>	<b>ОВ175</b>	<b>ОВТ175</b>	<b>ОВ188</b>	<b>ОВТ188</b>
1. Наружный диаметр овершота, мм	140	140	146,2	146,2	156	156	168,6	168,6	175	175	187,6	187,6
2. Грузоподъемность, кН	1210	1970	1300	2000	1760	2200	2120	3000	2450	3250	2240	3620
3. Максимальное значение номинального размера, мм												
<i>а) спирального захвата</i>	117,5	111,1	122,2	117,5	130,2	122,2	141,3	130,2	146,1	136,5	158,8	146,1
<i>б) цангового захвата</i>	101,6	95,2	104,8	98,4	111,1	104,8	123,8	111,1	127	117,5	141,3	127
4. Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88	3-133	3-133	3-133	3-133
<b>Шифр типоразмера овершота</b>	<b>ОВ194</b>	<b>ОВТ194</b>	<b>ОВ206</b>	<b>ОВТ206</b>	<b>ОВ220</b>	<b>ОВТ220</b>						
1. Наружный диаметр овершота, мм	194	194	206,4	206,4	219,6	219,6						
2. Грузоподъемность, кН	2500	3800	2900	4500	3200	5000						
3. Максимальное значение номинального размера, мм												
<i>а) спирального захвата</i>	165,1	152,4	177,8	165,1	190,5	177,8						
<i>б) цангового захвата</i>	146,1	133,4	158,8	146,1	174,6	158,8						
4. Присоединительная резьба	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147						

Таблица 5.18

## Характеристики овершотов типа ОК и ОКТ

Шифр типоразмера овершота	ОК59	ОКТ59	ОК92	ОКТ92	ОК95	ОКТ95	ОК105	ОКТ105	ОК111	ОКТ111	ОК118	ОКТ118
1. Наружный диаметр овершота, мм	58,7	58,7	92,1	92,1	95,2	95,2	104,8	104,5	111,5	111,5	117,5	117,5
2. Грузоподъемность, кН	450	650	750	950	800	1100	900	1200	950	1130	1000	1400
3. Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	28,5	25	60,3	57,1	65,9	60,3	73	69,8	81	73	85,7	79,4
4. Присоединительная резьба	3-44	3-44	3-73	3-73	3-73	3-73	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76
Шифр типоразмера овершота	ОК119	ОКТ119	ОК122	ОКТ122	ОК124	ОКТ124	ОК130	ОКТ130	ОК-140	ОКТ140	ОК143	ОКТ143
1. Наружный диаметр овершота, мм	119,5	119,5	122,2	122,2	123,8	123,8	130,5	130,5	140	140	143	143
2. Грузоподъемность, кН	960	1400	1100	1600	1000	1600	1000	1900	1000	2000	1100	2000
3. Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	88,9	92,6	88,9	85,7	92,1	85,7	96,8	85,7	106,8	95,2	109	103,3
4. Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-88	3-88

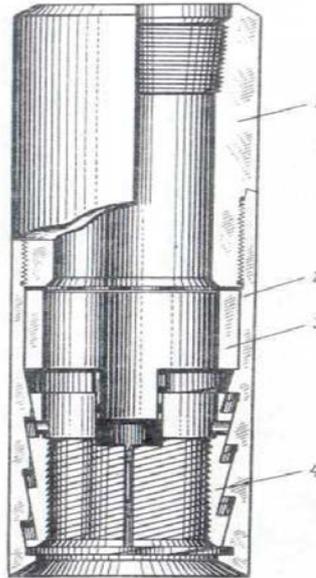


Рисунок 5.24 – Укороченный или короткозахватный овершот:  
1-верхний переводник; 2-корпус; 3-ограничительное кольцо; 4-плащечный захват

### Определение числа оборотов бурильной колонны при ловильных работах.

Допустимое безопасное число оборотов бурильной колонны определяется по формуле:

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{L}{D} \cdot \sqrt{\left(\frac{\sigma_m}{K}\right)^2 - \sigma_p^2} \quad (5.14)$$

где  $L$  – длина колонны спускаемых ловильных технологических труб, м;

$D$  – наружный диаметр ловильных технологических труб, м;

$K$  – коэффициент запаса прочности ( $K=1,5$ );

$\sigma_p$  – напряжение растяжения, МПа.

$$\sigma_p = \frac{Q_{дон}}{F} \quad (5.15)$$

где  $Q_{дон}$  – допустимое натяжение бурильной колонны, МН (по формуле 5.10);

$F$  – площадь поперечного сечения тела технологической трубы, м<sup>2</sup>.

При попытках извлечь прихваченные трубы захват овершота заклинивается между трубой и корпусом овершота. Поэтому чтобы отсоединить овершот от прихваченной трубы, необходимо преодолеть силы трения на контакте конических поверхностей захвата и корпуса. Чаще всего это достигается сбиванием корпуса вниз расположенной над ним колонной. Для этого используют также механический яс, включаемый в колонну непосредственно над овершотом. Перед началом сбивания овершота вниз необходимо убедиться, что гидравлический яс, который тоже часто включают в ловильную колонну, находится в закрытом положении, иначе можно повредить уплотнения этого яса.

После сбивания вниз овершот проворачивают вправо с небольшим натяжением, превышающим вес ловильной колонны. Таким образом захват выводится из зацепления с трубой и можно приступать к подъему овершота. Если через овершот пропущен значительный отрезок трубы, то при подъеме может возникнуть необходимость несколько раз повторять процедуру сбивания и освобождения овершота.

### Овершот с боковым окном

Овершот с боковым окном (рис. 5.25) применяется для ликвидации аварий связанных со спуском в скважину инструментов на кабеле или канате.

Данный овершот, имеет боковое окно в корпусе для пропуска кабеля. Нижняя часть окна переходит в продольный разъем, благодаря чему нижнюю часть корпуса 2 можно разобрать на две части и в таком виде надеть овершот на кабель сбоку, заправив кабель внутрь захвата 3 овершота. После этого отсоединенная часть корпуса крепится на прежнее место, и овершот готов к спуску в скважину по кабелю.

Спускают его на бурильных или насосно-компрессорных трубах и захватывают прихваченный инструмент за ловильную проточку или за корпус.

Преимущества этого овершота – отсутствие необходимости резать кабель и меньшие затраты времени на спуско-подъемные операции. При заправке кабеля в захват необходимо принять меры, чтобы его не заклинило и не обрвало кромками захвата. Поскольку кабель находится за трубами, надо по возможности избегать проворота трубы, чтобы не намотать на них кабель.

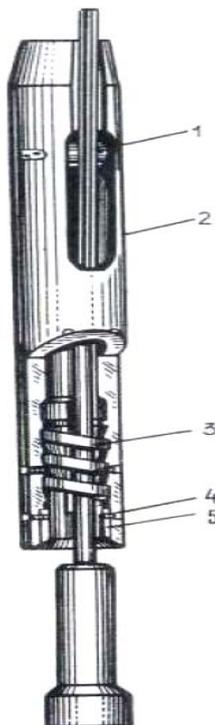
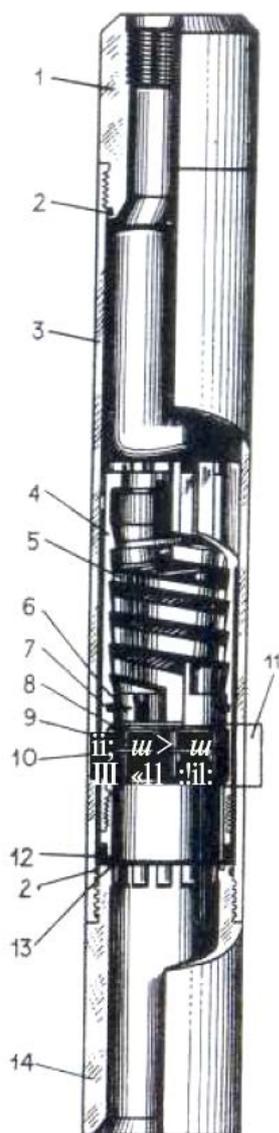


Рисунок 5.25 – Овершот с боковым окном:  
1-ролик; 2-корпус; 3-захват; 4-винт ограничительного кольца;  
5-ограничительное кольцо захвата

Овершот с боковым окном не применяют для ликвидации аварий в глубоких скважинах с открытым стволом, по причине возможности прихвата кабеля вследствие перепада давления.

### Ремонтный овершот

Ремонтный овершот позволяющий прокачать цементный раствор за обсадную колонну применяется при ликвидации негерметичности обсадных колонн, методом замены части обсадной колонны.



Эта работа включает следующие операции. Определяют нижнюю границу негерметичности или зоны повреждения обсадных труб, для чего спускают соответствующие инструменты. Затем механической трубобрезкой, спущенной на буровых или насосно-компрессорных трубах, отрезают обсадную колонну ниже этой зоны. Ремонтный овершот спускают на новых обсадных трубах и соединяют его с оставшимися в скважине трубами по правилам, принятым при работе с овершотом: осторожно накрывают "голову" труб с поворотом вправо. После того как захват вошел в зацепление с трубой и пакер герметизировал пространство между трубой и корпусом овершота, обсадную колонну натягивают до расчетной нагрузки и сажают в подвеску колонной головки.

Ремонтные овершоты бывают различных конструкций. Для уплотнений в основном используют свинец и неопрен. Неопреновые уплотнения рассчитаны на более высокие перепады давления, а свинцовые считают более устойчивыми против коррозии. Различие в конструкциях определяется различными условиями применения ремонтных овершотов. Одна из конструкций, приведенная на рис. 5.26, позволяет закачать и продавить за трубы цементный раствор, а потом при помощи пакера загерметизировать пространство между корпусом овершота и "головой" нижней секции обсадных труб.

Рисунок 5.26 – Ремонтный овершот, позволяющий прокачать цементный раствор за обсадную колонну:

- 1-верхний переводник; 2-уплотнение корпуса; 3-корпус; 4-кожух захвата; 5-захват;
- 6-ограничительное кольцо захвата; 7-винт ограничительного кольца;
- 8-торцовое кольцо пакера; 9-свинцовое уплотнение пакера; 10-среднее кольцо пакера;
- 11-узел пакера; 12-хвостовик кожуха захвата; 13-свинцовое уплотнение;
- 14-направляющая воронка

## Наружные труболовки

Труболовки наружные (овершоты) предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов колонн бурильных, осадных и насосно-компрессорных при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловимых труб применяют труболовки без центрирующих приспособлений, а в скважинах со значительными зазорами – с центрирующими приспособлениями (например, с вырезом или направлением с воронкой для внутренних труболоек или только с воронкой для наружных).

Ловители труб и труболовки наружные выпускаются типов ЛТН, ОВ, ОК, ОВТ, ОКТ, ТЛ1, ТМО, ТМОм, ТН, ТНОС, ТНС

**Наружные освобождающиеся торцевые труболовки 1ТНО-89-168 и 1ТНМ 73-146** предназначены для извлечения целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм за наружную поверхность муфты или за наружную поверхность верхнего (безмуфтового) конца колонны 89-мм колонны труб или по частям в эксплуатационных колоннах диаметром 168 мм и более.

Труболовка (рис. 5.27) состоит из механизмов захвата и освобождения, а также входящих в общую сборку деталей.

Механизм захвата состоит из корпуса труболовки, четырех плашек, плашко-держателей, специального переводника и других деталей.

Механизм освобождения состоит из упорного винта, гайки-фиксатора, специального упора и других деталей.

После ввода аварийных труб в труболовку для их захвата дают натяжку инструменту. В это время плашки, скользя по наклонным поверхностям пазов корпуса вниз, своими зубьями врезаются в тело трубы или муфты.

Труболовку освобождают от захватного механизма, если не удастся извлечь колонну аварийных труб целиком или по частям. Процесс освобождения данной труболовки аналогичен предыдущим, но имеет некоторые особенности.

Для фиксации плашек в освобожденном положении, не поднимая инструмент, вращают его с труболовкой против часовой стрелки примерно на 20 оборотов. При этом корпус и связанные с ним плашкодержатель, плашки, гайка-фиксатор, переводник, упор и воронка будут вращаться относительно неподвижных аварийных труб и упорного винта. Неподвижность упорного винта обеспечивается за счет врезания в торец ловимых труб зубьев, сделанных на нижнем торце упорного винта, под действием части массы инструмента, передаваемой упорному винту через его верхний торец и нижний торец упора.

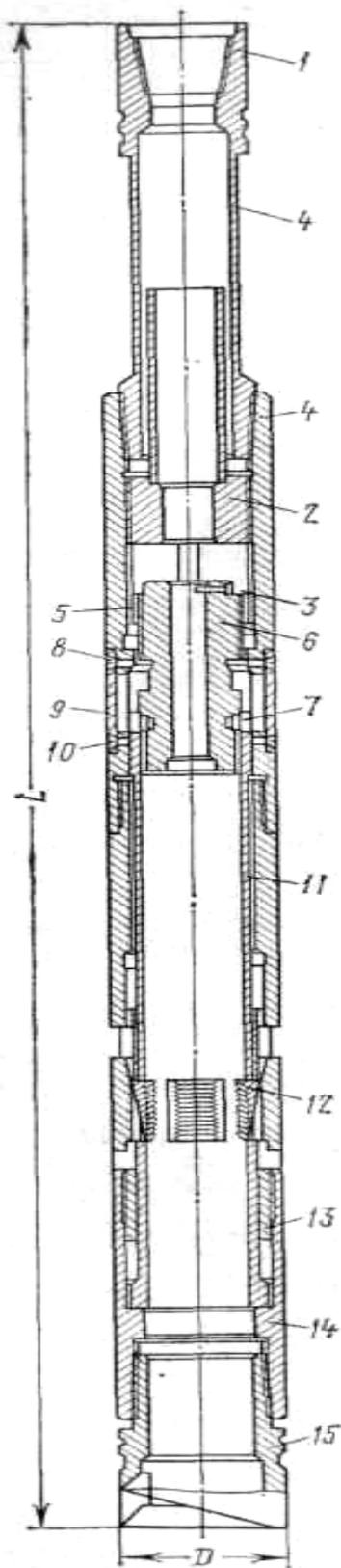


Рисунок 5.27 – Наружная торцевая труболовка 1ТНО-89-168:  
 1-переводник; 2-упор; 3-винт-ограничитель; 4-корпус; 5-гайка-фиксатор;  
 6-упорный винт; 7-специальный винт; 8, 10-винты; 9-планка;  
 11-плашкодержатель; 12-плашка; 13-стопорный винт; 14-переводник; 15-воронка

Таблица 5.19

## Технические характеристики наружных труболовок

Шифр труболовки	Объект ловли	Пространство ловли	Грузоподъемность, т	Размеры					Масса		
	НКТ усл. диаметра, мм	Внутри эксплуатац.-х колонн усл. диаметра, мм		Наибольший наружный диаметр D			Длина L		Труболовки	С центрирующей воронкой	
				Труболовки	Центрирующей воронки		С центрирующей воронкой			min	max
					min	max	min	max			
1 ТНМ 73-146	(гладкие за тело трубы) 73; (гладкие за тело и муфту трубы) 60	146-273	40	116	116	242	1645	1762	76,0	81,0	99,5
1 ТНО 89-168	(гладкие за тело трубы) 89; (гладкие за тело и муфту трубы) 73	168-273	40	136	138	242	1903	2050	122,2	127,4	137,0

Таблица 5.20

## Технические характеристики наружных труболовок типа ТНС

Показатель	ТНС 60-120	ТНС 73-140	ТНС 89-159	ТНС 102-165	ТНС 114-190	ТНС 127-216	ТНС 140-216	ТНС 147-216	ТНС 165-295
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89	102	114	127	140	146; 147	168
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	56-62	69-74	85-91	95-105	110-118	123-131	136-140	142-150	163-171
Минимальный диаметр скважины при работе с труболовкой, мм	120,6	139,7	158,7	165,1	190,5	215,9	215,9	215,9	295,3
Грузоподъемность, тс	100	110	130	140	200	270	300	270	390
Присоединительная резьба по ГОСТ 5296-75	3-66	3-76	3-86	3-108	3-121	3-133	3-147	3-147	3-147
Габаритные размеры, мм: диаметр длина с переводником	108 1563	120 1569	140 1764	145 1820	170 1820	196 1840	196 1840	200 1840	245 1840
Масса, кг	54	74	111	122	144	152	151	153	255
Максимальный перепад давления промывочной жидкости составляет 15 МПа, а максимальная температура рабочей среды – 150 °С									

В процессе вращения гайка-фиксатор перемещается вниз до тех пор, пока полностью не выйдет из зацепления с упорным винтом и не станет в крайнем нижнем положении. Гайка-фиксатор, выйдя из зацепления с упорным винтом, своим нижним торцом и выступами упирается в заплечик корпуса, а верхним — удерживает винт (и связанные с ним плашкодержатель и плашки) в крайнем верхнем положении, не препятствуя при этом дальнейшему вращению корпуса и связанных с ним деталей относительно неподвижных аварийных труб и упорного винта. Зафиксировав плашки и плашкодержатель указанным способом, можно поднимать освобожденную труболовку.

**Труболовка наружная освобождающая типа ТНОС** (рис. 5.28) изготавливается с резьбами правой и левой. С ее помощью извлекают колонну труб целиком, так и частями после ее отвинчивания.

### **Техническая характеристика труболоек типа ТНОС**

Диапазон захватываемых труб, мм.....	60 – 95
Условный диаметр захватываемых труб, мм:	
бурильных труб по ГОСТ 631-75.....	60; 73; 89
муфты труб.....	73
насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80.....	60; 73; 89
муфты труб.....	60; 73
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм.....	146 и более
Номинальная осевая нагрузка, кН.....	1100
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75.....	3-76
Масса, кг.....	21

### **Освобождающиеся внутренние труболочки**

Внутренние труболочки часто применяются для извлечения хвостовиков, оборвавшихся или прихваченных обсадных труб, любых других труб, "голова" которых в оборванном месте увеличилась в диаметре вследствие использования ВВ, усталостного разрушения или продольных трещин. Благодаря небольшому диаметру проходного канала внутренние труболочки имеют повышенную прочность.

Чтобы освободить труболочку, ее надо повернуть вправо. Если из-за сильного заклинивания захвата это не удастся сделать, то можно прибегнуть к сбиванию корпуса вниз, для чего обычно над труболочкой помещают механический яс. Чтобы не повредить уплотнения гидравлического яса, перед началом сбивания труболочки надо убедиться, что гидравлический яс находится в закрытом положении.

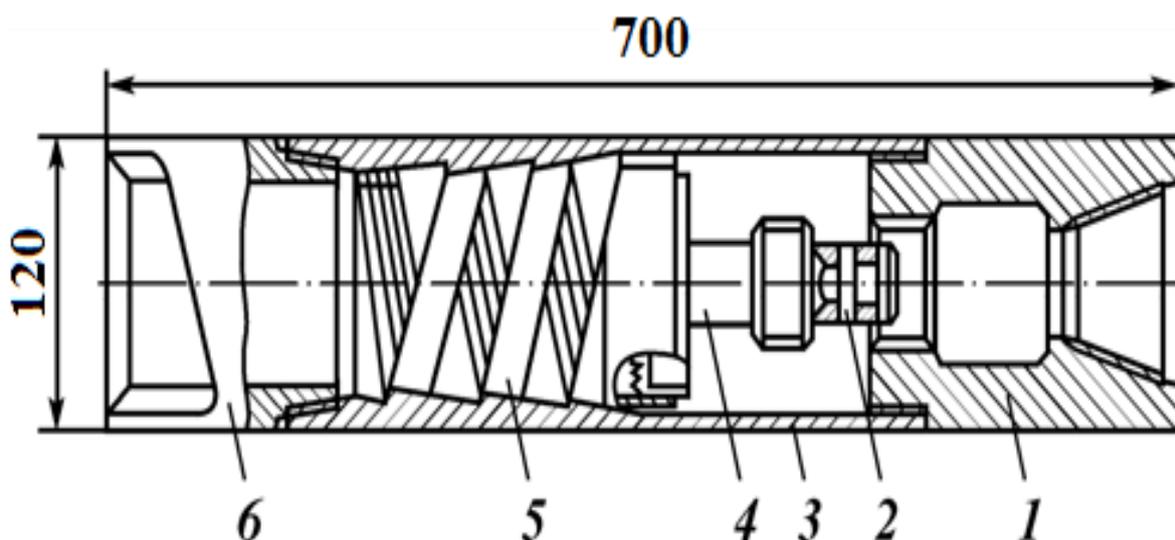


Рисунок 5.28 – Труболовка наружная освобождающая типа ТНОС:  
 1- переводник; 2-винт; 3- корпус; 4-шток;  
 5-захватывающая спираль;6-воронка направляющая

Отечественной промышленностью выпускаются внутренние освобождающиеся труболовки под шифрами: Т, ТВ, ЛТВ, ЛТВ-УБТ, ТВМ, ТВО, ТВОП, ТВР, ТВС, ТН, ТО, ТП, ВТ и ВТК.

**Труболовки типов Т, ТВ, ЛТВ** предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колон при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Труболовка типа Т (рис. 5.29) состоит из корпуса, цанги, наконечника и расцепного кольца. Процесс захвата труболовкой осуществляется за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на наружной поверхности корпуса и, взаимодействующей с ней, внутренней поверхности цанги.

Корпус труболовки имеет два варианта исполнения: гладкий – применяется с удлинителем и переводником, и выполненный заодно с переводником.

Основные параметры освобождающейся внутренней труболовки типа Т, ТВ и ЛТВ представлены в таблице 5.21-5.24 и на рис. 5.30.

**Ловители типа ЛТВ-УБТ** для захвата и удержания утяжеленных буровых труб за внутреннюю поверхность и извлечения их на поверхность.

Конструкция ловителей обеспечивает освобождение от аварийного объекта при невозможности извлечения его из скважины, а так же циркуляцию промывочной жидкости при проведении работ по ликвидации аварии. Основные параметры представлены в таблице 5.22.

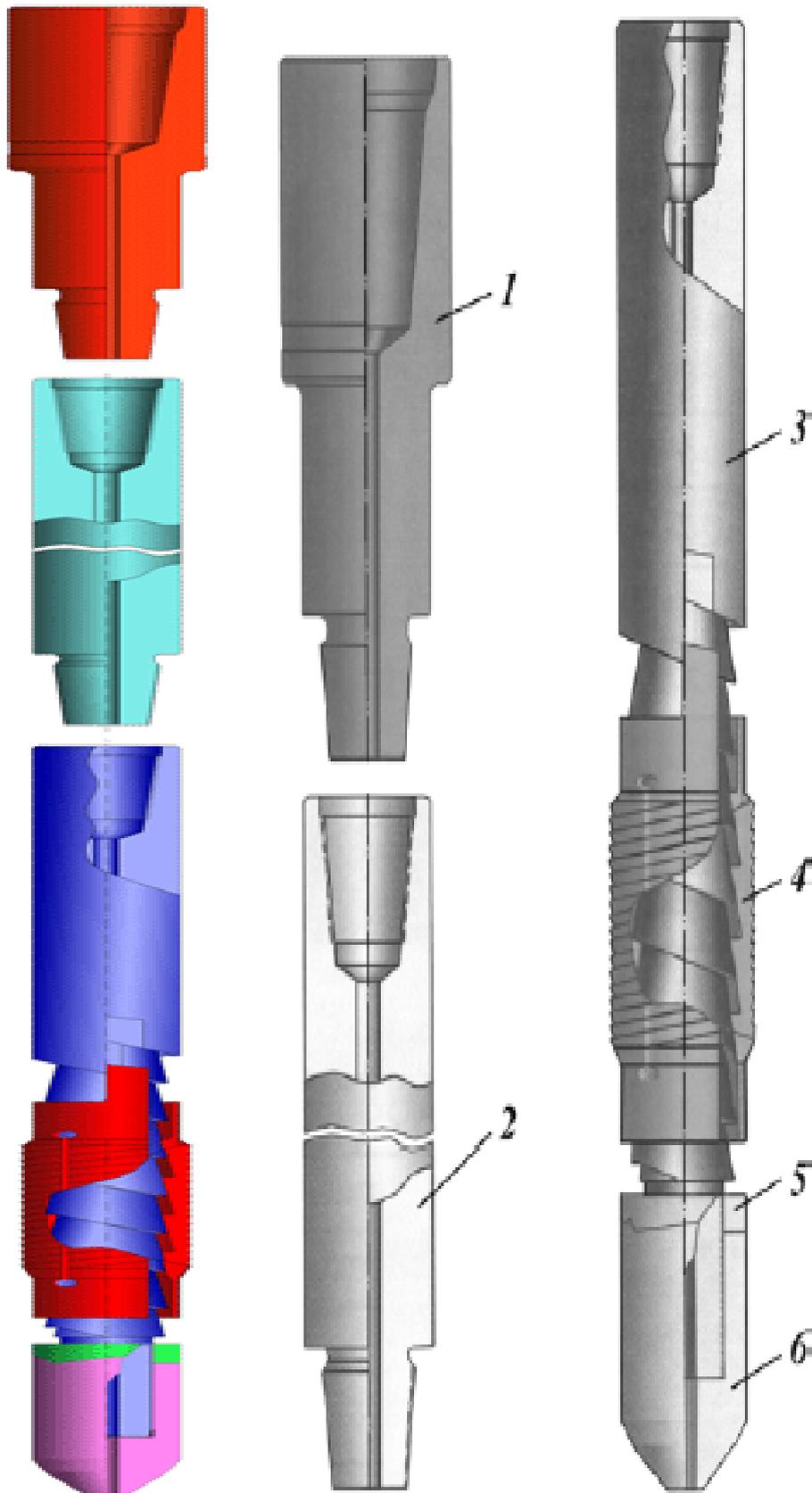


Рисунок 5.29 – Освобождающиеся внутренняя трубовловка типа Т:  
 1 – переводник; 2 – удлинитель; 3 – корпус; 4 – захват цанговый;  
 5 – кольцо расцепное; 6 – наконечник

Таблица 5.21

## Характеристики внутренних труболовок типа Т

<b>Шифр типоразмер труболовки</b>	<b>Т-48</b>	<b>Т-60</b>	<b>Т-73</b>	<b>Т-89</b>	<b>Т-102</b>	<b>Т-114</b>
1. Наружный диаметр труболовки, мм	34,9	47,6	58,7	71,4	82,6	95,4
2. Минимальное значение номинального размера цапгового захвата, мм	37,3	49	60,9	73	86,4	98,1
3. Рабочий диапазон захвата относительно номинального размера, мм +/-	1,8	2,85	2,85	3,7	5	6,5
4. Грузоподъемность, кН	200	400	650	1000	1300	1600
5. Диаметр промывочного канала, мм	-	9	9	12	18	20
6. Присоединительная резьба	3-30	3-38	3-44	3-65	3-73	3-76
<b>Шифр типоразмер труболовки</b>	<b>Т-127</b>	<b>Т-152</b>	<b>Т-178</b>	<b>Т-219</b>	<b>Т-245</b>	
1. Наружный диаметр труболовки, мм	102,4	127	144,5	184,1	209,6	
2. Минимальное значение номинального размера цапгового захвата, мм	106,1	132,8	151,6	195,3	218,4	
3. Рабочий диапазон захвата относительно номинального размера, мм +/-	6,5	6,8	7,6	7,6	7,6	
4. Грузоподъемность, кН	2100	2900	2900	5500	8500	
5. Диаметр промывочного канала, мм	22	25	30	70	70	
6. Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-76	3-147	3-171	

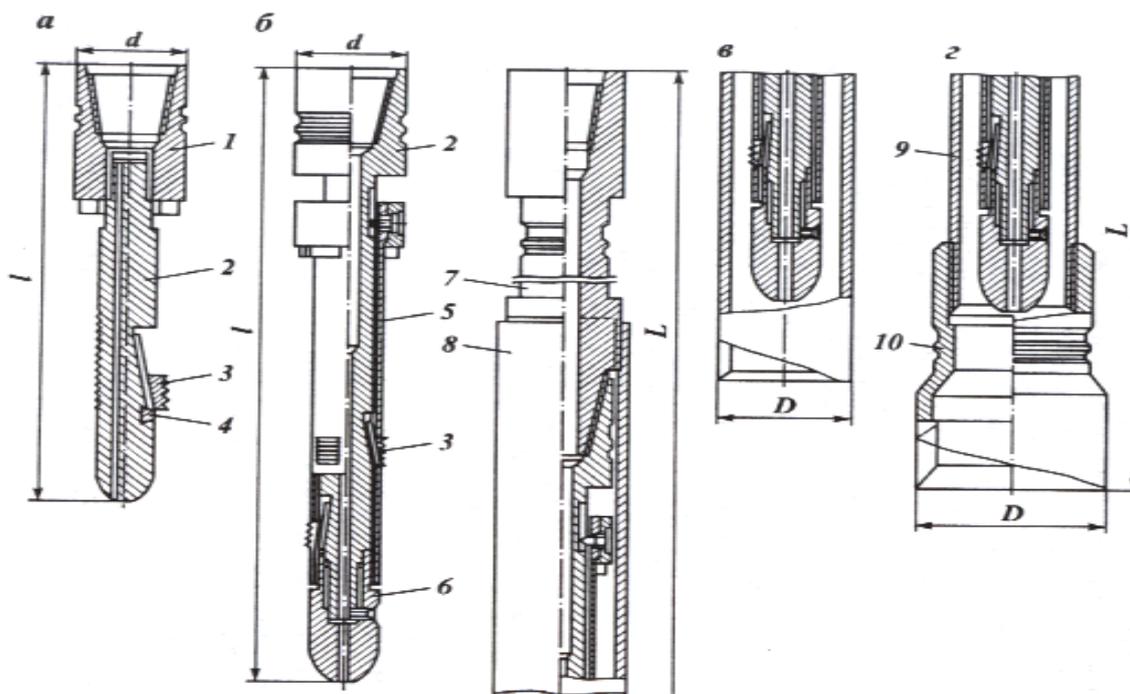


Рисунок 5. 30 – Труболовки внутренние освобождающиеся типа ТВ:  
 а, б – в сборе без центрирующего приспособления;  
 в – в сборе с центрирующим приспособлением (направление с вырезом);  
 г - в сборе с центрирующим приспособлением (направление с воронкой);  
 1-переводник; 2-стержень; 3-плашка; 4-клин; 5-плашкодержатель; 6-наконечник;  
 7-переводник специальный; 8-направление с вырезом; 9-направление; 10-воронка

Таблица 5.22

Технические характеристики труболовок типа ТВ

Тип труболовки	Наружный диаметр, мм		Диапазон захватываемых диаметров, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
	переводника	направления			
1	2	3	4	5	6
ТВ 48-80	80	-	39-43	350	3-66
ТВ 60-80		-	48-55		
ТВ 60-92	92	-		520	600
ТВ 60-113	113	-	3-66		
ТВ 60-120	-	120		3-76	
ТВ 73-95	95	-	59-66	600	3-88
ТВ 73-113	113	-	63-70		3-76
ТВ 73-120	-	120	72-83,5	1200	3-88
ТВ 89-108	108	-			
ТВ 89-110	110	-	90-102,5	3-102	
ТВ 89-120	120	-			97-109,5
ТВ 89-132	-	132			
ТВ 114-120	120	-			
ТВ 114-130	130	-			

Технические характеристики внутренних ловителей типа ЛТВ

Тип ловителя		Наружный диаметр, мм	Диаметры захватываемых труб, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
1	2	3	4	5	6
ЛТВ 48	С переводником	63,5	39,5-42,5	410	НКТВ 48
ЛТВ 60		80	46-64	600	3-66
ЛТВ 73		95	54-67	850	3-76
ЛТВ 89		108	65-78,5	1350	3-88
ЛТВ 114	Проходной с уплотнением и центратором	89	91-107	1150	3-73
	С переводником с уплотнением центратором и переводником	127		2050	3-102
ЛТВ 127	Проходной с уплотнением и центратором	98	100-121	1250	3-76
	С переводником с уплотнением центратором и переводником	140		3100	3-117
ЛТВ 146	Проходной с уплотнением и центратором	114	116-141	1750	3-88
	С переводником с уплотнением центратором и переводником	160		3150	3-121
ЛТВ 168-178	Проходной с уплотнением и центратором	140	141,5-169,5	3100	3-117
	С переводником с уплотнением центратором и переводником	172			3200
ЛТВ 219	Проходной с уплотнением	185	191-207		
ЛТВ 245	Проходной с уплотнением	212	214-231		
ЛТВ 324	Проходной с уплотнением	285	295-311		

Технические характеристики ловителей типа ЛТВ-УБТ

Показатель	ЛТВ-УБТ-146	ЛТВ-УБТ-178	ЛТВ-УБТ-203
Диаметр направления, мм:			
	наружный	168	216
внутренний	155	190	219
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	66,5-79	76-91,5	78,5-104
Допускаемая осевая нагрузка, кН	1350	1800	1800
Присоединительная резьба ГОСТ 28487-90	3-121	3-147	3-171

**Ловитель типа ЛМО** предназначен для ловли и извлечения оборванных небольших секций насосно-компрессорных и бурильных труб малого диаметра [19].

Ловитель типа ЛМО (рис. 5.31) состоит из метчика, муфтовой головки, переводника, полого цилиндрического корпуса, цангового устройства, центрирующего кольца и фиксирующих винтов.

Метчик выполнен с коническим наконечником, имеющим наружную ловильную резьбу для врезания в тело оборванной и залавливаемой трубы. Метчик выполнен со сквозным осевым отверстием. В верхней части муфтовой головки выполнена внутренняя присоединительная резьба для соединения с бурильными трубами, а в нижней части – внутренняя присоединительная резьба для соединения с метчиком и наружная присоединительная резьба для соединения с переводником.

В нижней части переводника выполнена внутренняя присоединительная резьба для соединения с полым цилиндрическим корпусом.

Полый цилиндрический корпус в нижней части снабжен сквозными отверстиями, расположенными рядами в плоскостях, перпендикулярных оси инструмента.

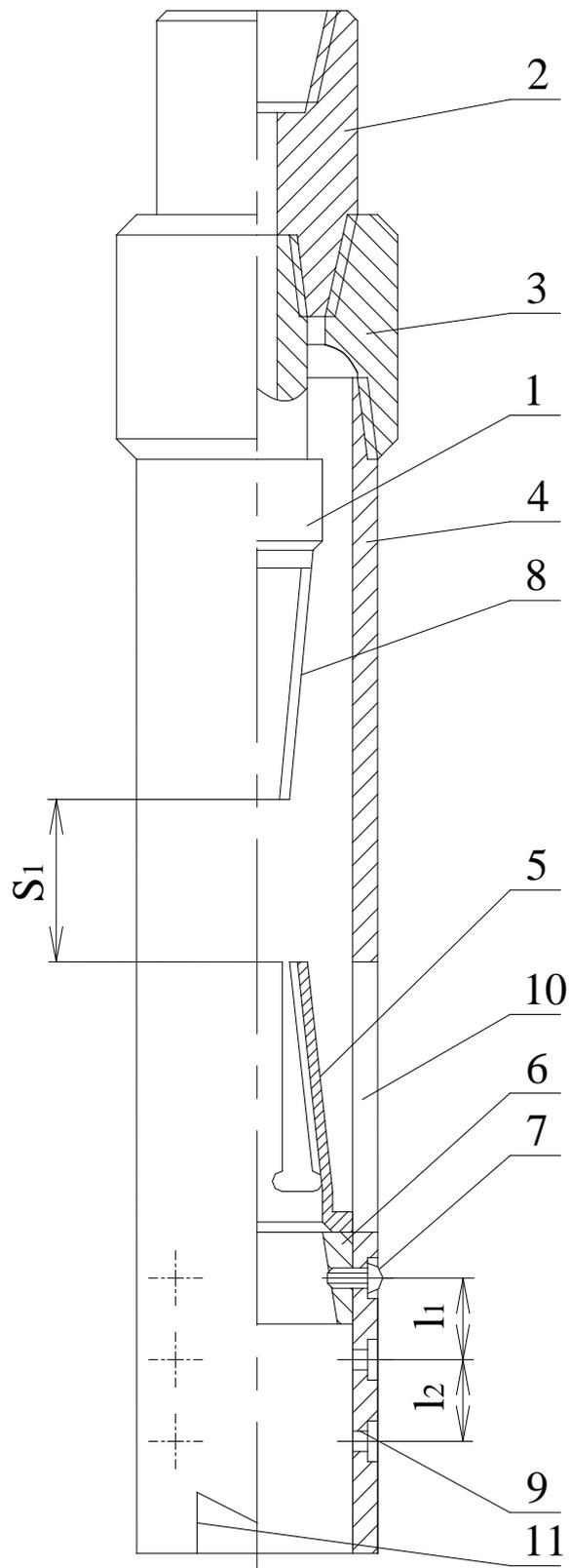


Рисунок 5.31 – Устройство для извлечения оборванных труб малого диаметра:  
 1 – метчик; 2 – муфтовая головка; 3 – переводник; 4 – цилиндрический корпус;  
 5 – цапга; 6 – центрирующее кольцо; 7 – фиксирующие винты; 8 – ловильная резьба;  
 9 – сквозные отверстия; 10 – радиальная прорезь; 11 – полускос

Напротив одного ряда сквозных отверстий, например, верхнего, внутри полого цилиндрического корпуса, закреплено центрирующее кольцо, которое жестко крепится фиксирующими винтами к полному цилиндрическому корпусу.

На центрирующем кольце, внутри полого цилиндрического корпуса, размещена цанга.

Выше верхнего ряда сквозных отверстий на уровне верхнего торца центрирующего кольца, когда оно закреплено в верхнем ряду сквозных отверстий, в полом цилиндрическом корпусе выполнены осевые прорезы, предназначенные для монтажа цангового устройства внутри полого цилиндрического корпуса и для промывки устройства.

Сквозные отверстия выполнены таким образом, чтобы завинченные в центрирующее кольцо винты не выступали за габариты устройства. Расстояния между рядами сквозных отверстий определяются длиной ( $L_m$ ) муфты ловимой трубы. Длины муфт разных ловимых труб различные и зависят от их диаметра и исполнения. Например, для извлечения гладких НКТ диаметром 73, 89 и 114 мм расстояние ( $l_1$ ) между верхним рядом сквозных отверстий и средним должно составлять 14 мм, а между средним и нижним ( $l_2$ ) – 10 мм.

Башмак устройства выполнен в виде направляющей со специальными наклонными вырезами, позволяющими устройству при необходимости забуриваться в песчаную пробку, которой зачастую присыпаны ловимые трубы.

Перед началом работ осуществляется сборка устройства. При этом центрирующее кольцо закрепляется с помощью фиксирующих винтов напротив одного из рядов сквозных отверстий из расчета того, чтобы лепестки цанги разместились ниже метчика на расстоянии ( $S_1$ ), определяемой зависимостью:

$$S_1 = L_m - S_2, \quad (5.16)$$

где  $S_2$  – высота участка ловильной резьбы метчика, на который вворачивается метчик в тело муфты ловимой трубы.

Опыт извлечения оборванных труб из скважин показывает, что обычно метчик вворачивается в тело муфты ловимой трубы на 2-3 нитки ловильной резьбы, что составляет по высоте 25 мм.

Размещение центрирующего кольца в одном из рядов сквозных отверстий определяется длиной ( $L_m$ ) муфты ловимой трубы. Например, для извлечения оборванной гладкой НКТ диаметром 73 мм центрирующее кольцо размещают в верхнем ряду сквозных отверстий, для извлечения труб диаметром 89 и 114 мм – соответственно в среднем и нижнем рядах.

На центрирующее кольцо через осевые прорезы устанавливается цанга, лепестки которой размещаются ниже метчика на расстоянии ( $S_1$ ).

В процессе извлечения труб собранное устройство на колонне бурильных труб без вращения опускается в скважину. Осторожно наводится с помощью направляющей, выполненной в нижней части полого цилиндрического корпуса в виде специальных наклонных вырезов, на ловимую трубу. Центрирующее кольцо направляет муфту заловленной трубы в раструб цанги, совмещая ось заловленной трубы с осью метчика. Спуск инструмента продолжается до требуемой глубины, до контакта с метчиком. При этом муфта ловимых труб проходит через цангу, разжимая ее лепестки.

Вращением устройства (влево) осуществляется врезание ловильной резьбы метчика в тело муфты ловимой трубы, при этом метчик перемещается на расстояние ( $S_2$ ). Цанга также перемещается вниз относительно муфты ловимой трубы на расстояние ( $S_2$ ).

Лепестки цанги будут скользить по наружной поверхности муфты заловленной трубы в сжатом положении до момента срыва их с муфты. После чего лепестки цанги сожмутся на теле самой ловильной трубы ниже муфты, фиксируя и препятствуя прохождению муфты в обратном направлении.

При достижении заданного усилия врезки метчика в тело ловимой трубы проводится ее извлечение из скважины.

Ловимые трубы при извлечении из скважины находятся в зацеплении с ловильной резьбой метчика и опираются на лепестки цанги. Цанга частично разгружает вес ловимых труб с ловильной резьбы метчика на себя, препятствуя повторному обрыву ловимых труб и повышая надежность их извлечения из скважины.

Сквозные отверстия в метчике и полый цилиндрический корпус позволяют проводить промывку устройства от песка и металлической стружки при подъеме ловимых труб, а осевые прорезы – а случае нахождения устройства в песчаной пробке на забое скважины.

### **Труболовки внутренние механические освобождающиеся типов ТВМ и ТВМ1**

- предназначены для захвата за внутренние поверхности при подъеме (рис. 5.32).

Труболовки изготавливаются в двух вариантах: 1 – упирающаяся в торец захватываемой колонны; 2 – заводимая внутрь захватываемой колонны на глубину без ограничений.

Механизм захвата – шестиплашечный, состоит из плашек, стержня, наконечника. В труболовках типа ТВМ 60-1 механизм захвата - одноплашечный, состоит из стержня с гребенчатой насечкой, плашки и клина.

Механизм освобождения состоит из тормозного башмака, ниппеля, фиксатора, корпуса и плашкодержателя, обеспечивающего синхронное перемещение плашек по наклонным плоскостям, а так же удерживания плашек в крайнем верхнем или сомкнутом (при освобождении) положении.

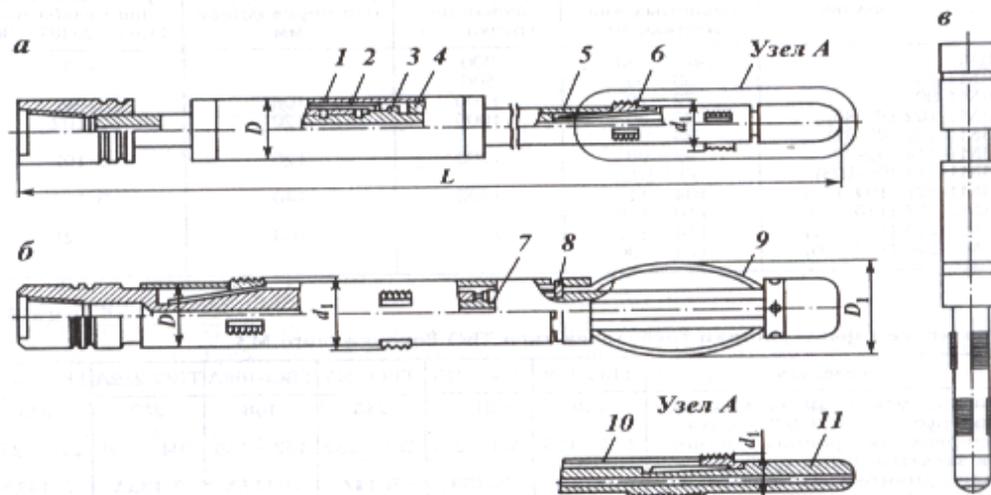


Рисунок 5.32 – Труболовки внутренние механические освобождающиеся:  
а-тип ТВМ исполнение 1; б-тип ТВМ исполнение 2;  
1-корпус; 2,8-фиксаторы; 3-стержень; 4-ниппель; 5-плашкодержатель; 6-плашка;  
7-нижний стержень; 9-пружины пластичные; 10-поводок; 11-стержень с зубьями

Конструкция труболовок обеспечивает их освобождению от захваченной трубы внутри скважины с фиксацией плашек в сомкнутом положении механическим устройством.

Технические характеристики представлены в таблице 5.25

Таблица 5.25

Технические характеристики труболовок типа ТВМ

Тип труболовки	Исполнение	Усл. диаметр ловимых труб, мм	Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба	основные параметры			Масса, кг
					d <sub>1</sub> по плашкам	D/D <sub>1</sub>	Длина, L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТВМ 60-1	1	60	3	3-76	47/57	92/-	900	28
ТВМ 73-1	1	73	4	3-76	57/66	108/-	1858	72,5
ТВМ 89-1	1	89	7	3-76	71/82	110/-	1300	50,0
ТВМ 114-1	1	114	12	3-88	95/108	132/-	1430	110
ТВМ 114-2	2	114	12	3-88	95/108	95/120	1580	70
ТВМ 127-2	2	127; 140	16	3-88	104/132	105/140	1580	76,0
ТВМ 146-2	2	140; 146	21,5	3-88	108/147	120/155	1600	96,0

*Примечания:* 1. Размер d<sub>1</sub> приведен для плашек в сомкнутом и раздвинутом положениях.  
2. размеры D/D<sub>1</sub> приведены для плашек в сомкнутом и раздвинутом положениях

**Труболовка для ремонта скважин односекционная типа ТВОР-1** предназначена для извлечения оборванных труб из скважин, особенно из наклонно направленных, по классификации ее можно отнести к труболовкам внутренним освобождающимся [23].

Труболовка (рис. 5.33) состоит из корпуса, плашкодержателя, плашек, центратора, наконечника.

Корпус представляет собой цилиндрическое тело с центральным или центрально-радиальным отверстием. В нижней части корпуса на боковых поверхностях выполнены три наклонных плоскости с продольными выступами, на которых устанавливаются плашки вместе с плашкодержателем и центраторами. В верхней части корпуса выполнена резьба для присоединения устройства к колонне бурильных труб. К нижней части корпуса присоединяется наконечник, работающий в качестве направляющей при вводе устройства в ловимую трубу. От саморазвинчивания наконечник фиксируется винтом.

Плашка имеет с внешней стороны зубья, предназначенные для захвата ловимых труб, а с внутренней – скошенные поверхности и пазы с профилем сечения, соответствующего выступам наклонных плоскостей корпуса, благодаря чему плашка может перемещаться вдоль корпуса без бокового смещения.

Зубья плашек в средней части снабжены выемками треугольной формы, что предупреждает возможное скольжение зубьев и, в конечном итоге, отрыв и срыв плашек от внутренней поверхности ловимых труб, повторный обрыв и падение ловимых труб в скважину по причине забивания межзубьевых проемов плашек твердыми частицами, например, пластовым песком или металлической стружкой.

При этом зубья плашек выполнены с сечением, угол которого, образованный катетом, размещенным на поверхности плашки, и гипотенузой, составляет 30 градусов, что обеспечивает оптимальный захват и удержание ловимых труб плашками при извлечении труб из скважины.

При извлечении оборванных труб труболовка на колонне бурильных труб без вращения опускается в скважину и осторожно вводится в ловимую трубу, после чего продолжается спуск до требуемой глубины. Центратор скользит по стенке эксплуатационной колонны наклонной скважины и центрирует труболовку относительно оси скважины, а наконечник, служащий направляющей, не позволяет ей упереться в торец ловимой трубы.

При входе труболовки в ловимую трубу центратор центрирует ее относительно оси ловимой трубы. Вращением вправо плашки освобождаются вместе с плашкодержателем из верхнего фиксирующего положения, создаваемого путем зацепления выступов на задней стороне плашки с выступами на наклонных плоскостях на корпусе. Под действием собственного веса плашки по наклонным плоскостям корпуса спускаются вниз. В результате они выступают за габариты корпуса и заклиниваются между корпусом и внутренней стенкой ловимых труб. Последующим натяжением колонны бурильных труб вверх происходит дальнейшая врезка

зубьев плашек в тело ловимой трубы и ее надежный захват. Для повышения надежности зацепления зубьев плашек с внутренней поверхностью ловимых труб зубья плашек в средней части снабжены выемками треугольной формы, позволяющими песку и другим механическим примесям, находящимся на внутренней поверхности ловимой трубы, скапливаться в них и не препятствовать зацеплению зубьев. Захваченные ловимые трубы извлекаются на поверхность. Для устранения возможного отрыва ловимых труб от плашек труболовки при извлечении их из скважины сечение зубьев плашек выполнено с углом 30 град., препятствующих их отрыву.

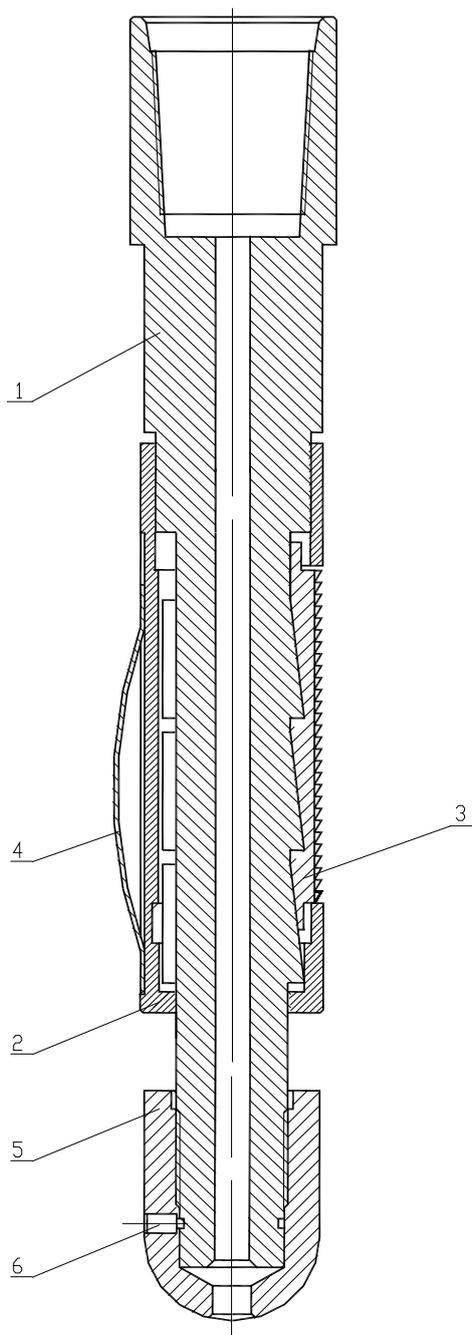


Рисунок 5.33 – Труболовка внутренняя освобождающаяся для ремонта скважин ТВОР-1:  
1-корпус; 2-плашкодержатель; 3-плашка; 4-центратор; 5-наконечник; 6-фиксатор

Технические характеристики которой приведены в табл. 5.26.

Таблица 5.26

Технические характеристики труболовок для ремонта скважин типа ТВОР-1

Наименование параметра	ТВОР 48	ТВОР 73	ТВОР 89	ТВОР 102	ТВОР 127	ТВОР 168
1 Грузоподъемность, кН	220	500	700	880	1600	2200
2 Условный диаметр ловимых труб, мм	48	73	89	102	127	168
3 Диаметр по выдвинутым плашкам, мм	42	66	82	96	132	166
4 Габаритные размеры, мм						
длина	730	680	1035	1037	1580	880
наружный диаметр	73	73	73	95	140	142
5 Масса, кг	6	15	28	90	76	85

**Труболовка для ремонта скважин многосекционная ТВОР-2** предназначена для извлечения из скважин оборвавшихся секций труб, порю обладающие значительной массой и не извлекаемые односекционной труболовкой, особенно из сильно искривленных скважин [24].

Конструкция этой труболовки однотипна с вышеописанной. Отличие заключается в наличии нескольких секций, соединяемых между собой в зависимости от требуемой для извлечения массы (нагрузки) и смещенных относительно друг друга на угол:

$$\alpha = \frac{120}{n} \quad (5.17)$$

где  $\alpha$  - угол смещения, град;

$n$  - количество секций, шт.

Многосекционная труболовка типа ТВОР-2 (рис. 5.34) состоит из ряда корпусов, ряда фиксирующих элементов, включающих в себя плашкодержатель, плашки, центратор, и наконечника.

Корпус, как и в вышеописанной труболовке ТВОР-1, представляет собой цилиндрическое тело с центральным или центрально-радиальным отверстием. В нижней части корпуса на боковых поверхностях выполнены три наклонных плоскости с продольными выступами, на которых устанавливаются плашки вместе с плашкодержателем. К нижней части корпуса присоединяются последующие корпуса с фиксирующими элементами. Причем каждый последующий нижерасположенный корпус смещен относительно вышерасположенных в горизонтальной плоскости на угол, определяемый из соотношения (5.16).

Увеличение числа фиксирующих элементов и смещение их относительно друг друга в горизонтальной плоскости под оптимальным углом позволяет увеличить площадь зацепления и равномерность захвата плашек фиксирующих элементов устройства с ловимыми трубами, с одной стороны, и осуществлять, с другой стороны, сцепление плашек фиксирующих элементов не в одной, а в разных вертикальных плоскостях.

Это особенно важно при имеющейся конструктивной и приобретенной в процессе обрыва овальности ловимых труб. Размещение плашек в разных вертикальных плоскостях, помимо прочего, снижает вероятность повторного обрыва ловимых труб, так как при скольжении зубьев плашек верхнего фиксирующего элемента.

В случае размещения плашек нижнего фиксирующего элемента в той же плоскости, скольжение зубьев плашек нижнего фиксирующего элемента по образованной верхним фиксирующим элементом полосе скольжения - неизбежно, а в случае размещения плашек нижнего фиксирующего элемента в другой плоскости, скольжения зубьев плашек по образованной полосе скольжения не будет и позволит предотвратить повторный обрыв ловимых труб.

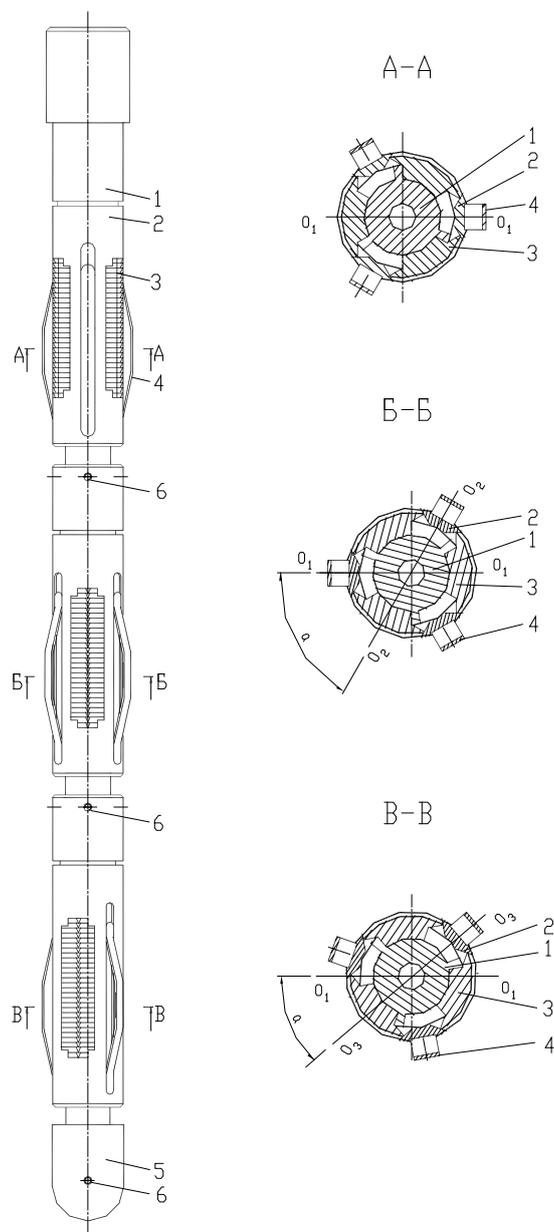


Рисунок 5 34 – Многосекционная труболовка:  
1-корпус; 2- плашкодержатель; 3-плашка; 4- центратор; 5-наконечник; 6-фиксатор

К нижней части нижнего корпуса присоединяется наконечник, служащий в качестве направляющей при вводе труболочки в ловимую трубу. От саморазвинчивания нижерасположенные корпуса и наконечник фиксируются винтами. В верхней части корпуса выполнена внутренняя резьба для присоединения труболочки к колонне бурильных труб, либо нижерасположенного корпуса к вышерасположенному корпусу.

В процессе извлечения оборвавшейся секции труб труболочка на колонне бурильных труб без вращения опускается в скважину, осторожно вводится в ловимую трубу, после чего спускается во внутренней полости ловимых труб до требуемой глубины. Центратор скользит по стенке эксплуатационной колонны наклонной скважины и центрирует труболочку относительно оси скважины, а наконечник, служащий направляющей, не позволяет ей упереться в торец ловимой трубы. При входе труболочки в верхнюю трубу ловимой секции центратор центрирует труболочку относительно оси ловимой трубы. Вращением вправо плашки вместе с плашкодержателем освобождаются из верхнего фиксирующего положения, создаваемого путем зацепления выступов на задней стороне плашки с выступами на наклонных плоскостях на корпусе. Под действием собственного веса плашки по наклонным плоскостям корпуса спускаются вниз. В результате они выступают за габариты корпуса и заклиниваются между корпусом и внутренней стенкой ловимой секции труб. Последующим натяжением колонны бурильных труб вверх происходит дальнейшая врезка зубьев плашек в тело ловимой трубы.

С увеличением числа фиксирующих элементов возрастает площадь и равномерность зацепления плашек с ловимой трубой, повышается надежность извлечения секции ловимых труб из скважины, увеличивается грузоподъемность извлекаемой из скважины секции оборванных труб.

Разработанная труболочка обеспечивает надежный захват и извлечение ловимых труб из скважины, обладает несложной конструкцией, удобна при монтаже и обслуживании. Она может ловить трубы, как за внутреннюю поверхность верхнего конца, так и за участок, расположенный ниже, или за внутреннюю поверхность любой из следующей неповрежденной трубы. Труболочка позволяет значительно повысить надежность захвата и удержания ловимых труб, увеличить грузоподъемность и массу извлекаемых из скважины труб и, в конечном итоге, обеспечить надежность ремонта эксплуатационных скважин, особенно сильно искривленных, за счет сокращения времени их простоя в случае аварии.

**Труболочка типа ТВОР-3** предназначена предназначена для извлечения лифтовых колонн большого диаметра. При извлечении лифтовых колонн большого диаметра, в частности оснащенного пакерами, были проведены исследования, направленные на повышение технологичности извлечения. Для создания необходимого усилия вытягивания лифтовой колонны была создана труболочка небольшого размера (рис. 5.35), которая

позволяла не только зацепиться за внутреннюю поверхность извлекаемой колонны, но и обеспечивала возможность принудительного освобождения плашек от зацепления с извлекаемой колонной труб, так как обычные труболочки отсоединяются только при условии создания над ними избыточного веса труб, которого в нашем случае создать невозможно [24].

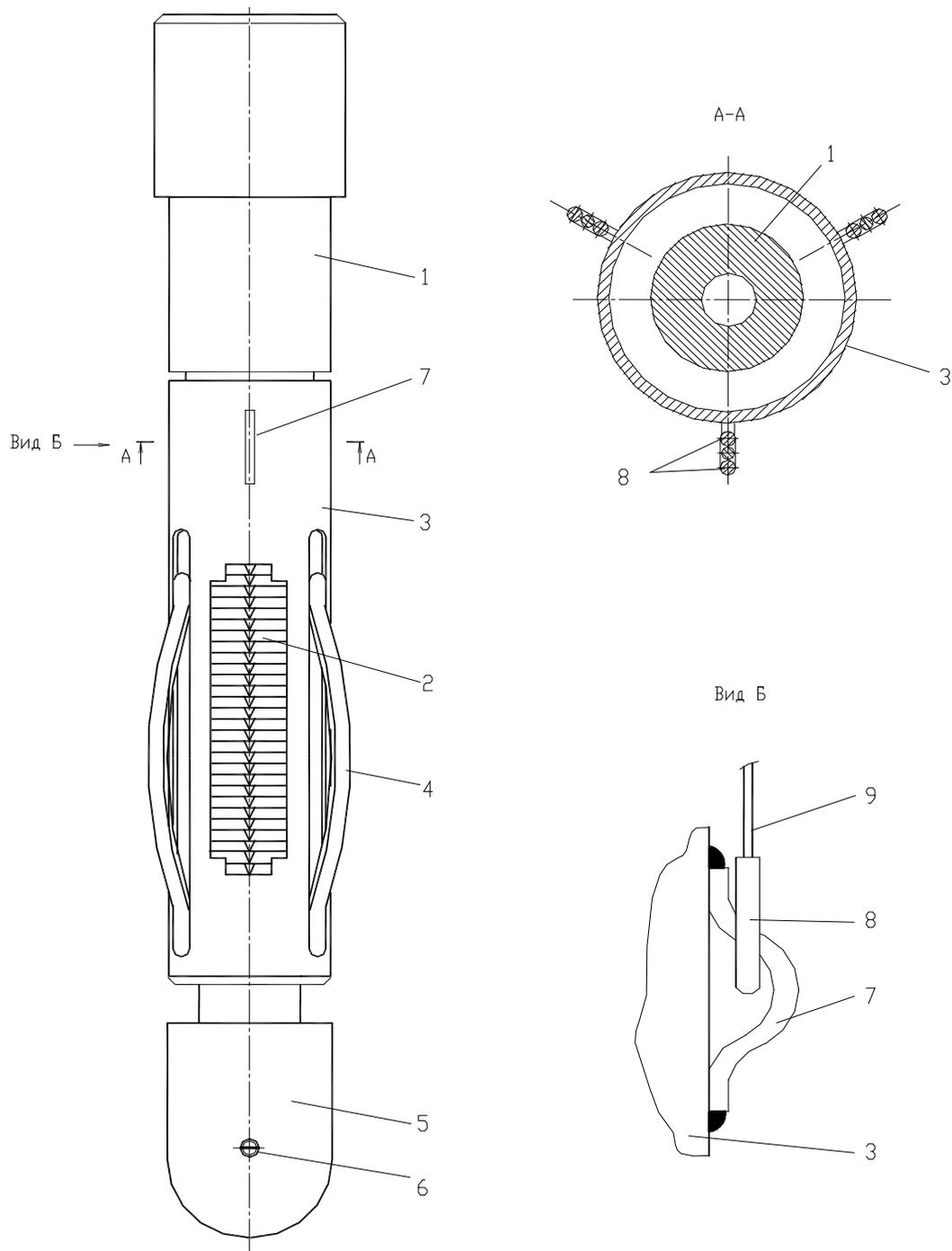


Рисунок 5.35 – Специальная труболочка для извлечения лифтовых колонн большого диаметра:

- 1 - корпус; 2 - плашки; 3 - плашкодержатель; 4 - центратор; 5 - наконечник; 6 - винт; 7 - проушины; 8 - крепёжный элемент; 9 – трос

**Обурочные внутренние труболовки** (рис. 5.36). Применяется для предупреждения падения на забой обуриваемой колонны, нижний конец которой находится выше забоя. Обурочная труболовка является универсальным инструментом. С ее помощью можно поднять всю обуриваемую колонну или часть ее, отвинтив обуренные трубы и сократив таким образом объем спуско-подъемные операций.

Труболовку обычно размещают в нижней обурочной трубе, но можно разместить в любой из этих труб. Вращением нижнего переводника влево труболовка заякоривается в обурочной трубе. При этом обойма заклинивающего механизма с клинообразными сухарями скользит вверх по распорному конусу вала, увеличивается в диаметре и входит в зацепление со стенками обурочной трубы.

Под труболовкой устанавливают безопасный разъединитель. Когда в процессе обуривания труболовка сядет на "голову" обуриваемой колонны, соединение с этой колонной произойдет благодаря вращению труболовки вправо. Однако при дальнейшем вращении вправо нижний переводник опустится, а следом за ним опустятся сухари, соскальзывая с распорного конуса и выходя из зацепления со стенками обурочной трубы. Теперь труболовка прочно соединена с обуриваемой колонной, а контакт с обурочными трубами осуществляется только через фрикционные узлы регулировочной обоймы.

Возникающий при промывке скважины перепад давления отжимает вниз ограничительные кольца, которые действуя через систему обойм, удерживают сухари в нерабочем нижнем положении.

Когда обуриваемая колонна освобождается и начинает падать вниз, она увлекает за собой вал труболовки, который своим распорным конусом отжимает сухари к стенкам обурочной трубы. При этом фрикционные узлы удерживают обоймы на месте, за счет чего сухари освобождаются и, подпираемые снизу возвратной пружиной, движутся навстречу распорному конусу. Труболовка заякоривается, падение колонны прекращается, и она повисает на труболовке.

Поскольку теперь вместе с обурочной колонной можно поднять обуренную колонну, отпадает необходимость в специальном спуске с целью ее подъема с забоя. Когда на поверхности оказывается обурочная труба с труболовкой внутри, в верхний переводник труболовки ввинчивают бурильную трубу.

Затем труболовку приподнимают, вручную отключают заклинивающий механизм, спускают на бурильных трубах в башмак обурочной колонны и там снова заякоривают, а бурильные трубы извлекают. После подъема обурочных труб можно поднять обуренную колонну без дополнительных затрат времени.

Если прихваченную колонну нельзя обурить за один рейс, то труболовку заякоривают натяжением обурочной колонны при остановленных насосах. После этого можно создать крутящий момент влево и с помощью торпеды из детонирующего шнура отвинтить освобожденную часть колонны и поднять ее на труболовке вместе с обурочными трубами.

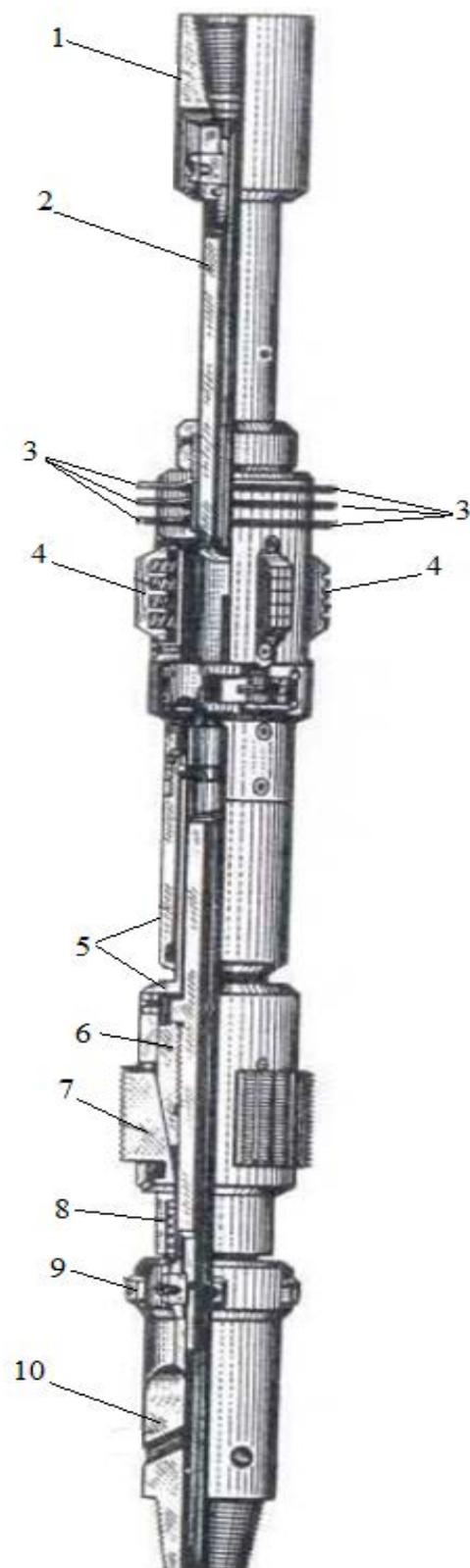


Рисунок 5.36 – Обурочная внутренняя труболовка:  
 1-верхний переводник; 2-вал; 3-комплект ограничительных колец;  
 5-обоймы с шаровым замком и защелками; 6-распорный конус;  
 7-комплект клинообразных сухарей; 8-возвратная пружина с кожухом;  
 9-центрирующее устройство; 10-нижний переводник

Если голова прихваченной колонны находится в каверне и накрыть ее обычной обурочной компоновкой трудно, можно спустить под труболовкой слегка изогнутую трубу. С помощью такой сравнительно гибкой трубы, свисающей из-под башмака обурочной колонны, гораздо проще соединиться с "головой" труб к каверне.

**Плашечные освобождающиеся наружные ловители для бурильных труб.** Ловители предназначены для захвата за наружную поверхность бурильных и обсадных труб при ловильных работах с одновременной промывкой скважины через ловимый объект.

Ловители изготавливают с правой резьбой и применяют с центрирующим приспособлением (воронкой).

В корпусе ловителя (рис. 5.37) расположены три плашки для захвата труб за муфту или замок. Наружная поверхность каждой плашки - коническая; с внутренней стороны нанесена левая резьба специального профиля. В каждой плашке предусмотрены выступ и вырез, благодаря которым они соединяются между собой. Сверху на плашках расположено кольцо с манжетой, обеспечивающей герметичность при промывке через ловимый объект. Манжета поднимается силой упругости пружины, надетой на втулку, которой в свою очередь поджимает переводник, предназначенный для соединения ловителя с колонной бурильных труб. Снизу корпус на резьбе соединен с воронкой.

#### **Нарезной ловильный инструмент**

Ловильные метчики предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, отвинчивающихся сверху замковым соединением, муфтой или высаженной частью трубы.

По назначению ловильные метчики подразделяются на три группы:

- резьбовые – для извлечения насосно-компрессорных труб (МЭУ, МЭС и ЛМ);
- для извлечения бурильных труб (МБУ, МСЗ и ЛМ);
- гладкие – для извлечения предметов с круглым сечением и толщиной стенки не менее 15 мм.

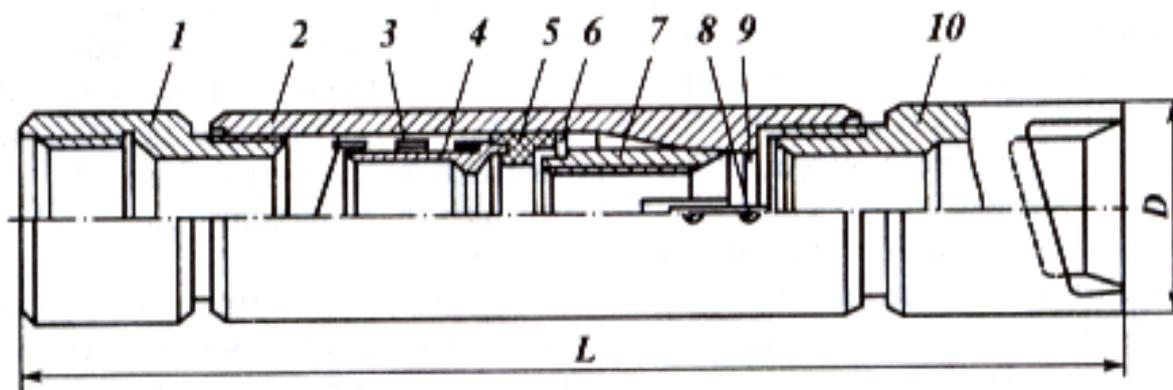


Рисунок 5.37 – Ловитель плашечный освобождающийся наружный типа ЛПБ для бурильных труб:

1-переводник; 2-корпус; 3-пружина; 4-нажимная втулка; 5-манжета уплотнительная; 6-кольцо; 7-плашка; 8-винт; 9-шпонка; 10-воронка

Метчики, входящие в каждую из первых двух указанных групп, в свою очередь делятся на универсальные, врезаемые в тело трубы (МЭУ и МБУ), и специальные, ввинчиваемые в резьбу замка или муфты (МЭС и МЗС). Метчики гладкие имеют форму обычных метчиков, но без ловильной резьбы. Конусность гладких метчиков может быть 0,5 до 5°.

Принцип действия универсального и специального метчиков одинаков. При работе правым специальным метчиком его ввинчивают в муфту или замок ловимой трубы; при работе левым метчиком – перерезают резьбу муфты или замка ловимой трубы и одновременно ввинчивают в ловимый объект.

**Ловильные метчики универсальные типа МЭУ** для колонн насосно-компрессорных труб и **специальные типа МЭС** изготавливают без резьбы под направление (рис. 5.38). Основные параметры данных метчиков приведены в таблицах 5.25-5.26.

Ловильная резьба универсального метчика специального профиля, конусностью 1:8, а специального метчика - с профилем и размерами резьбы соответствующей НКТ (гладкой или высаженной) и конусностью 1:16.

**Метчики ловильные универсальные типа МБУ** для колонн бурильных труб и **специальные типа МЗС** изготавливаются с резьбой под направление (рис. 5.39). Ловильная резьба универсального метчика – специального профиля, с конусностью 1:16, а специального метчика – с профилем и размерами соответствующего нипелля замка бурильной трубы и конусностью 1:4 и 1:6. В остальном универсальные и специальные метчики по конструкции аналогичны ловильным метчикам для насосно-компрессорных труб.

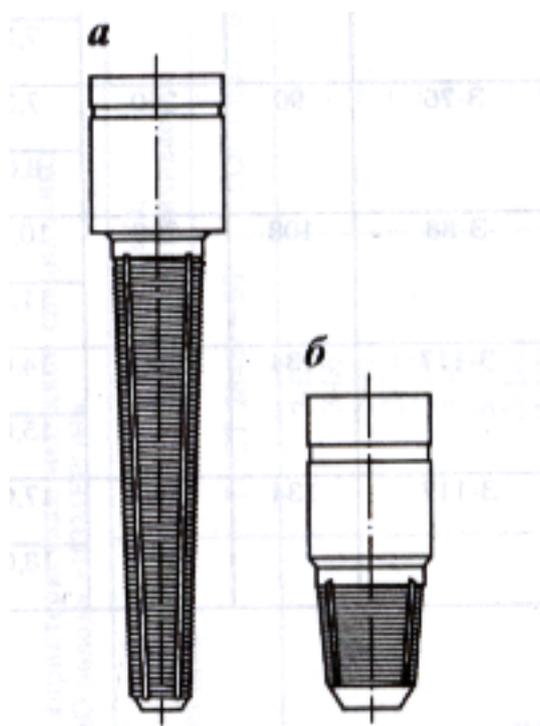


Рисунок 5.38 – Ловильные метчики для НКТ:  
а – универсальный типа МЭУ; б – специальный типа МЭС

Таблица 5.27

## Технические характеристики метчиков типа МЭУ

Тип метчика	Усл. диаметр ловимых труб, мм	Диаметр обсадных труб, в которых производится ловля, мм	Грузоподъемность кН	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг
					d	d <sub>1</sub>	D	L	
МЭУ 36-60 МЭУ 36-60Л	48; В48	114-168	30	3-50	36	60	65	370	6,5
МЭУ 46-80 МЭУ 46-80Л	60; В60; 73; В73	114-178	45	3-76	46	80	90	455	11,0
МЭУ 69-100 МЭУ 69-100Л	89; В89	140-273	60	3-88	69	100	108	450	19,0
МЭУ 85-127 МЭУ 86-127Л	102; В102 114; В114	168-273	75	3-117	85	127	114	560	34,0

Таблица 5.28

## Технические характеристики метчиков МЭС

Тип метчика	Усл. диаметр ловимых труб, мм	Диаметр обсадных труб, в которых производится ловля, мм	Грузоподъемность, кН	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8
МЭС-В33 МЭС-В33Л	В33	114-163	21	3-50	65	230	2,3
МЭС-В42 МЭС-В42Л	В42		28				3,8
МЭС-48 МЭС-48Л	48		36				4,0
МЭС-В48 МЭС-В48Л	В48		36				
МЭС-60 МЭС-60Л	60	114-178	56	3-76	90	260	7,6
МЭС-В60 МЭС-В60Л	В60						7,2
МЭС-73 МЭС-73Л	73	114-273	76	3-76	90	260	7,3
МЭС-В73 МЭС-В73Л	В73						8,0
МЭС-89 МЭС-89Л	89	140-273	109	3-88	108	260	10,2
МЭС-В89 МЭС-В89Л	В89						11,3

1	2	3	4	5	6	7	8
МЭС-102	102	168-273	126	3-117	134	280	14,0
МЭС-102Л							
МЭС-В102	В102						15,0
МЭС-В102Л							
МЭС-114	114	168-273	153	3-117	134	280	17,0
МЭС-114Л							
МЭС-В114	В114						18,0
МЭС-В114Л							

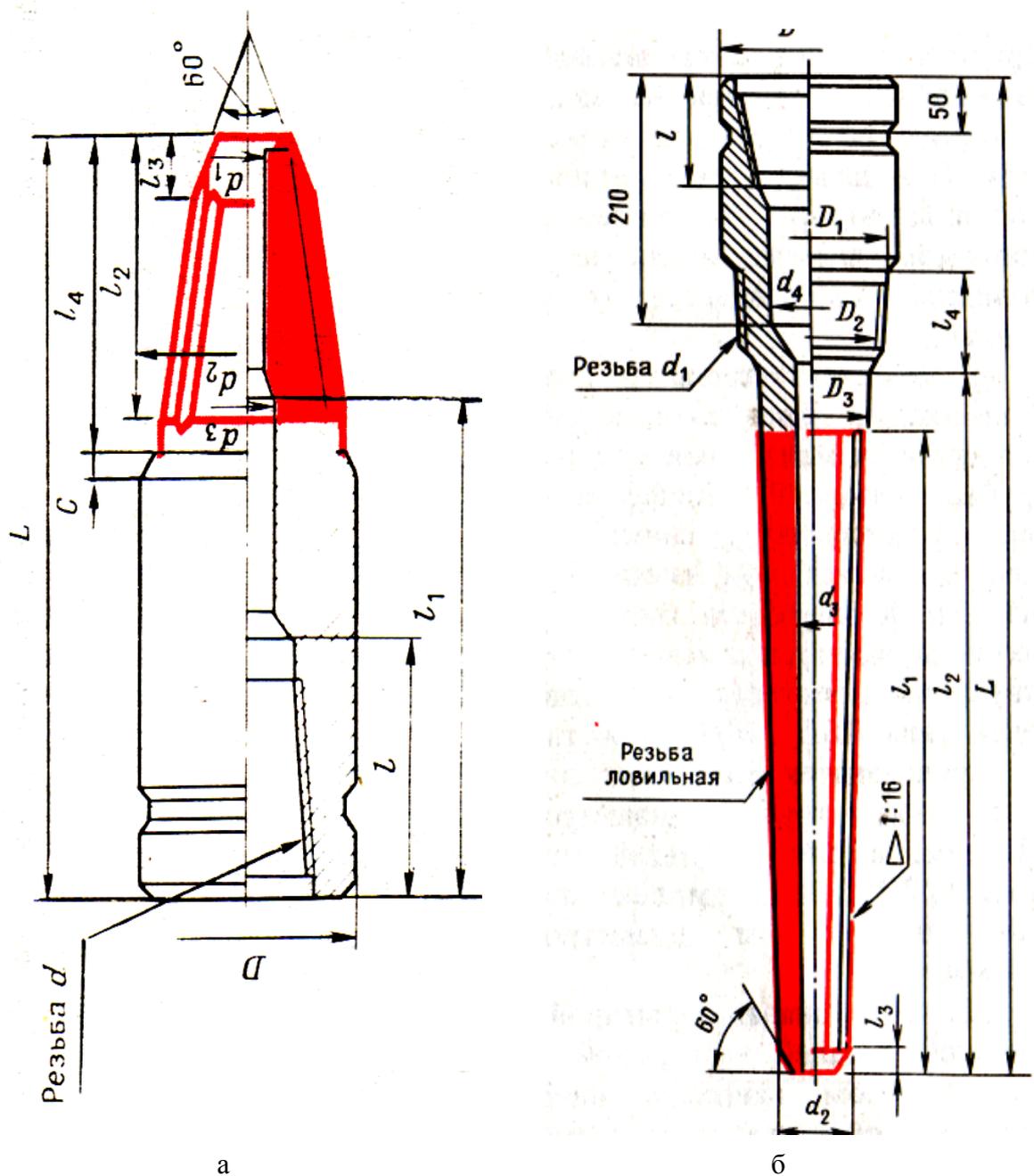


Рисунок 5.39 – Метчик:  
 а) бурильный универсальный; б) специальный замковый типа МСЗ

Таблица 5.29

## Технические характеристики универсальных метчиков типа МБУ

Тип метчика	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс		Тип присоединительной резьбы по ГОСТ			Основные размеры, мм				Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне	минимальная	максимальная	к колонне	к направлению		d	d <sub>1</sub>	D	L	
						28487-90	633-80	632-80					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
МБУ 20-45 МБУ 20-45Л	24-40	97-151	114-168	16	30	3-66	73	-	20	46	80	680	8
МБУ 22-54 МБУ 22-54Л	28-48	108-161	127-178	22	42	3-76	89	-	22	54	95	795	13
МБУ 32-73 МБУ 32-73Л	38-65	118-214	140-219	30	64	3-88	102	-	32	73	108	955	24
МБУ 58-94 МБУ 58-94Л	64-85	140-269	168-273	56	82	3-102	-	114	58	94	120	875	34
МБУ 74-120 МБУ 74-120Л	80-110	190-508	219-508	76	115	3-147	-	168	74	120	178	1090	75
МБУ 100-142 МБУ 100-142Л	106-132	245-508	273-508	110	140	3-171	-	194	100	143	203	1030	95
МБУ 127-164 МБУ 127-164Л	133-154	245-508	273-508	115	145	3-171	-	219	127	165	220	930	114

Таблица 5.30

## Технические характеристики специальных метчиков типа МСЗ

Тип метчика	Объект ловли	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба ГОСТ 28487-90	Основные размеры, мм		Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
МСЗ-66 МСЗ-66Л	ЗН-80	97-151	114-168	100	3-66	80	260	5,6
МСЗ-73 МСЗ-73Л	ЗУ-86	108-161	114-178	160	3-73	86	268	6,7
МСЗ-76 МСЗ-76Л	ЗН-95	118-245	114-273	160	3-76	95	265	7,2
МСЗ-86 МСЗ-86Л	ЗШ-108; ЗУ-108; ЗУК-108	118-161	140-178	200	3-86	108	275	9,0
МСЗ-88 МСЗ-88Л	ЗН-108; ЗН-113; Раструб ТБПВ-73				3-88	118	285	10,0
МСЗ-101 МСЗ-101Л	ЗШ-118; ЗЛ-120	140-214	168-219	200	3-101	-	280	11,0
МСЗ-102 МСЗ-102Л	ЗУ-120 Раструб ТБПВ-89				3-102	120	280	10,5
МСЗ-108 МСЗ-108Л	ЗШ-133 ЗШК-133 (ТБПК-102)	151-245	168-273	200	3-108	133	300	14,3

Окончание таблицы 5.30

1	2	3	4	5	6	7	8	9
MC3-117 MC3-117Л	ЗН-140 ЗЛ-136	151-269	178-273	265	3-117	140	290	15,0
MC3-121 MC3-121Л	ЗШ-146				3-121	146	285	16,5
MC3-122 MC3-122Л	ЗУ-146 ЗУК-146		168-273		3-122	146	300	18,5
MC3-133 MC3-133Л	ЗУ-155; ЗЛ-152 Раструб ТБПВ-114	190-269	219-273	275	3-133	155	300	19,0
MC3-140 MC3-140Л	ЗН-172	214-394	245-426	330	3-140	178	320	25,0
MC3-147 MC3-147Л	ЗШ-178; ЗЛ-168; ЗЛ-172; раструб ТБПВ-127	214-394	245-426	330	3-147	178	325	23,5
MC3-152 MC3-152Л	ЗН-197	245-508	273-508	370	3-152	197	330	30,5
MC3-161 MC3-161Л	ЗУ-185 Раструб ТБПВ-146			380	3-161	185	330	25,0
MC3-171 MC3-171Л	ЗШ-203			370	3-171	203	335	30,5

**Метчики ловильные типа ЛМ** представляют собой патрубок, в верхней части которого выполнена замковая присоединительная резьба, в нижней части – наружная ловильная резьба с конусностью 1:16. Метчики изготавливаются из ковanej, лигированной стали. В зависимости от условий применения метчики могут иметь различные конструктивные исполнения. Технические характеристики метчиков типа ЛМ представлены в таблице 5.31.

**Метчики гладкие**, как правило, применяют для захвата за аварийную трубу и отвинчивания вместе с ней нескольких труб, чтобы потом надежно соединиться с муфтовой частью бурильного замка. Силы нагружения берут не менее 200 кН, имея ввиду, что для освобождения гладкого метчика в таком случае должна прилагаться сила равная и плюс 50 – 100 кН. Конструкция метчика должна соответствовать основному принципу – чем выше группа прочности захватываемого объекта, тем меньше должна быть конусность рабочей поверхности метчика.

**Колокола ловильные** предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с захватом их путем навинчивания на наружную поверхность труб, муфт замков ил высадки. Колокола рекомендуется применять, когда требуется вращение и расхаживание извлекаемой колонны труб в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Колокола по конструкции делятся на (рис. 5.40):

- несквозные – типа Ки ЛК;
- сквозные – типов КС и ЛКС;
- гладкие
- со вставной втулкой

**Колокол типа К и ЛК** (рис. 5.40 а, табл. 5.32) предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов трубных колонн при проведении ловильных работ. Колокола типа К представляют собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба с конусностью 1:16.

**Колокола типа КС и ЛКС** (рис. 5.40 б, табл. 5.33-5.36) предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность муфт, замков или высадки (при этом сломанная или нарушенная верхняя часть трубы пропускается через колокол) и последующего извлечения технологических НКТ.

Таблица 5.31

## Характеристики ловильных метчиков типа ЛМ

<b>Шифр типоразмера метчика</b>	<b>ЛМ 20-45</b>	<b>ЛМ 22-48</b>	<b>ЛМ 22-54</b>	<b>ЛМ 25-65</b>	<b>ЛМ 32-72</b>	<b>ЛМ 40-80</b>
1. Наружный диаметр, мм	46	54	54	79	79	86
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	20-45	22-48	22-54	25-65	32-73	40-80
3. Диаметр промывочноло канала, мм	9	9	9	12	16	16
4. Длина, мм	520	560	660	800	800	800
5. Присоединительная резьба	3-38	3-44	3-44	3-65	3-65	3-73
<b>Шифр типоразмера метчика</b>	<b>ЛМ 45-85</b>	<b>ЛМ 55-95</b>	<b>ЛМ 60-100</b>	<b>ЛМ 65-109</b>	<b>ЛМ 70-114</b>	<b>ЛМ 75-120</b>
1. Наружный диаметр, мм	95	108	108	113	121	127
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	45-85	55-95	60-100	65-109	70-114	75-120
3. Диаметр промывочноло канала, мм	22	24	30	32	36	38
4. Длина, мм	810	820	820	890	890	900
5. Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-88	3-88	3-102	3-102
<b>Шифр типоразмера метчика</b>	<b>ЛМ 80-125</b>	<b>ЛМ 90-135</b>	<b>ЛМ 100-145</b>	<b>ЛМ 120-165</b>		
1. Наружный диаметр, мм	133	140	152	168		
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	80-125	90-135	100-145	120-165		
3. Диаметр промывочноло канала, мм	40	45	50	50		
4. Длина, мм	910	920	920	930		
5. Присоединительная резьба	3-108	3-117	3-121	3-131		

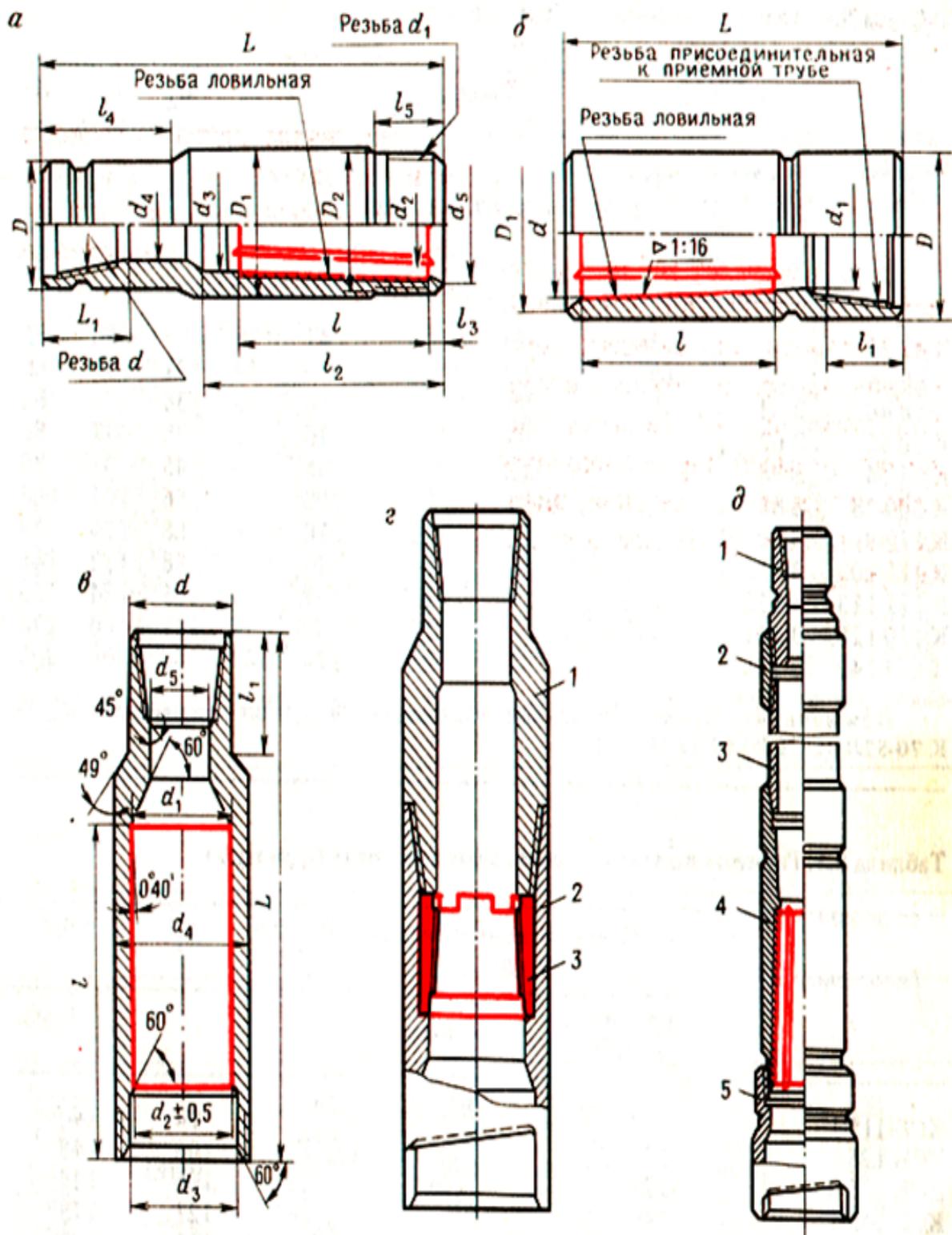


Рисунок 5.40 – Колокола ловильные:

а – колокол К; б – колокол КС;

в – колокол гладкий; г – колокол со вставной ловильной втулкой:

1 – переводник; 2 – ловильная втулка; 3 – корпус;

д – компоновка колокола ловильного сквозного КС с приемной трубой:

1 – переводник; 2 – муфта; 3 – приемная труба; 4 – колокол; 5 – воронка

Таблица 5.32

## Характеристики ловильных колоколов типа ЛК

<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>46 ЛК 35-22</b>	<b>48 ЛК 37-24</b>	<b>55 ЛК 44-31</b>	<b>59 ЛК 48-35</b>	<b>65 ЛК 52-30</b>	<b>80 ЛК 67-45</b>
1. Наружный диаметр, мм	46	48	55	59	65	80
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	35-22	37-24	44-32	48-35	52-30	67-45
3. Длина, мм	420	420	440	440	590	590
4. Присоединительная резьба	3-38	3-38	3-44	3-44	3-44	3-44
<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>90 ЛК 77-55</b>	<b>95 ЛК 82-60</b>	<b>102 ЛК 0-68</b>	<b>110 ЛК 94-72</b>	<b>114 ЛК 98-76</b>	<b>118 ЛК 102-80</b>
1. Наружный диаметр, мм	90	95	102	110	114	118
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	77-55	82-60	90-68	94-72	98-76	102-80
3. Длина, мм	610	610	620	620	620	620
4. Присоединительная резьба	3-73	3-73	3-76	3-76	3-76	3-76
<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>118 ЛК 105-60*</b>	<b>120 ЛК 104-82</b>	<b>120 ЛК 105-60*</b>	<b>122 ЛК 106-84</b>	<b>122 ЛК 105-60*</b>	<b>124 ЛК 108-86</b>
1. Наружный диаметр, мм	118	120	120	122	122	124
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	105-60	104-82	105-60	106-84	105-60	108-86
3. Длина, мм	990	620	990	620	990	620
4. Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76

Продолжение таблицы 5.32

<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>124 ЛК 114-69*</b>	<b>128 ЛК 112-90</b>	<b>132 ЛК 116-94</b>	<b>140 ЛК 124-94</b>	<b>140 ЛК 124-79*</b>	<b>146 ЛК 120-90</b>
1. Наружный диаметр, мм	124	128	132	140	140	146
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	114-69	112-90	116-94	124-94	124-76	120-90
3. Длина, мм	990	640	640	770	1000	770
4. Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88
<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>146 ЛК 125-80*</b>	<b>149 ЛК 124-94</b>	<b>152 ЛК 127-97</b>	<b>156 ЛК 131-101</b>	<b>156 ЛК 131-86*</b>	<b>159 ЛК 134-104</b>
1. Наружный диаметр, мм	146	149	152	156	156	159
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	125-80	124-94	127-97	131-101	131-86	134-106
3. Длина, мм	1010	770	770	790	1010	790
4. Присоединительная резьба	3-88	3-88	3-88	3-121	3-121	3-121
<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>159 ЛК 142-97*</b>	<b>162 ЛК 137-102</b>	<b>170 ЛК 145-110</b>	<b>174 ЛК 149-114</b>	<b>180 ЛК 155-120</b>	<b>191 ЛК 163-128</b>
1. Наружный диаметр, мм	159	162	170	174	180	191
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	142-97	137-102	145-110	148-114	155-120	163-128
3. Длина, мм	1010	860	860	860	860	860
4. Присоединительная резьба	3-121	3-121	3-121	3-133	3-133	3-133

<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>194 ЛК 168-118</b>	<b>207 ЛК 179-131</b>	<b>210 ЛК 182-134</b>	<b>216 ЛК 185-137</b>	<b>219 ЛК 188-140</b>	<b>225 ЛК 194-146</b>
1. Наружный диаметр, мм	194	207	210	216	219	225
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	168-118	179-131	182-134	185-137	188-140	194-146
3. Длина, мм	1100	1100	1100	1200	1200	1200
4. Присоединительная резьба	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147
<b>Шифр типоразмера колокола</b>	<b>235 ЛК 204-156</b>	<b>241 ЛК 210-162</b>	<b>254 ЛК 222-174</b>	<b>266 ЛК 235-187</b>	<b>237 ЛК 241-193</b>	<b>291 ЛК 260-212</b>
1. Наружный диаметр, мм	235	241	254	266	237	291
2. Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	204-156	210-162	222-174	235-187	241-193	260-212
3. Длина, мм	1200	1200	1200	1200	1200	1200
4. Присоединительная резьба	3-171	3-171	3-171	3-171	3-171	3-171

Таблица 5.33

## Технические характеристики колоколов ЛКС

Показатель	82 ЛКС 66-51	90 ЛКС 69-52	99 ЛКС 83-63	114 ЛКС 98-76	118 ЛКС 102-80	135 ЛКС 115-94	137 ЛКС 121-92	152 ЛКС 136-105	166 ЛКС 150-117	176 ЛКС 160-130
Наружный диаметр, мм	88	90	99	114	118	135	137	152	166	176
Диаметр ловильной резьбы, мм (max-min)	66-51	69-52	83-63	98-76	102-80	115-94	121-92	136-105	150-117	160-130
Длина, мм	370	380	460	500	510	510	650	680	760	760
Замковая присоединительная резьба	В НКТ-60	В НКТ-73	В НКТ-73	В НКТ-89	ВНКТ-102	НКТ-114	НКТ-114	Обс-114	Обс-127	Обс-140

Таблица 5.34

## Технические характеристики колоколов типа К

Тип колокола	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			d	d <sub>1</sub>	D	L	
К 42-25 К 42-25Л	33-38	-	114-168	25	3-50	42	25	65	385	6,5
К 50-34 К 50-34Л	42-48	-	114-168	35	3-50	50	34	65	340	5,0
К 58-40 К 58-40Л	48-54	-	114-168	45	3-62	58	40	90	490	15,0
К 70-52 К 70-52Л	60-67	97-151	114-168	65	3-62	70	52	90	510	14,0
К 85-64 К 85-64Л	73-82	108-161	127-178	75	3-76	85	64	102	550	18,0
К 100-78 К 100-78Л	89-97	132-214	146-219	85	3-88	100	78	122	595	26,5
К 110-91 К 110-91Л	102-108	140-214	168-219	100	3-101	110	91	132	555	26,5
К 125-103 К 125-103Л	114-121	161-269	194-273	110	3-121	125	103	148	560	31,0
К 135-113 К 135-113Л	127-132	190-269	219-273	125	3-133	135	113	170	635	41,0
К 150-128 К 150-128Л	140-147	214-490	245-426	135	3-147	150	128	194	655	70,0
К 174-143 К 174-143Л	154-171	245-508	273-508	150	3-171	174	143	220	800	98,0

Таблица 5.35

## Технические характеристики колоколов типа КС

Тип колокола	Объекты ловли		Диаметр скважины, мм		Присоединительная резьба		Основные размеры, мм			Масса, кг
	замки бурильных труб	НКТ и геологоразвед. труб	по долоту	по обсадной колонне	к ловильной колонне	к воронке	d/d <sub>1</sub>	D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КС-54 КС-54Л	-	33	97-168	114-168	60	73	54/39	73	330	8,0
КС-69 КС-69Л	-	42; 48; 50	97-151	114-168	73	89	69/52	90	380	13,0
КС-85 КС-85Л	ЗН-80	60	108-161	127-178	89	102	85/68	108	390	17,0
КС-100 КС-100Л	ЗН-95; ЗЛ-90; 89; 95	63; 73	132-214	146-219	102	В114	100/79	122	450	20,0
КС-115 КС-115Л	ЗН-108; ЗШ-108; ЗЛ-110; 108	89	151-214	168-219	114	140	115/94	140	460	24,0
КС-125 КС-125Л	ЗШ-118; ЗУ-120; ЗЛ-120; 120	-	161-269	194-273	127	146	125/106	148	440	25,0
КС-132 КС-132Л	-	102	190-269	219-273	146	168	132/113	168	430	48,0
КС-150 КС-150Л	ЗН-140; ЗЛ-136; ЗШ-135; ЗУ-146; 133; 145	114	190-273	219-273	146	178	150/123	178	580	50,0
КС-160 КС-160Л	ЗУ-155; ЗЛ-152	-	214-269	245-273	168	194	160/138	194	500	55,0
КС-180 КС-180Л	ЗН-172; ЗЛ-168	-	245-394	273-426	178	219	180/155	220	560	78,0

Окончание таблицы 5.35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КС-195 КС-195Л	ЗШ-178; ЗУ-185; 178	-	216-311	244,5-340	194	219	195/168	220	575	57,0
КС-210 КС-20Л	ЗН-197; ЗШ-203; ЗЛ-206	-	245-445	279-508	219	245	210/185	245	550	66,0
КС-235 КС-235Л	-	-	270-445	299-508	245	273	235/216	274	480	68,0
КС-260 КС-260Л	-	-	311-445	340-508	273	299	260/240	299	495	72,0
КС-280 КС-280Л	-	-	346-445	377-508	299	324	280/260	324	510	91,0
КС-305 КС-350Л	-	-	394-445	426-508	324	340	305/286	345	480	80

Таблица 5.36

## Технические характеристики гладких колоколов

Размеры колокола (рис.5.36 в)	Извлекаемые предметы									
	Замки				Бурильные трубы условного диаметр, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d <sub>1</sub>	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d <sub>2</sub>	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143
d <sub>3</sub>	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d <sub>4</sub>	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
d <sub>5</sub>	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85-95
l	470	340	340	430	430	340	340	340	340	340
h	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

## 5.4 Инструмент для извлечения аварийных штанг

### Штанголовитель

Штанголовители типа ШК предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны насосных штанг и устьевых штоков. Штанголовители выпускают в двух исполнениях:

- *исполнение 1* - для захвата за тело, муфту или головку насосной штанги (рис. 5.41 а);
- *исполнение 2* — для захвата за муфту или головку насосной штанги (рис. 5.41 б).

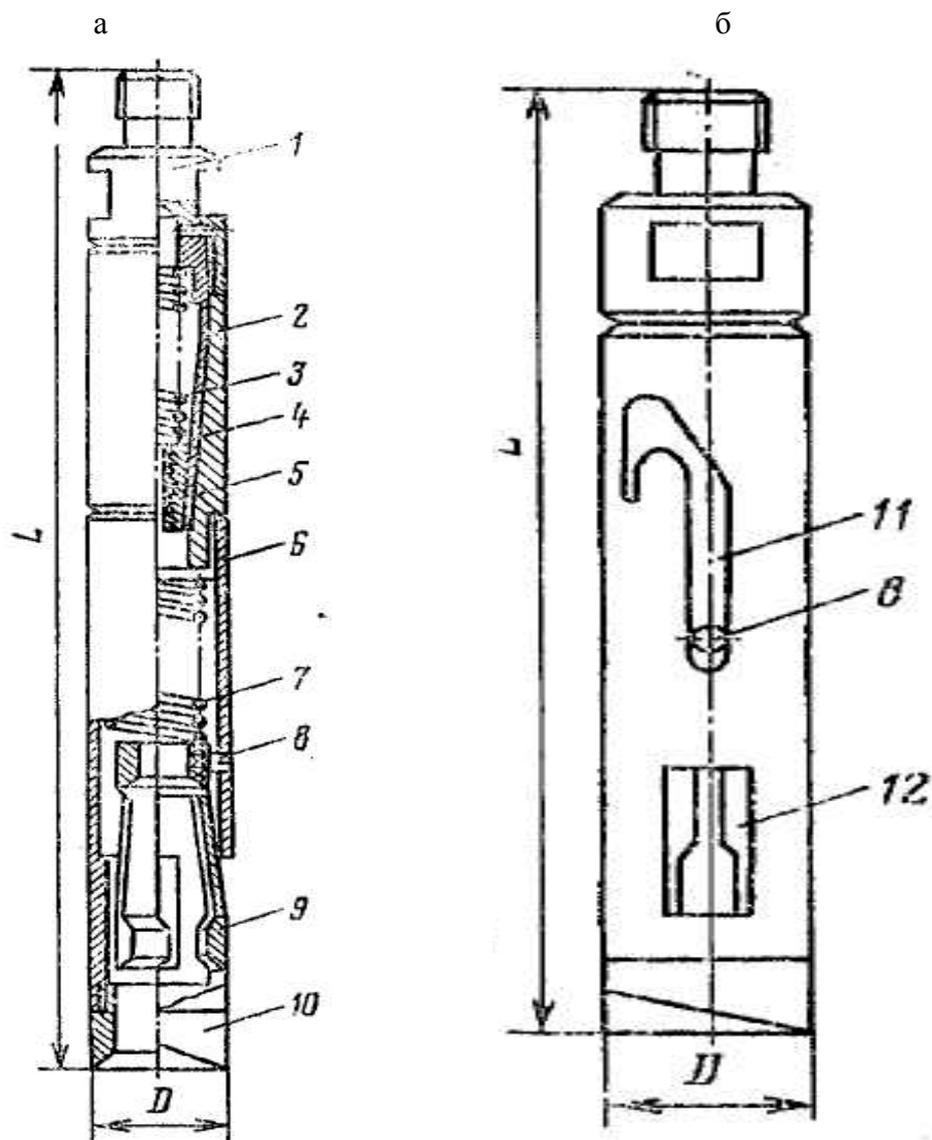


Рисунок 5.41 – Штанголовитель:

а – исполнение 1; б – исполнение 2;

1 – переводник; 2 – верхний корпус; 3 – верхняя пружина;

4 – вилка; 5 – плашка; 6 – нижний корпус;

7 – направляющий винт; 8 – нижняя пружина; 9 – цапга;

10 – воронка; 11 байонетный паз; 12 – сквозной паз

С внутренней стороны перьев цанги предусмотрены заступы для обхвата штанги за головку или муфту.

Направляющий винт, соединенный с цангой, перемещается в сквозном байонетном пазу.

Технические характеристики штанголовителей представлены в таблице 5.37.

Таблица 5.37

Технические характеристики штанголовителей типа ШК

Штанго- ловитель	Исполнение	Условный диаметр НКТ, в которых проводится ловля, мм	Диаметр элементов ловимых насосных штанг, мм			Грузо-подъемность, т	Основные размеры, мм		Масса, кг
			тела	головки	муфты		Ø	L	
ШК 47 19	1	60	12-19	26-36	26-38	6	47	693	4,9
ШК 47 19-1	2	60	-	26-36	26-38	6	47	540	3,6
ШК 57 22	1	73	12 - 22	26-43	26-46	10	57	762	5,7
ШК 57 22-1	2	73	-	26-43	26-46	10	57	607	4,1
ШК 69 36	1	89; 114	16-36	36-52	38-57	14	69	866	85
ШК 69 36-1	2	89; 114	-	36-52	38-57	14	69	703	6

### Комбинированный ловитель ЛКШТ

Комбинированный ловитель ЛКШТ (рис. 5.42) предназначен для ловли и извлечения из скважин насосных штанг всех диаметров как одиночных, так и расположенных в виде пучка (или в два-три ряда), а также НКТ диаметрами 48, 60 и 73 мм, спущенных в эксплуатационную колонну диаметром 168 мм и более. Грузоподъемность ловителя - 45 т.

Основное преимущество комбинированных ловителей — возможность ловли насосных штанг указанных размеров без замены плашек благодаря расположению в два яруса.

Ловитель в собранном виде спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Причем диаметр первой трубы, свинченной непосредственно с ловителем, равен 114 мм. Не доводя ловитель до верхнего конца штанг, спуск замедляют и в случае необходимости промывают скважину, вращая инструмент. При этом концы одиночных штанг свободно проходят через все корпуса ловителя, входят в клапан, откидывают зажимы и входят внутрь бурильных труб.

Зажимы под действием силы пружины и собственной массы возвращаются в исходное положение и своими насечками захватывают штанги за тело или за муфту.

Одновременно остальные аварийные штанги (расположенные в несколько рядов в колонне), раздвигая плашки, проходят в нижний и верхний корпусы ловителя, насколько это позволяют проходные отверстия последних. Затем ловитель поднимают; при этом плашки всех корпусов, спускаясь вниз, захватывают штанги либо трубы соответствующих размеров, вошедшие в корпусы.

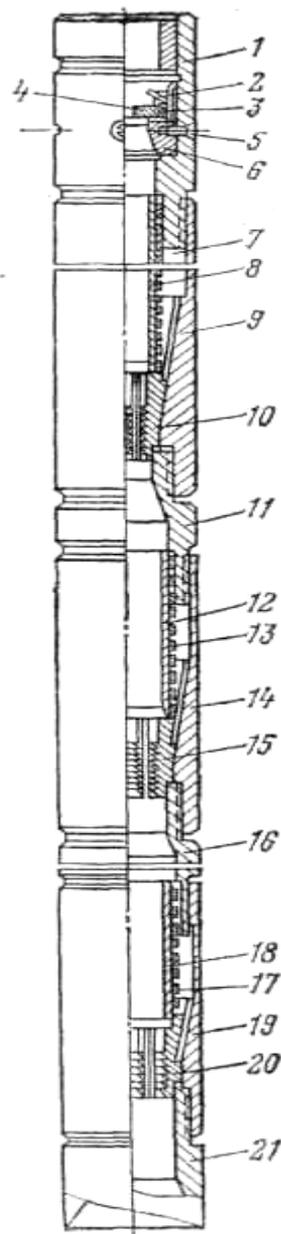


Рисунок 5.42 – Комбинированный ловитель ЛКШТ:

- 1-корпус; 2-пружина; 3-ось; 4-зажим; 5-фиксирующие винты; 6, 7, 12 и 18-стаканы;  
 8, 13 и 17-цилиндрические винтовые пружины прямоугольного сечения;  
 9 и 14-средние корпусы; 10, 15, 20-плашки; 11 и 16-переводники; 19-нижний корпус;  
 21-воронка

**Кривая труба.** Труба, слегка изогнутая вблизи ниппеля и включенная в компоновку ловильной колонны непосредственно над овершотом, отводит инструмент под углом в сторону и иногда позволяет соединиться с ушедшей в каверну "головой" труб. Это самый простой и доступный способ. Некоторые специалисты используют переводник с боковым соплом. При прокачке жидкости из сопла выбрасывается струя, отжимающая переводник к противоположной стенке скважины. Этот способ не везде можно применять, так как струя размывает не только фильтрационную корку на стенке скважины, но и стенку.

Изготавливают специальные переводники, оси резьб которых наклонены друг к другу под определенным углом. Их называют кривыми переводниками, забурочными переводниками, переводниками со смещенными осями. Их можно применить вместо кривой трубы. Если использование кривой трубы не дает эффекта, можно заменить направляющую воронку овершота специальной направляющей воронкой с отводным крючком (рис. 5.43 а).

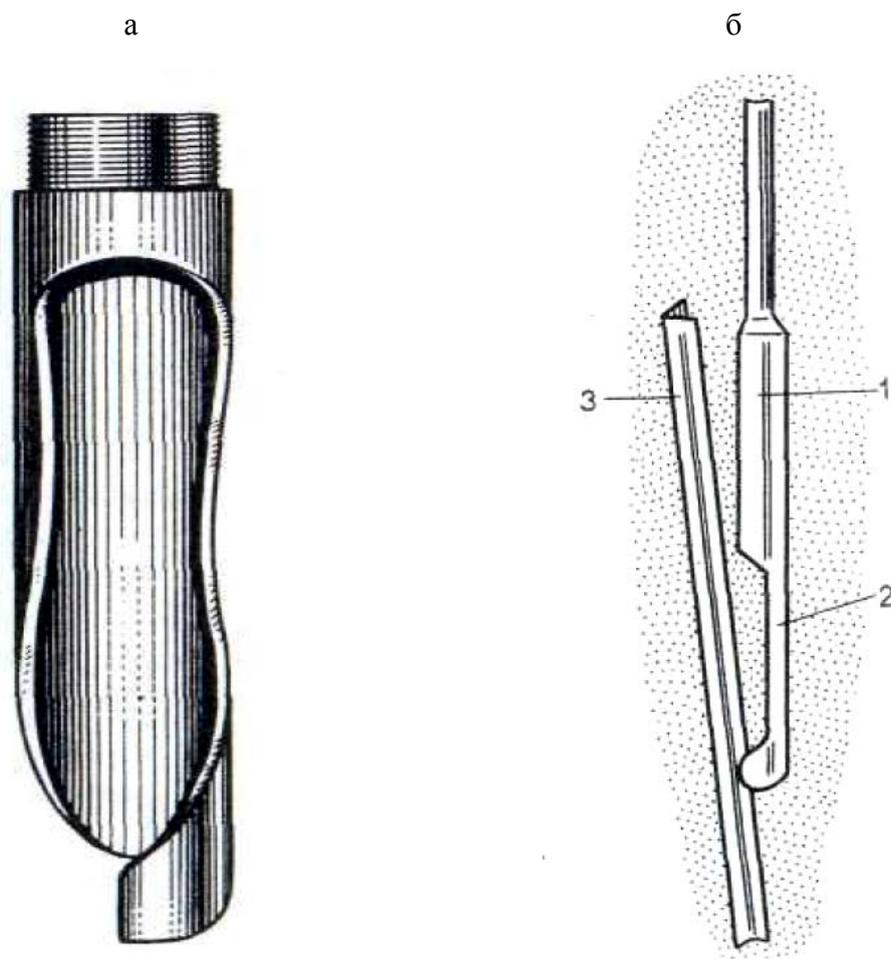


Рисунок 5. 43 – Направляющая воронка:

а – с отводным крючком;

б – схема работы направляющей воронки с отводным крючком

Эту воронку сажают на оставленную в скважине трубу ниже "головы", находящейся в каверне. Вращая ловильную колонну, захватывают крючком эту трубу и начинают медленно поднимать ловильную колонну не уменьшая момента кручения. При этом "голова" трубы выходит из каверны и оказывается в продольной прорези воронки. Подъем ловильной колонны останавливают и, спуская вниз, накрывают овершотом "голову" трубы. Схема работы отводным крючком показана на рис. 5.43 б.

При работе направляющей воронкой с отводным крючком необходимо помнить, что на крючок действуют большие нагрузки, и перегружать его нельзя ни крутящим моментом, ни продольными усилиями, так как он может сломаться и осложнить аварию.

**Шарнирное соединение.** Если описанными выше инструментами не удастся накрыть "голову" оборванных труб, то в компоновку ловильной колонны можно включить шарнирное соединение, поместив его непосредственно над овершотом с отводным крючком. Это соединение действует по принципу плоского шарнира, т.е. отклоняется от вертикали только в одной плоскости.

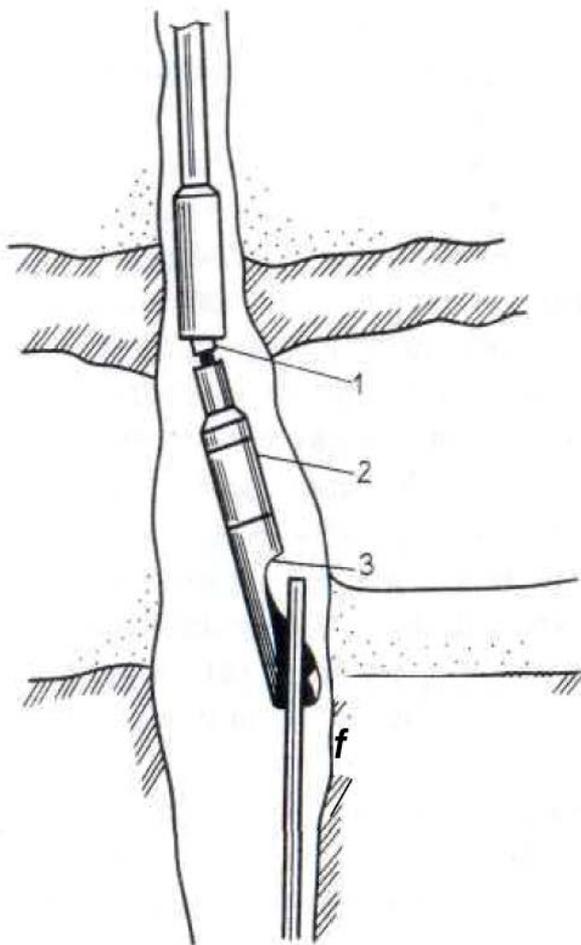


Рисунок 5.44 – Схема работы шарнирным соединением с отводным крючком

Компоновку, состоящую из воронки с отводным крючком 3, овершота 2 и шарнирного соединения 1 (рис. 5.44), собирают на мостках так, чтобы при отклонении от вертикали и вращении вправо воронка была ориентирована прорезью вперед. Для изменения ориентации воронки предусмотрен набор регулировочных прокладок.

После спуска на нужную глубину включают насос и начинают промывку скважины. За счет перепада давления в пробке с проходным каналом уменьшенного сечения стрела шарнира вместе с овершотом отклоняется от вертикали под углом  $7^{\circ} 30'$  (рис. 5.45). Не останавливая насос, начинают проворачивать ловильную колонну, стараясь зацепить отводным крючком трубы в каверне. Пробку с каналом уменьшенного сечения можно спускать вместе с шарнирным соединением или продавить промывочной жидкостью после спуска компоновки до нужной глубины.

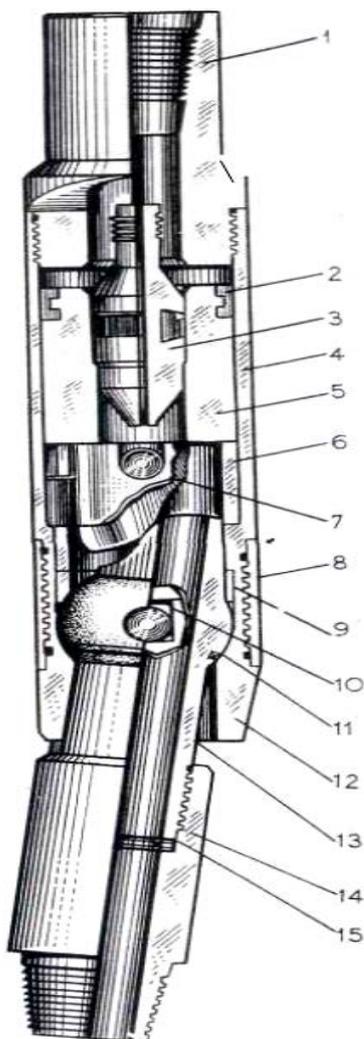


Рисунок 5.45 – Шарнирное соединение:

- 1 – верхний переводник; 2 – уплотнение; 3 – пробка с каналом уменьшенного сечения; 4 – кожух; 5 – поршень; 6 – втулка регулируемого рычага; 7 – регулируемый рычаг; 8 – соединитель муфта; 9 – замковое кольцо; 10 – ось шарнира; 11 – уплотнительное кольцо; 12 – корпус шарнира; 13 – стрела шарнира; 14 – нижний переводник; 15 – прокладки

Шарнирное соединение – это непрочный инструмент, который не рассчитан на сильные удары яса, поэтому, если после соединения с трубами выясняется, что они прихвачены, пробку извлекают овершотом малого диаметра, спущенным на мерной проволоке. Затем спускают прихватомер и соответствующую торпеду для отсоединения свободной части труб в интервале, где диаметр скважины близок к номинальному. Отсоединенные трубы поднимают, а в скважину спускают ловильную колонну с ясами и без шарнирного соединения.

Включая патрубki различной длины между шарнирным соединением и овершотом, можно получить значительные амплитуды отклонения от оси скважины. Это устройство применялось для ловильных работ в больших кавернах, образованных в результате взрывов нитроглицериновых зарядов в старых скважинах.

## 5.5 Аварии с «непрерывной трубой»

Аварии с непрерывными трубами во многом похожи на аварии с кабелем и не уступают им по сложности. Непрерывная труба обычно обрывается вследствие чрезмерных растягивающих нагрузок. При обрыве они стремятся восстановить первоначальные размеры и, падая в скважину, образуют спираль. Кроме того, вместе разрыва труб образуется «шейка текучести» длиной до 100 мм. Если непрерывную трубу ловить стандартным овершотом, который требует создание некоторой осевой нагрузки, чтобы «голова» трубы преодолела сопротивление в захвате, изгиб еще больше увеличивается и авария может усложниться.

Овершот непрерывного действия был спроектирован специально для извлечения непрерывных труб (рис. 5.46). У него длинный корпус 2, и он спускается на трубах, которые вписываются в поперечное сечение НКТ и имеют достаточно большой внутренний диаметр, чтобы внутри их поместились непрерывные трубы. Клинья или захваты 5 овершотов непрерывного действия разные и не оказывают значительного сопротивления входящим в овершот трубам, которые к тому же центрируются направляющими пружинами 4. Когда ловильную колонну приподнимают, направляющие пружины 4 отжимают клинья или захват 5 в нижнюю суженную часть корпуса и заклинивают вошедшие в овершот трубы. Через такой овершот можно иногда пропустить сотни метров непрерывных труб. При натяжении они распрямляются и это облегчает их заход в овершот. При большом натяжении они либо обрываются в новом месте, либо их удается поднять целиком из скважины.

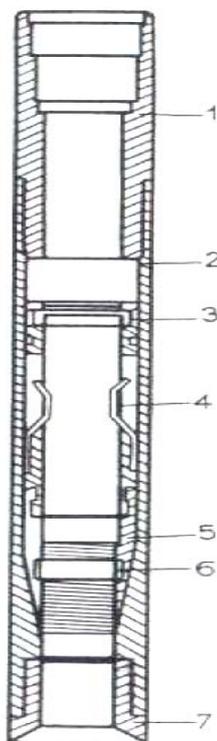


Рисунок 5.46 – Овершот непрерывного действия:  
1-верхний переводник; 2-корпус; 3-пакер; 4-направляющая пружина;  
5 - захват; 6 - пружина захвата; 7 – направляющая воронка

Когда непрерывные трубы оборваны в обсадной колонне, необходимо спускать ловильный инструмент типа "мышеловки" (рис. 5.47). С его помощью их можно вытянуть, чтобы несколько распрямить или даже извлечь из скважины.

«Захват Клулоу» во внутреннем канале цилиндрического корпуса имеет две пары направляющих, сходящиеся книзу. По этим направляющим могут скользить плашки различной конфигурации. Когда в корпус входит цилиндрический предмет, плашки поднимаются по направляющим, расходясь в стороны и пропуская между собой входящий предмет. При движении корпуса вверх плашки будут скользить по направляющим вниз и заклинят предмет в корпусе. Этот инструмент не относится к числу самоосвобождающихся, но он очень эффективен, когда из обсаженной скважины надо извлечь насосные штанги или НКТ, настолько поврежденные коррозией, что обычным овершотом их невозможно захватить.

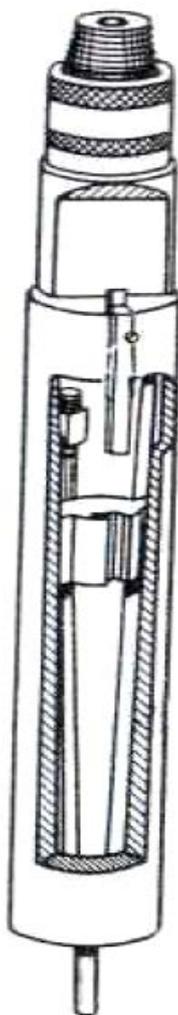


Рисунок 5.47 – «Захват Клулоу» - ловильный инструмент типа мышеловки.  
На рисунке видна насосная штанга заклиненная в корпусе инструмента подвижной плашкой

**Извлечение каротажного кабеля на непрерывной трубе.** В случае извлечения из скважины тартального каната или каротажного кабеля, с помощью НТ используется забойный инструмент, такой как тросоловители или щучья пасть. Однако в случае образования в скважине плотного клубка, данные инструменты не в состоянии разрушить сальник и извлечь на поверхность тартальный канат или каротажный кабель.

Технология извлечения тартального каната или каротажного кабеля с образованием плотного сальника заключается в следующем, в скважину на НТ спускают ловильное устройство (рис. 5.48 а), имеющий ограничитель, препятствующий проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. Ловильное устройство монтируют следующим образом: к нижней части НТ, после спуска ее через инжектор и блок превенторов колтюбинговой установки и временное разъединение устьевой арматуры, последовательно присоединяют обратный клапан, переводник, забойный двигатель, ограничитель и ловитель, при этом наружный диаметр ловителя должен быть равным диаметру нормального шаблона для данной лифтовой колонны.

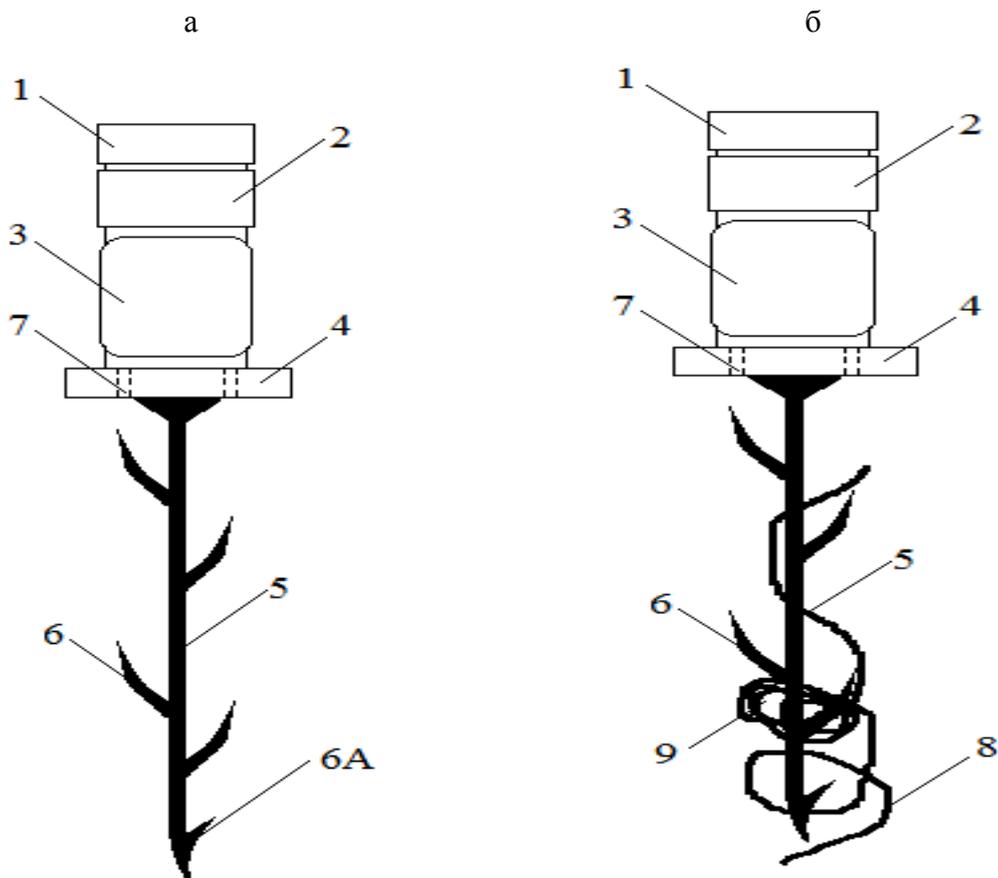


Рисунок 5.48 – Схема извлечения оборванного кабеля из скважины с помощью безмуфтовой длинномерной трубы:  
 а-ловильное устройство; б-схема момента ловли и извлечения каротажного кабеля.  
 1-обратный клапан; 2-переводник; 3-забойный двигатель; 4-ограничитель;  
 5-ловитель; 6-крючок; 7-промывочное отверстие; 8-каротажный кабель;  
 9-образованные петли каротажного кабеля

В связи с тем, что извлекаемый оборванный каротажный кабель под воздействием своей массы или механического воздействия, либо под воздействием давления спрессовался, образовав плотный клубок, ловильное устройство разгружают на клубок с усилием не более 10-30 кН при циркуляции промывочной жидкости с одновременным вращением ловителя (вправо по часовой стрелке). Вращение ловителя осуществляют при минимальных оборотах забойного двигателя. При большом усилии инжектор колтюбинговой установки может оборвать гибкую трубу, а при меньшем – не даст войти ловителю внутрь спрессованного клубка петель каротажного кабеля.

При большом количестве оборотов забойного двигателя высока вероятность заклинивание двигателя в петлях каротажного кабеля, а при меньшем числе оборотов - высока вероятность не полного захвата ловителем всех петель каротажного кабеля.

После утапливания ловителя в глубине клубка (внутри витков каротажного кабеля) и наматывания его на крючках ловителя, последний на НТ (не показано) извлекают из скважины.

От проскальзывания ловителя сквозь витки каротажного кабеля предохраняет ограничитель, который своими габаритными размерами не дает ловителю далеко проникнуть в глубину клубка петель каротажного кабеля.

После подъема ловильного инструмента с навитым на его крючках каротажным кабелем, последний захватывают и крепят специальными хомутами на устье скважины, на рабочих мостках.

Освободив каротажный кабель от ловильного устройства, приступают к подъему оставшейся части каротажного кабеля из скважины.

Для этого демонтируют наземное оборудование колтюбинговой установки, на устье скважины устанавливают лубрикатор с роликом, через который навивают каротажный кабель на барабан подъемного механизма (глубинной лебедки).

**Извлечение прихваченной колонны гибких труб.** В процессе проведения нормализации забоя, очистки лифтовой колонны от гидрато-ледяных отложений и глинисто-песчаных пробок возможен прихват НТ, который в свою очередь приводит к поломке трубы, который в свою очередь приводит к поломке трубы. Обычно такие виды аварий в последующем, после обрыва (срезки) трубы проводят с помощью передвижного подъемного агрегата, с глушением скважины, что чревато последующими осложнениями в процессе освоения скважины.

В связи с этим предложена новая технология извлечения прихваченной колонны НТ. В случае если расхаживание колонны НТ инжектором результата не дало, необходимо провести срезку подвески срезными плашками блока пренвенторов и загерметизировать устье глухими плашками, после чего произвести замену барабана НТ на колонну труб меньшего диаметра. После чего с помощью НТ меньшего диаметра проводят промывку текущего забоя до чистой во-

ды, и поднимают перо из колонны аварийной НТ, с целью замены промывочного оборудования на компоновку для извлечения прихваченной НТ. В компоновку включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель, например, Д-42 (в случае если работы проводят в НТ диаметром 66 мм), труборез гидравлического принципа действия. Данную компоновку для резки спускают на глубину, с учетом оставления головы аварийной НТ, для последующего захвата и извлечения из скважины, устанавливают минимальный расход технологической жидкости на насосно-компрессорном агрегате. Далее проводят резку не прихваченной аварийной НТ до появления циркуляции в межтрубном пространстве, затем компоновку поднимаем из скважины. Освобожденную часть аварийной НТ извлекают известными способами (рис.5.49).

Затем для извлечения прихваченной колонны НТ на устье собирают новую компоновку, в которую включают (сверху вниз) коннектор, гидравлический якорь, забойной двигатель Д-42, гидравлический домкрат, ловильный инструмент, например разработанный и изготовленный специально для использования с НТ метчик или колокол. Данную компоновку спускают в скважину, осторожно вводят в ловимую трубу, с помощью забойного двигателя проводят вращение ловильного инструмента, для закрепления последнего с аварийной НТ. После этого в НТ закачивают под давлением жидкость для приведения гидравлического якоря в рабочее положение, при этом плашки гидравлического якоря зацепляются за стенки эксплуатационной колонны, а поршни гидравлического домкрата тянут прихваченную НТ, срывая ее. Характерной особенностью гидравлического домкрата является то, что при его использовании на колонну НТ не создается осевой нагрузки за счет гидравлического якоря, а срыв прихваченного оборудования происходит за счет усилия на выходной штанге гидравлического домкрата, которое может достигать до 686,7 кН (70 т).

## **5.6 Ликвидация аварий, связанных со спуском в скважину инструментов на кабеле или канате**

Работы по извлечению из скважины кабеля или каната и инструментов, спущенных на нем, могут оказаться очень сложными. Здесь надо учитывать, на чем спускали инструменты: на канате или на кабеле, оборван этот канат или нет. Если кабель не оборван, то лучше не пытаться освободить его за счет дополнительного натяжения. В лучшем случае произойдет обрыв над инструментами (или приборами), находящимися в скважине, что грозит потерей дорогостоящих инструментов. А если в числе инструментов окажется радиоактивный источник, то ситуация может стать очень серьезной.

Для ликвидации такой аварии можно воспользоваться одним из двух методов, связанных со спуском в скважину колонны труб. Первый метод – спуск труб «поверх» кабеля, а второй – спуск на трубах овершота с боковым окном (см. рис. 5.25).

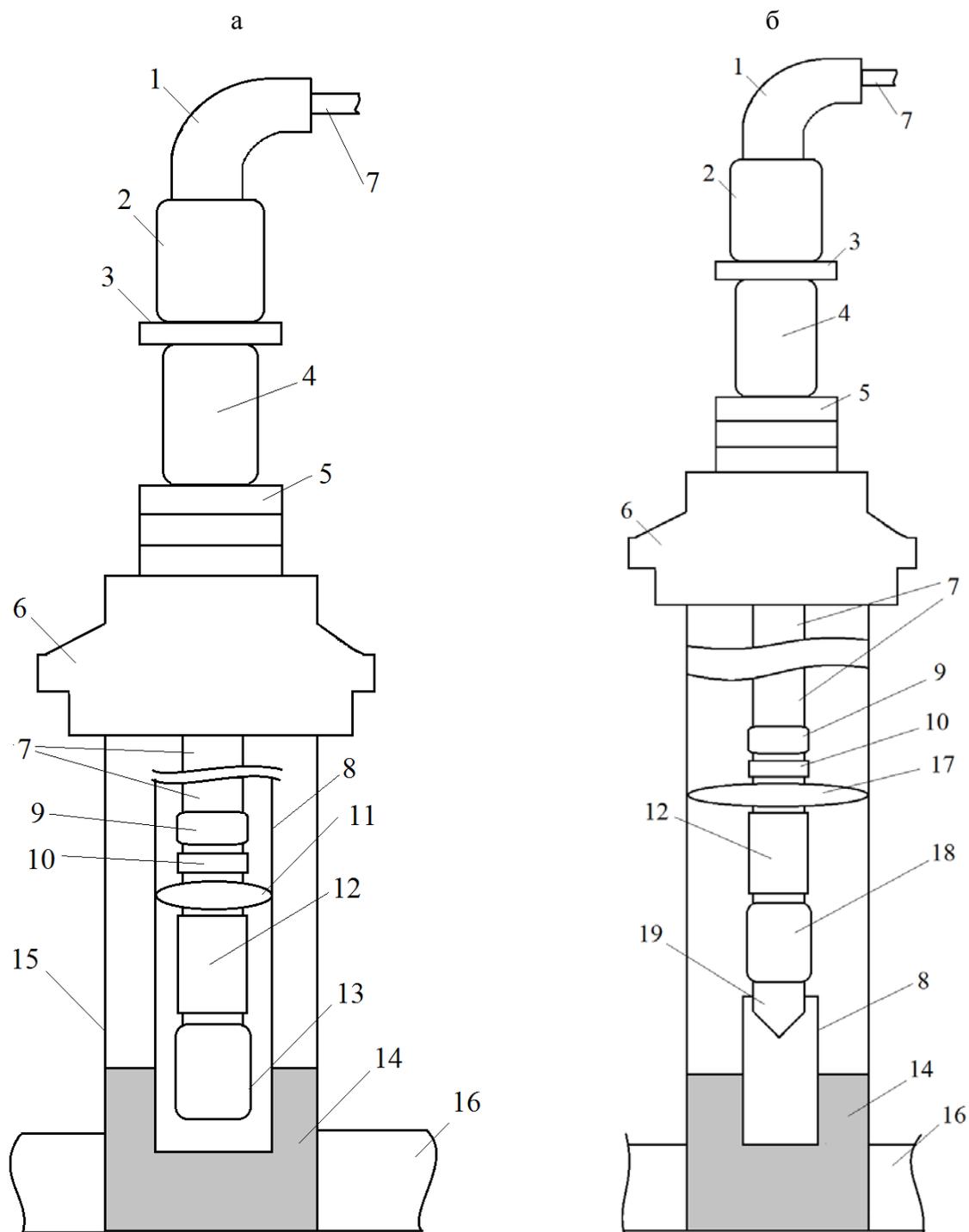


Рисунок 5.49 – Схема извлечения прихваченной колонны гибких труб:  
а – схема отрезания прихваченной колонны ГТ;  
б – схема ловильных работ и вытягивания прихваченной колонны ГТ:  
1-направляющий желоб; 2-инжектор; 3-превентор со срезными плашками;  
4-шлюзовая камера; 5-блок превенторов с клиновыми, с трубными и глухими плашками;  
6-устьевое оборудование; 7-ГТ с меньшим диаметром; 8-прихваченная ГТ;  
9-обратный клапан; 10-переводник; 11-гидравлический якорь малого диаметра;  
12-забойный двигатель; 13-труборез; 14-песчаная пробка; 15-эксплуатационная колонна;  
16-продуктивный пласт; 17- гидравлический якорь большего диаметра;  
18-гидравлический домкрат; 19-ловильный метчик

### Метод спуска труб «поверх» кабеля

Спуск труб "поверх" кабеля – наиболее безопасный метод, обеспечивающий высокий коэффициент вероятности успеха. Его рекомендуется применять в глубоких необсаженных скважинах, а также при ликвидации прихватов радиоактивных инструментов. К недостаткам метода следует отнести необходимость разрезания кабеля и большие затраты времени на спуско-подъемные работы.

Для ведения работ по этому методу необходим специальный набор инструментов (рис. 5.50), который практически больше нигде не применяется. В этот набор входят бурильная труба 7, зажим 8 для кабеля с Т-образной подвеской, две кабельные головки 4, цилиндрический груз 5 и овершоты: спускаемый в скважину 2 и для работы на поверхности 6, а также плита с прорезью и переводник 7 (с проточкой) под эту прорезь и копьеобразной головкой для захвата овершотом.

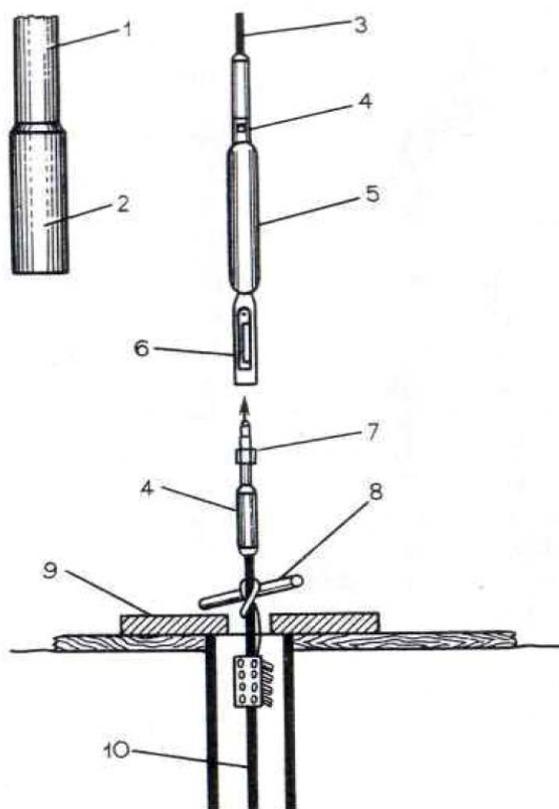


Рисунок 5.50 – Набор инструментов для спуска труб «поверх» кабеля

Кабель 10, идущий к прихваченному инструменту, слегка натягивают (10 кН) и на него крепят зажим 8 на уровне колонной головки или стола ротора 9, после чего кабелю дают слабину, подвешивая его на зажиме. Затем кабель разрезают над зажимом на удобном для работы расстоянии. При этом надо иметь в виду, что в наклонных скважинах протяженность кабеля от прихваченного инструмента до устья увеличится, когда кабель окажется в трубах,

спущенных в скважину. Полученную при разрезе нижнюю часть кабеля оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют переводник с проточкой и копьеобразной головкой. Конец верхней части кабеля 3 (полученной при разрезе) пропускают через ролик на кронблоке и оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют цилиндрический груз 5 с овершотом 6. Порядок спуска труб показан на рис. 5.51.

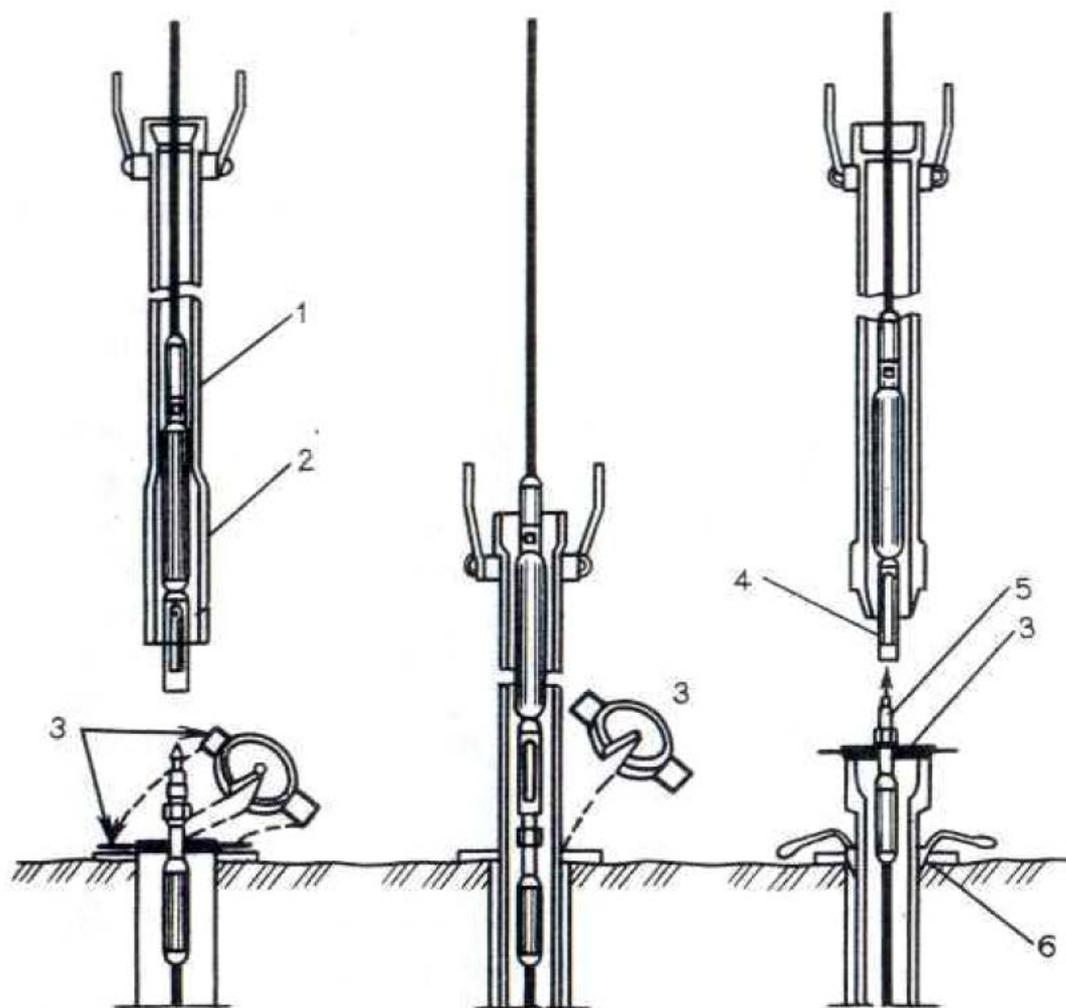


Рисунок 5.51 – Схема проведения операций при спуске труб "поверх" кабеля

На первую, спускаемую в скважину свечу труб 1 наворачивают снизу овершот 2, предназначенный для захвата, оставленного в скважине инструмента. Конец верхней части кабеля поднимают до верхнего торца свечи, где верховой рабочий опускает овершот с грузом внутрь свечи. По внутреннему каналу свечи овершот 4 с грузом опускается до пола буровой, где один из помощников бурильщика соединяет его с копьеобразной головкой переводника нижней кабельной головки. Натягивают кабель лебедкой каротажного подъемника и снимают зажим с подвеской. Спускают свечу бурильных труб и сажают ее на стол ротора 6.

На проточку переводника 5 нижней кабельной Головки надевают прорезью опорную плиту 3, дают слабину кабелю, и плита садится на верхний торец свечи. Снимают овершот с головки переводника и приступают к спуску следующей свечи, повторяя описанные операции.

Перед навинчиванием овершота на нижнюю свечу необходимо убедиться, что внутренний канал овершота позволяет достигнуть той части прихваченного инструмента, за которую планируется осуществить захват. Следует также обратить внимание на нижний торец овершота или направляющей воронки. Здесь не должно быть острых кромок, которые могут перерезать кабель в местах перегиба ствола скважины или при посадке на уступ.

Когда трубы будут спущены до прихваченного инструмента, необходимо проверить, удалось ли захватить его овершотом. Первая проверка осуществляется путем небольшого натяжения труб. Кабель при этом должен дать слабину. Вторая проверка осуществляется при промывке, так как наличие инструмента в овершоте будет отмечено повышением давления на выкиде насосов. Чтобы обеспечить возможность промывки скважины, на верхнюю свечу навинчивают переводник со специальным карманом, в который можно "спрятать" нижнюю кабельную головку с переводником. После этого на трубы навинчивают ведущую трубу с вертлюгом или промывочную головку.

Убедившись, что овершот надежно захватил прихваченный инструмент, снова крепят зажим на кабеле, снимают кабельную головку, набрасывают кабель на элеватор и буровой лебедкой обрывают кабель в кабельной головке прихваченного инструмента. Освободившийся кабель наматывают на барабан каротажного подъемника, а пойманный инструмент поднимают с бурильными трубами.

Все инструменты (кабельные головки, корпуса и ловильные проточки приборов и инструментов, присоединяемых к кабелю), спускаемые в скважину, должны быть тщательно замерены.

### **Извлечение оборванного кабеля.**

Когда кабель обрывается, он попадает в скважину совсем не так, как упала бы веревка или цепь. Чем толще кабель, тем больше его жесткость, и чем меньше диаметр скважины или труб, тем выше останавливается в них кабель при падении. Поскольку оба эти фактора изменяются в довольно широких пределах, трудно рекомендовать какое-либо эмпирическое правило, за исключением необходимости помнить, что кабель всегда может оказаться выше, чем вы ожидаете.

### **Ерши и вилки**

Ерш (рис. 5.52 а) – наиболее подходящий инструмент для извлечения кабеля. Габариты ерша должны соответствовать диаметру труб или скважины, куда его спускают, а крючки ерша должны заклинивать попавший в них кабель, чтобы вытянуть его в линию при необходимости. Если ерш спускают в трубы, то над ним надо установить фланец или муфту-ограничитель. Зазор

между ограничителем и стенкой труб должен быть таким, чтобы кабель не мог оказаться выше ограничителя. Это препятствует погружению ерша слишком глубоко в спутанный кабель и образованию над ершом сальника из кабеля, который может заклинить ловильную колонну.

Всегда надо стараться вести ловильные работы в районе "головы" кабеля. В противном случае кабель может сместиться вниз, масса спутанного кабеля уплотнится и трудно будет внедрить в нее ерш, чтобы зацепить кабель крючками.

Когда ершом зацепить кабель не удастся, обычно спускают двухрожковую вилку (рис. 5.52 б). Она позволяет захватить кабель не изнутри, а снаружи. Конструкция вилки должна обеспечивать проход кабеля между рожками и заклинивание его в крючках. После того, как двух- или трехрожковой вилкой удастся несколько разуплотнить массу кабеля и поднять его "голову" выше, снова спускают ерш, так как он считается самым надежным инструментом.



Рисунок 5.52 – Инструмент для извлечения оборванного кабеля:  
а – схема работы ерша с ограничителем; б – двухрожковая вилка

Если ерш спускают под башмак обсадной колонны, то ограничитель над ним не ставят, потому что в расширенной части открытого ствола кабель может оказаться над ограничителем и при подъеме в башмак заклиниться, препятствуя дальнейшему подъему.

**Удочка ловильная шарнирная** предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей УЭЦН, каротажных кабелей, канатов и проволок при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.



Корпус шарнирной удочки (рис. 5.53) изготавливается из кованной легированной стали. В верхней части колокола выполнена присоединительная резьба для соединения с переводником, в средней - три, расположенных под 120 градусом, паза, в которых шарнирно закреплены подпружиненные, нормально раскрытые крючки.

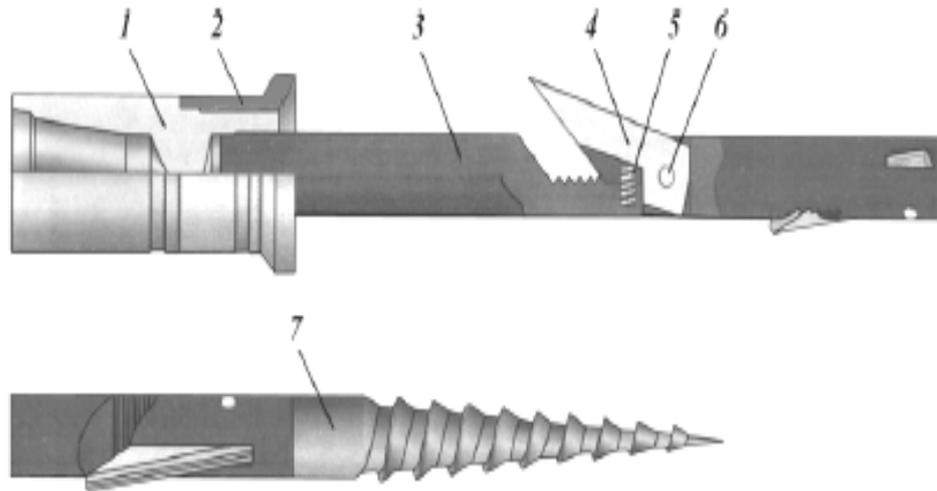


Рисунок 5.53 – Удочка шарнирная:

1 – переводник; 2 – воронка; 3 – корпус; 4 – крючок; 5 – пружина; 6 – ось; 7 – наконечник

К нижней части корпуса с помощью резьбы крепится наконечник, изготовленный в виде штопора. Для центрирования корпуса в скважине и предотвращения перехода захватываемого объекта в пространство над удочкой, на нижнюю часть переводника на резьбе установлена воронка.

Таблица 5.38

Характеристики ловильной удочки шарнирной

Шифр типоразмера удочки	УШ 50-120
1. Наружный диаметр корпуса, мм	50
2. Наружный диаметр воронки, мм	120
3. Грузоподъемность, кН	100
4. Присоединительная резьба переводника	3-76
6. Длина, мм	1600

Если кабель спрессовался в клубок, в который невозможно внедрить ни ерш, ни вилку, то можно попытаться навернуть на этот клубок ловильный колокол. Зазор между колоколом и стенками скважины должен быть минимальным. Также минимальной должна быть толщина стенки колокола у его нижнего торца. Захваченный колоколом кабель вытягивают в линию, перемещая вверх положение "головы" кабеля.

Необходимо постоянно следить за количеством извлеченного кабеля. Поскольку он обычно спутан, часть оплетки содрана, и первоначальная длина его изменилась, остается единственный способ оценить его количество – это взвешивание. Зная массу единицы длины кабеля, можно определить длину извлеченной части, а отсюда – длину оставшейся в скважине части кабеля.

Когда в скважине остается сравнительно короткий (до 30 м) обрывок кабеля над прихваченным прибором или инструментом, то кабель обычно не спутывается, а располагается по прямой вдоль скважины. В этом случае можно попытаться накрыть его овершотом и пропустить в ловильную колонну, а овершотом захватить прихваченный инструмент и извлечь его вместе с кабелем. Во внутреннем канале овершота, удлинителя и труб над овершотом не должно быть сужений и уступов. Овершот спускают медленно с проворотом. Извлечение короткого куска вместе с инструментом намного дешевле работ по извлечению кабеля.

## 5.7 Извлечение мелких предметов

Прежде чем приступить к работам по извлечению из скважины мелких посторонних предметов, надо по возможности выяснить, что находится в скважине. Если тип и форма предметов неизвестны, следует спустить печать. Полезно поместить точно такой же предмет в предохранительный ниппель обсадной колонны соответствующего размера, чтобы имитировать ситуацию на забое. На этом имитаторе можно опробовать ловильные инструменты, которые могут быть применены для извлечения предмета из скважины. Те инструменты, которые оказались неэффективными на поверхности, спускать в скважину не стоит. Гораздо дешевле устроить испытания на поверхности, чем делать лишние спуско-подъемы.

Для извлечения из скважины мелких предметов обычно применяют магнитные фрезеры, различные типы металлршламоуловителей, гидростатические желонки и специальные инструменты для конкретных условий.

**Магнитные фрезеры** – это или постоянные магниты, встроенные в корпус с промывочными каналами, или электромагниты, спускаемые на кабеле.

После промывки непосредственно над забоем с целью обнажения поверхности предметов, подлежащих извлечению, фрезер опускают на забой с небольшой нагрузкой и проворотом ротором. Когда забой нащупан, ротор останавливают и интенсивно промывают скважину. Затем останавливают насосы, отрывают фрезер от забоя и приступают к его подъему. Во время подъема нельзя вращать колонну ротором, так как при этом увеличивается вероятность потери пойманных предметов.

Отечественной промышленностью выпускаются магнитные ловители по шифрам ФМ, ФЛМ, ФМЗ, МЛ, МСМ, Титан, УОЗ1

**Магнитный фрез-ловитель типа ФМ** (рис 5.54) состоит из переводника 1, корпуса 2 и магнитной системы 3. Нижняя часть корпуса изготовлена в виде фрезерной воронки. Магнитная система представляет набор постоянных магнитов марки ЮН14ДК25БА, которые размещены в металлическом стакане, служащем магнитопроводом. Основные параметры магнитных ловителей типа ФМ приведены в таблице 5.39.

Нормальный режим работы магнитных фрезеров определяется номинальной осевой нагрузкой 0,03 – 0,12 кН при частоте вращения ротора от 0,3 до 1,0 с<sup>-1</sup> и производительностью насоса от 12 до 20 л/с (в зависимости от типа размера фреза).

Таблица 5.39

Технические характеристики магнитных ловителей типа ФМ

Тип ловителя	Грузоподъемность условная, кг	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	L	
ФМ-88	70	0,03	20-60	3-66	88	380	17
ФМ-103	80	0,04		3-76	103	400	23
ФМ-118	100	0,05		3-76	118	400	24
ФМ-135	120	0,06		3-88	135	400	38
ФМ-150	240	0,07		3-88	150	420	45
ФМ-170	280	0,08		3-121	170	430	55
ФМ-195	325	0,09		3-147	195	440	110
ФМ-225	560	0,10		3-147	225	525	130
ФМ-270	680	0,11		3-147	270	525	160
ФМ-315	1200	0,12		3-147	315	600	210

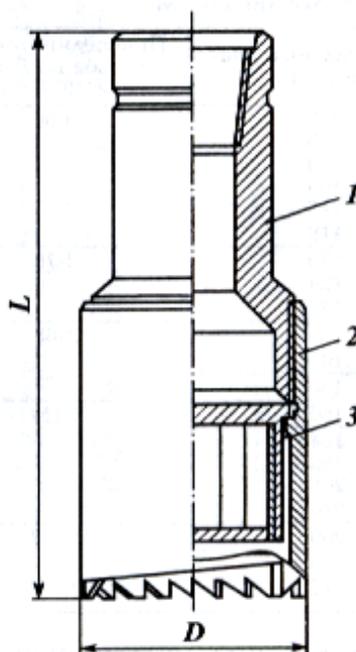


Рисунок 5.54 – Магнитный фрез-ловитель типа ФМ:  
1-переводник; 2-корпус фрезы; 3-система магнитная

**Магнитный фрез-ловитель типа ФЛМ** – предназначен для извлечения из скважины предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, в том числе из твердого сплава. Конструкция ловителей (рис. 5.55) обеспечивает подачу промывочной жидкости на забой (центральная схема промывки). Ловители могут эксплуатироваться в скважинах при температуре от -10 до +120 °С. Ловители изготавливаются с правой или левой замковой присоединительной резьбой. Основные параметры приведены в таблице 5.40.

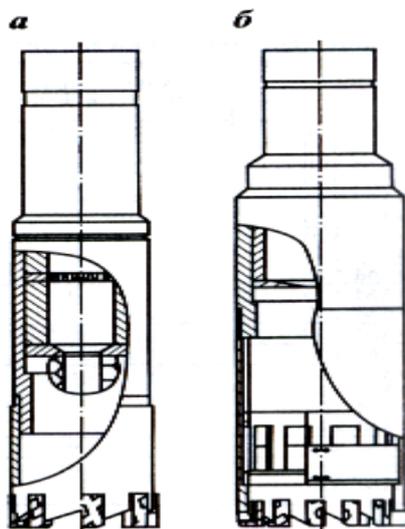


Рисунок 5.55 – Фрезы-ловители магнитные:  
а-типа ФЛМ; б-типа ФМЗ с механическим захватом

Таблица 5.40

Технические характеристики магнитных фрез-ловителей типа ФЛМ

Тип	Условная грузоподъемность, кН, не менее	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ФЛМ 88	2,5	88	3-66
ФЛМ 103		103	
ФЛМ 108		108	
ФЛМ 109		109	
ФЛМ 115		115	
ФЛМ 118		118	
ФЛМ 120	4,5	120	3-76
ФЛМ 124		124	
ФЛМ 125		125	
ФЛМ 135	6,5	135	3-88
ФЛМ 140		140	
ФЛМ 150	8,5	150	3-117
ФЛМ 180		180	
ФЛМ 184		184	
ФЛМ 195		195	
ФЛМ 205		205	
ФЛМ 210	9,0	210	3-147
ФЛМ 260		260	
ФЛМ 270		270	
ФЛМ 315	10,0	315	

**Магнитный фрез-ловитель с механическим захватом типа ФМЗ** (рис.5.55 б) – предназначен для извлечения из скважины частей и деталей породоразрушающего инструмента и элементов бурильной колонны с помощью механического захвата, а так же предметов, обладающих ферромагнитными свойствами с помощью магнитной системы. Конструкция ловителей обеспечивает подачу промывочной жидкости на забой.

Ловители изготавливаются с правой или левой замковой присоединительной резьбой. Выпускаются механические захваты трех типов:

- ЗМ 1 – для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 15 мм;
- ЗМ 2 – для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 30 мм;
- ЗМ 3 – для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 50 мм.

Основные параметры фрезеров-ловителей магнитных типа ФМЗ с механическим захватом приведены в табл. 5.41

Таблица 5.41

Технические характеристики магнитных фрезеров-ловителей типа ФМЗ

Показатель	ФМЗ 88	ФМЗ 118	ФМЗ 135	ФМЗ 140	ФМЗ 170	ФМЗ 195	ФМЗ 225	ФМЗ 270	ФМЗ 315
Условная грузоподъемность магнитной системы, кН, не менее	1,7	2,5	4,5		6,5	8,5	9,0	10,0	
Грузоподъемность механического захвата, кН, не менее	1,0	1,5	2,0		2,5	3,0	4,5	5,5	6,5
Максимальный диаметр, мм	88	118	135	140	170	195	225	270	315
Расстояние между лепестками механического захвата и магнитной системы, мм	105	140	140	230	210	150	400	150	280
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	3-66	3-76	3-88		3-117			3-147	

**Скважинный магнитный ловитель типа «Титан»** - предназначен для очистки забоев строящихся скважин различного диаметра на любой глубине от ферромагнитных предметов, включая крупные стальные обломки, до твердосплавных зубьев шарошек, обладающими слабыми ферромагнитными свойствами.

Достоинства СМЛ «Титан»

- значительная большая грузоподъемная сила магнитов по сравнению с существующими конструкциями магнитных ловителей;
- уникальная улавливающая способность, позволяющая притягивать шарошки и твердосплавные зубья с силой и на расстояниях, кратно больших, чем у существующих ловителей;
- увеличенный срок службы;
- возможность осевого перемещения магнитной системы в корпусе СМЛ;
- полное отсутствие залипания на стенках обсадных труб;

Таблица 5.42

Технические характеристики магнитного ловителя типа «Титан»

Тип ловителя	Наружный диаметр, мм	Грузоподъемность, кН
СМЛ «Титан»-88	88	1,6
СМЛ «Титан»-103	103	2,5
СМЛ «Титан»-115	115	3,5
СМЛ «Титан»-135	135	4,3
СМЛ «Титан»-150	150	6,7
СМЛ «Титан»-170	170	7,2
СМЛ «Титан»-195	195	10,0
СМЛ «Титан»-225	225	12,4
СМЛ «Титан»-245	245	14,5
СМЛ «Титан»-270	270	19,6
СМЛ «Титан»-315	315	25,0
СМЛ «Титан»-370	370	32,5
СМЛ «Титан»-420	420	39,6
СМЛ «Титан»-460	460	47,0

**Устройство очищающие типа УОЗС и УОЗ1** (рис. 5.56) – на постоянных магнитах для очистки забоя скважины от металла применяется как в обсаженных, так и не обсаженных стволах скважин совместно с колонной технологических труб при ликвидации аварий, связанных с оставлением на забое частей и деталей породоразрушающего инструмента и элементов бурильной колонны; профилактической очистке забоя забоя скважины при бурении и капитальном ремонте скважины.

Устройство представляет собой магнитную систему, состоящую из центрального магнитопровода, магнитов и четырех сегментов, смонтированных в корпусе 2. Магнитная система выполнена из четырех сегментов одноименной полярности и центрального магнитопровода противоположной полярности, имеющего форму четырехугольной призмы.

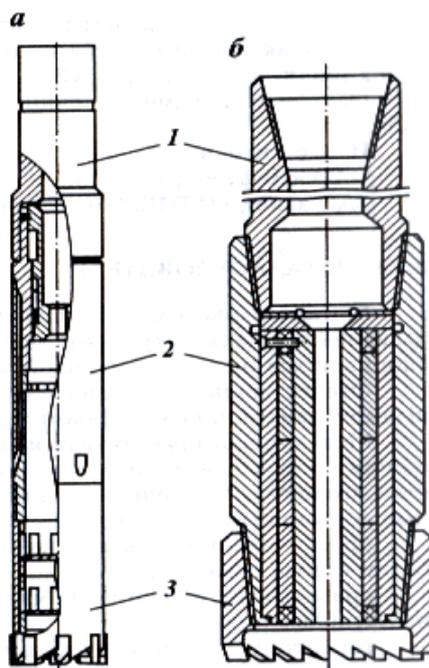


Рисунок 5.56 – Устройство для очистки забоя скважин типов УОЗС и УОЗ1:  
 а – тип УОЗС; б – тип УОЗ1;  
 1-переводник; 2-корпус; 3-головка разрушающая

Спускают устройства УОЗС и УОЗ1 с вращением. Не доходя до забоя скважины, проводят циркуляцию промывочной жидкости, которая проходит через промывочное отверстие и очищает металлические предметы от осажденных частиц породы, одновременно происходит разрушение осадка головкой 3 с зубцами. Устройство опускают до забоя и останавливают циркуляцию жидкости. Улавливаемые металлические предметы под действием магнитного поля притягиваются к полюсам магнитной системы и поднимаются вверх вместе с колонной труб.

Основные параметры очищающего устройства типа УОЗ приведены в таблице 5.43

Таблица 5.43

Технические характеристики устройства очищающего типа УОЗ

Показатели	УОЗ1-115, УОЗ1-115Л	УОЗ1-195, УОЗ1-195Л
Грузоподъемность, кН	3,8	10,0
Осевая нагрузка, кН	5	10
Частота вращения устройства, с <sup>-1</sup>	0,33	1,0
Расход промывочной жидкости, л/с	12	20
Рабочая среда	Буровой раствор, шлам, нефть, газ их смеси	
Максимальная температура рабочей среды, °С	250	250
Габаритные размеры		
• диаметр	115	195
• длина	440	630
Масса, кг	28	80

## Металлошламоуловители

Металлошламоуловители предназначены для обеспечения подъема с забоя и улавливания мелких кусочков металла и крупных кусков обвального шлама, скопившегося на забое строящейся скважины.

Металлошламоуловитель имплозийный типа «Барс» предназначен для очистки забоя скважины от посторонних предметов массой до 20 кг и очистки «головы» аварийного прихваченного инструмента после фрезерования.

Достоинства:

- обеспечивает спуск в скважину с возможностью промывки и проработки ствола скважины;
- срабатывает только по команде с поверхности по гидравлическому каналу управления;
- гарантирует очистку забоя от посторонних предметов; обеспечивает экономию долот и торцевых фрез;
- исключает потерю проходки на долото и снижение механической скорости;
- предотвращает заклинивание инструмента оставленной шарошки;
- экономит время и затраты на ликвидацию аварии;
- необходимое время на подготовку к работе на буровой – не более 15 мин. Основные параметры приведены в таблице 5.44

Таблица 5.44

Технические характеристики металлошламоуловителей типа «Барс»

Показатели	ШМУ-114	ШМУ-195
Минимальный размер улавливаемых частиц, мм	5	5
Максимальный проходной диаметр ствола ловителя, мм	85	150
Габаритные размеры, мм:		
• диаметр наружный корпуса	114	195
• диаметр наружный коронки	118	212,7
• длина	10000	5000
Масса, кг	350	500

**Шламоуловитель типа ШМУи УМК** (рис.5.57) – состоит из корпуса и корзины и предназначены для улавливания обломков разрушаемых в скважине металлических объектов и отдельных фрагментов вооружения породоразрушающих инструментов (долот, калибраторов, фрезеров и т.д)

Шламоуловители выпускаются с правой или левой присоединительной замковой резьбой следующих видов:

- по длине – короткий (К) для использования в компоновке с долотом, средний (С) и длинный (Д) – для использования в компоновке с фрезом;
- по виду присоединительных элементов – сверху ниппель, снизу муфта (НМ); сверху и снизу муфта (ММ).

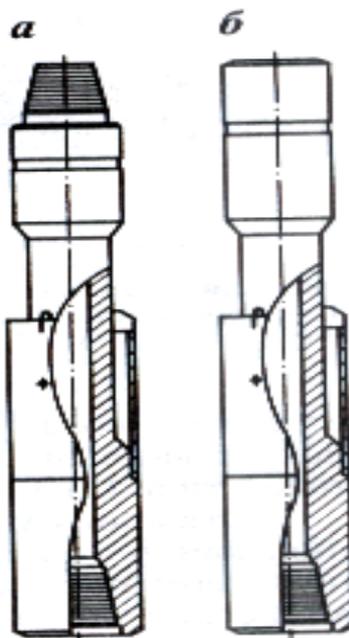


Рисунок 5.57 – Шломауловители:  
а – типа ШМУ; б – типа ШМУ ММ

Основные параметры шламометаллоуловителей типа ШМУ приведены в таблице 5.45

Таблица 5.45

Технические характеристики шламометаллоуловителей типа ШМУ

Тип шлагоуловителя	Наружный диаметр корзины, мм	Глубина корзины, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	
			верхняя	нижняя
ШМУ-К-НМ-108 ШМУ-С-НМ-108 ШМУ-Д-НМ-108	108	250 500 750	Ниппель 3-76	Муфта 3-76
ШМУ-К-НМ-112 ШМУ-С-НМ-112 ШМУ-Д-НМ-112	112	250 500 750	Ниппель 3-76	Муфта 3-76
ШМУ-К-ММ-114 ШМУ-Д-ММ-114	114	250 750	Муфта 3-86	Муфта 3-86
ШМУ-К-НМ-127 ШМУ-С-НМ-127 ШМУ-Д-НМ-127	127	250 500 750	Ниппель 3-88	Муфта 3-88
ШМУ-К-НМ-133 ШМУ-С-НМ-133 ШМУ-Д-НМ-133	133	250 500 750		
ШМУ-К-НМ-136 ШМУ-С-НМ-136 ШМУ-Д-НМ-136	136	250 500 750		
ШМУ-С-НМ-195	195	500		

**Металлошламоуловитель колонкового типа** (рис. 5.58) – предназначен для вымывания осадка с забоя и отбора небольшой колонки породы с забоя. Два кернователя, один из которых с короткими пружинными перьями, дают возможность оторвать керн от забоя и поднять его на поверхность. Все посторонние предметы, находившиеся на забое, отказываются в корпусе инструмента, запертые снизу керном.

Важное условие нормальной работы металлошламоуловителя колонкового типа – свободное вращение кернователей в корпусе или башмачном фрезере. При спуске инструмента забой нащупывается при промывке и вращении ловильной колонны. При посадке на забой кернователи входят в зацепление с предметами на забое и затормаживаются, а фрезер и корпус продолжают вращаться. Если кернователи окажутся заклиненными каким-либо мусором, избытком краски, продуктами коррозии или другими посторонними материалами, то при их вращении произойдет слом пружинных перьев, и на забое только добавятся предметы, которые надо извлекать.

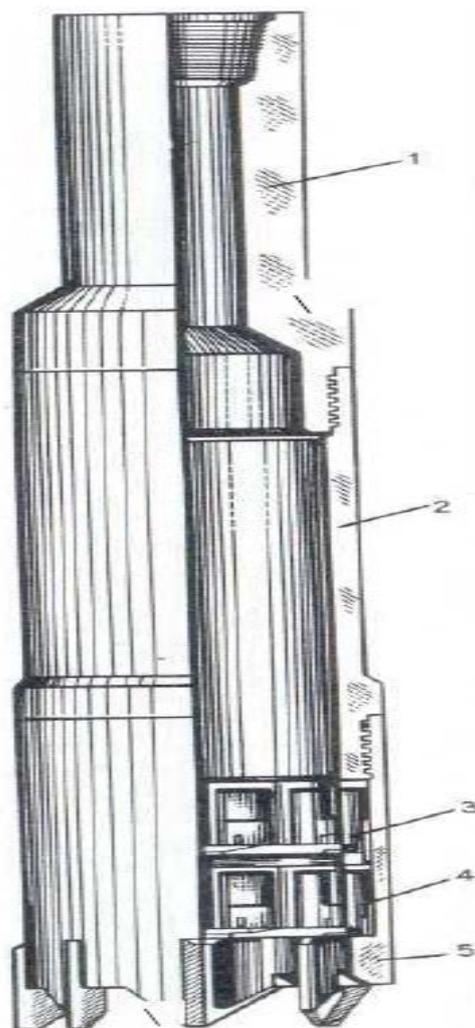


Рисунок 5.58 – Металлошламоуловитель колонкового типа

### **Инструмент с обратной циркуляцией**

При капитальном ремонте скважин широко применяют метод обратной циркуляции, когда жидкость закачивается в затрубное пространство и поднимается из скважины по трубам. Это позволяет вымывать на поверхность более крупные и тяжелые твердые частицы, а также использовать обычные жидкости вместо специальных высоковязких. Однако в скважинах с необсаженным стволом применение этого метода очень ограничено вследствие возможного поглощения жидкости породами. Тем не менее, поток жидкости при обратной циркуляции оказывается очень эффективным при проталкивании через кернователи в колонковую трубу тех предметов, которые были бы отброшены к стенке скважины встречным потоком при прямой циркуляции. Именно с учетом этого обстоятельства в последние годы были созданы два типа металлошламоуловителей с обратной циркуляцией.

В конструкции первого типа (рис. 5.59), чтобы направить поток жидкости через насадки (сопла), в ловильную колонну сбрасывают шар. В пространстве за насадками создается разрежение, так как насадки направляют жидкость через отверстия в стенках корпуса за его пределы.

Благодаря пониженному давлению в корпусе снаряда, жидкость из скважины засасывается в него через нижнее отверстие с кернорвателем.

В конструкции второго типа (рис. 5.60) корпус инструмента имеет две стенки, пространство между которыми предназначено для прохода закачиваемой жидкости, когда сброшенный сверху шар перекроет центральное проходное отверстие. После промывки скважины в течение времени, необходимого для удаления осадка, сбрасывают шар, который садится в седло центрального проходного отверстия, и поток жидкости направляется через кольцевой канал корпуса к выходным отверстиям, расположенным над забоем в затрубном пространстве.

В этом месте образуется зона повышенного давления, поэтому часть жидкости опускается вниз и входит в корпус инструмента через нижнее отверстие с кернорвателем. Поднимаясь внутри корпуса, жидкость выходит из него в затрубное пространство через специальные отверстия, расположенные в верхней части корпуса.

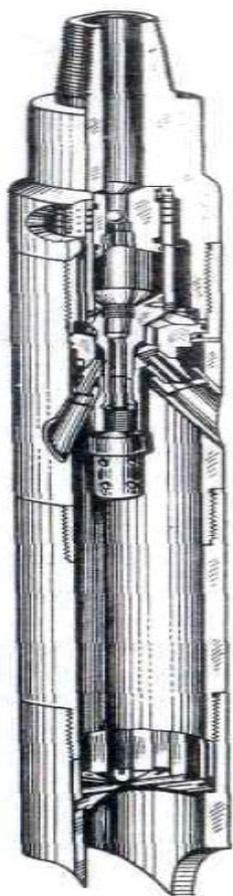


Рисунок 5.59 – Металлошлямоуловитель эжекционного типа с обратной промывкой

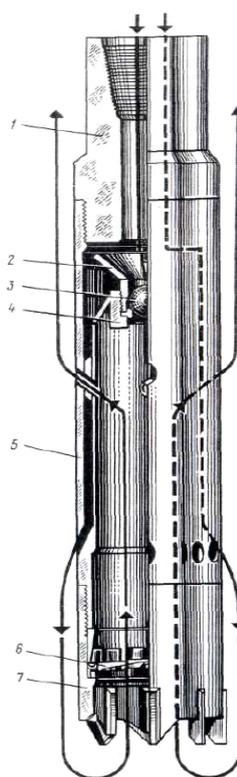


Рисунок 5.60 – Металлошлямоуловитель с обратной циркуляцией, имеющий кольцевой канал в корпусе:  
1-верхний переводник; 2- направляющая воронка;  
3-стальной шар; 4-седло шарового клапана;  
5-корпус с кольцевым каналом;  
6-ловитель типа кернорвателя; 7-башмачный фрез

**Металлошламоуловитель гравитационного типа** - работают только при циркуляции, когда восходящий поток жидкости идет по затрубному пространству. Кожух инструмента имеет сравнительно большой диаметр, поэтому в интервале против него площадь поперечного сечения затрубного пространства уменьшается, что ведет к повышению скорости восходящего потока.

У верхней кромки кожуха площадь поперечного сечения затрубного пространства резко увеличивается, что сопровождается образованием зоны разряжения восходящего потока с турбулентными завихрениями. В этом месте поднимаемые с забоя твердые частицы повышенной плотности, такие, как куски металла, твердосплавные вставки, обломки зубьев, шарики из подшипников замедляют движение и оседают в кожух. Гравитационные металлошламоуловители можно спускать по два (один над другим), чтобы увеличить суммарный объем кожухов. Некоторые буровики размещают между ними несколько труб.

Нельзя допускать проведение сварочных работ на валу металлошламоуловителя в промысловых условиях. Буровики усиливают соединение кожуха с валом, приваривая косынки, но без соответствующей термообработки это может привести к образованию трещин и закончиться аварией.

Рекомендуемые размеры металлошламоуловителей гравитационного типа приведены в табл. 5.46.

Таблица 5.46

Диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр кожуха
114,3-117,5	93,7
117,5-123,8	101,6
130,2-149,2	114,3
152,4-161,9	127
165,1-190,5	139,7
190,5-215,9	168,3
219,1-244,5	177,8
244,5-288,9	219,1
292,1-330,2	244,5
374,6-444,5	327

**Осевые торпеды** (рис. 5.61) спускают в скважину на трубах или на кабеле. Они имеют довольно мощный кумулятивный заряд взрывчатки, предназначенный для разбивания находящихся в скважине предметов, которые не удастся извлечь обычными ловильными инструментами. После взрыва обломки извлекают магнитными фрезерами или металлошламоуловителями. Вследствие большой силы взрыва могут образоваться каверны, а часть обломков окажется забитой в стенки скважины. Несмотря на то, что торпеда сконструирована так, чтобы сила взрыва была направлена только вниз, практически это трудно осуществить.

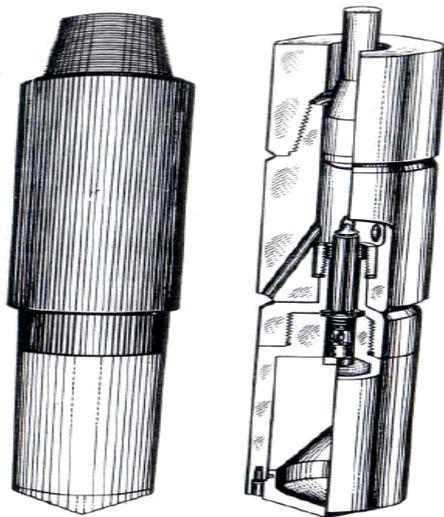


Рисунок 5.61 – Осевая куммулятивная торпеда

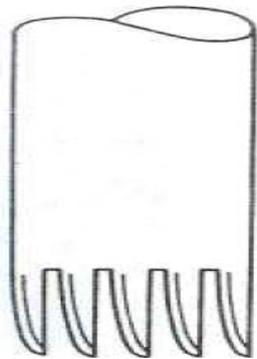


Рисунок 5.62 – Трубный паук

Как видно на рис. 5.62, зубья паука вырезают газопламенной горелкой, и ведущая кромка зубьев имеет криволинейный профиль. Кроме того, эта кромка выполнена в виде клина или лезвия. Следует также обратить внимание на зазор между зубьями. Длина зубьев составляет примерно  $3/4$  диаметра трубы, из которой изготавливают корпус паука. В верхней части корпуса на резьбе или на сварке устанавливается переводник для соединения с ловильной колонной.

Спуск инструмента — наиболее ответственная операция. При подходе к "голове" находящихся в скважине предметов надо восстановить циркуляцию и с поворотом ротором опускать инструмент, не создавая на него больших нагрузок. Когда зубья коснутся "головы" предмета, это обычно становится заметно благодаря рывкам ловильной колонны.

После того, как инструмент достигнет расчетной глубины (по размерам) и извлекаемые предметы войдут в корпус инструмента, рывки прекратятся. Теперь, продолжая вращать инструмент ротором, создают осевую нагрузку на него, чтобы загнуть зубья внутрь трубы (в виде "апельсиновой корки"), для удержания пойманных предметов. Чтобы использовать паук еще раз, надо вырезать новые зубья.

Расстояние от торпеды до цели играет огромную роль, поэтому, когда торпеду спускают на трубах, над объектом взрыва осуществляют промывку, чтобы повысить эффективность воздействия. Если торпеду спускают на кабеле, то перед этим надо спустить долото, чтобы гарантировать спуск торпеды непосредственно до цели.

Никогда не следует взрывать осевые торпеды внутри труб или обсадных колонн, так как взрывом можно повредить трубы и ухудшить состояние аварийной скважины.

**Трубный паук** - самая первая конструкция металлошламоуловителя. Пауки использовались в ударно-канатном и вращательном бурении задолго до производства современных ловильных инструментов.

Паук — это обычный самодельный инструмент, предназначенный для выполнения специфической работы. Пауки делают из труб, прокатанных из малоуглеродистой стали. Наиболее подходящей считается сталь с пределом текучести 280 МПа. Паук из стали с пределом текучести выше 390 МПа работать не будет, так как его зубья будут ломаться, а не гнуться.

**МЕРЫ И ВЕСА****ДЛИНА**

1 дюйм	= 25,4 мм
1 фут	= 30,48 см
1 ярд	= 0,9144 м
1 миля	= 1,6093 км
1 см	= 0,0328 фута
1 м	= 1,093 ярда
1 км	= 0,62137 мили

**ПЛОЩАДЬ**

1 кв. дюйм	= 6,54516 кв. см
1 кв. ярд	= 0,8361 кв. м
1 кв. миля	= 2,589 кв. км
1 акр	= 4047 кв. м
1 кв. см	= 0,155 кв. дюйм
1 кв. м	= 1,1960 кв ярда
1 кв. км	= 0,386 кв. мили
1 га	= 10000 кв. м = 2,471 акра

**ОБЪЕМ**

1 куб дюйм	= 16387 куб. см
1 пинта	= 0,568 литра
1 галлон	= 4,546 литра
1 куб см	= 0,0610 куб дюйм
1 литр	= 1,76 пинты

**МАССА**

1 унция	= 28,349 гр
1 фунт	= 0,4536 кг
1 грамм	= 0,03527 унции
1 кг	= 2,205 фунта

Таблица 1

## Латинский алфавит

Печатные буквы	Рукописные буквы	Название	Печатные буквы	Рукописные буквы	Название
A a	<i>A a</i>	а	N n	<i>N n</i>	эн
B b	<i>B b</i>	бэ	O o	<i>O o</i>	о
C c	<i>C c</i>	цэ	P p	<i>P p</i>	пэ
D d	<i>D d</i>	дэ	Q q	<i>Q q</i>	ку
E e	<i>E e</i>	э	R r	<i>R r</i>	эр
F f	<i>F f</i>	эф	S s	<i>S s</i>	эс
G g	<i>G g</i>	гэ (жэ)	T t	<i>T t</i>	тэ
H h	<i>H h</i>	ха (аш)	U u	<i>U u</i>	у
I i	<i>I i</i>	и	V v	<i>V v</i>	вэ
J j	<i>J j</i>	йот (жи)	W w	<i>W w</i>	дубль-вэ
K k	<i>K k</i>	ка	X x	<i>X x</i>	икс
L l	<i>L l</i>	эль	Y y	<i>Y y</i>	игрек
M m	<i>M m</i>	эм	Z z	<i>Z z</i>	зэт

Таблица 2

## Греческий алфавит

Буквы		Название	Буквы		Название
A	$\alpha$	альфа	N	$\nu$	ню (ни)
B	$\beta$	бэта	Ξ	$\xi$	кси
Г	$\gamma$	гамма	Ο	$ο$	омикрон
Δ	$\delta$	дэльта	Π	$\pi$	пи
E	$\epsilon$	эпсилон	Ρ	$\rho$	ро
Z	$\zeta$	дзэта	Σ	$\sigma$	сигма
H	$\eta$	эта	Τ	$\tau$	тау
Θ	$\theta$	тэта	Φ	$\phi$	фи
I	$\iota$	йота	Χ	$\chi$	хи
K	$\kappa$	каппа	Υ	$\upsilon$	юпсилон
Λ	$\lambda$	ламбда	Ψ	$\psi$	пси
M	$\mu$	мю (ми)	Ω	$\omega$	омега

Таблица 3

Важнейшие единицы международной единицы системы (СИ)

Наименование величины	Единица		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
<b>Основные единицы</b>			
Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	kg
Время	секунда	с	s
Сила электрического тока	ампер		
Термодинамическая температура	кельвин	К	K
Количество вещества	моль	моль	mol
Сила света	кандела	кд	cd
<b>Дополнительные единицы</b>			
Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	ср	sr
<b>Производные единицы</b>			
Напор	метр	м	m
Площадь	квадратный метр	м <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
Объем, вместимость	кубический метр	м <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с <sup>2</sup>	m/s <sup>2</sup>
Грузоподъемность	килограмм	кг	kg
Частота колебаний	герц	Гц	Hz
Частота вращения	секунда в минус первой степени	с <sup>-1</sup>	s <sup>-1</sup>
Частота ударов			
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м <sup>3</sup>	kg/m <sup>3</sup>
Линейная плотность	килограмм на метр	кг/м	kg/m
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м <sup>3</sup> /кг	m <sup>3</sup> /kg
Сила (сила тяжести, подвижная сила), вес	ньютон	Н	N
Момент силы; крутящий момент	ньютон - метр	Н·м	N·m
Давление, механическое напряжение	паскаль	Па	Pa
Градиент давления	паскаль на метр	Па/м	Pa/m
Поверхностное натяжение, адгезионная прочность	ньютон на метр	Н/м	N/m
Работа; энергия; количество теплоты; термодинамический потенциал, энергия излучения	джоуль	Дж	J
Удельная работа; удельная энергия; удельное количество теплоты; удельный термодинамический потенциал	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Мощность; тепловой поток	ватт	Вт	W
Поверхностная плотность теплового потока	ватт на квадратный метр	Вт/м <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>
Объемная плотность теплового потока	ватт на кубический метр	Вт/м <sup>3</sup>	W/m <sup>3</sup>
Динамическая вязкость	паскаль - секунда	Па·с	Pa·s

Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	$\text{м}^2/\text{с}$	$\text{m}^2/\text{s}$
Массовый расход; массовая подача насоса и компрессора	килограмм в секунду	кг/с	kg/s
Объемный расход (объемная) подача насоса и компрессора	кубический метр в секунду	$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{m}^3/\text{s}$
Проницаемость горных пород	квадратный метр	$\text{м}^2$	$\text{m}^2$
Удельная теплота сгорания топлива	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Объемная теплота сгорания топлива	джоуль на кубический метр	Дж/ $\text{м}^3$	J/ $\text{m}^3$
Удельная теплоемкость; удельная энтропия; удельная газовая постоянная	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/ (кг·К)	J (kg·K)
Удельная теплоемкость	джоуль на кубический метр-кельвин	Дж/ ( $\text{м}^3\cdot\text{К}$ )	J/ ( $\text{m}^3\cdot\text{K}$ )
Универсальная газовая постоянная	джоуль на моль-кельвин	Дж/ моль·К	J/ (mol·K)
Температурный градиент; геотермический градиент	кельвин на метр	К/м	K/m
Коэффициент теплоотдачи (теплообмена); коэффициент теплопередачи	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/ ( $\text{м}^2\cdot\text{К}$ )	W/ ( $\text{m}^2\cdot\text{K}$ )
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/ ( $\text{м}\cdot\text{К}$ )	W/ ( $\text{m}\cdot\text{K}$ )
Температуропроводность	квадратный метр на секунду	$\text{м}^2/\text{с}$	$\text{m}^2/\text{s}$
Тепловое сопротивление	квадратный метр-кельвин на ватт	$\text{м}^2\cdot\text{К}/\text{Вт}$	$\text{m}^2\cdot\text{K}/\text{W}$
Температурный коэффициент линейного или объемного расширения	кельвин в минус первой степени	$\text{К}^{-1}$	$\text{K}^{-1}$
Количество электричества; электрический заряд	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, электродвижущая сила	вольт	В	V
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Электрическое сопротивление	ом	Ом	$\Omega$
Удельное электрическое сопротивление	Ом-метр	Ом·м	$\Omega\cdot\text{m}$
Электрическая проводимость	сименс	См	S
Удельная электрическая проводимость	Сименс на метр	См/м	S/m
Магнитный поток	вебер	Вб	Wb
Магнитная индукция	тесла	Т	T
Магнитодвижущая сила	ампер	А	A
Индуктивность, взаимная индуктивность	генри	Г	H
Молярная концентрация	моль на кубический метр	моль/ $\text{м}^3$	mol/ $\text{m}^3$
Молярная масса	килограмм на моль	кг/моль	kg/mol
Молярный объем	кубический метр на моль	$\text{м}^3/\text{моль}$	$\text{m}^3/\text{mol}$

Коэффициенты пересчета величин, широко распространенных в нефтепромысловой практике, из американских единиц в единицы СИ

Наименование величины	Американские единицы		Единицы СИ		Соотношение единиц
	наименование	обозначение	наименование	обозначение	
Длина	фут дюйм мил	ft in mil	метр	м	1 ft = 0,3048 м 1 in = 2,54 · 10 <sup>-2</sup> м 1 mil = 2,54 · 10 <sup>-5</sup> м
Площадь	квадратный фут квадратный дюйм	ft <sup>2</sup> in <sup>2</sup>	квадратный метр	м <sup>2</sup>	1 ft <sup>2</sup> = 9,2903 · 10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup> 1 in <sup>2</sup> = 6,4516 · 10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup>
Объем	кубический фут баррель галлон	ft <sup>3</sup> bbl gal	кубический метр	м <sup>3</sup>	1 ft <sup>3</sup> = 2,8317 · 10 <sup>-2</sup> м <sup>3</sup> 1 bbl = 0,1590 м <sup>3</sup> 1 gal = 3,7854 · 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup>
Масса	фунт	lb	килограмм	кг	1 lb = 0,4536 кг
Сила, вес	фунт-сила дина	lbf dyn	ньютон	Н	1 lbf = 4,4482 Н 1 dyn = 10 <sup>-5</sup> Н
Плотность	фунт на кубический фут фунт на галлон фунт на баррель	lb/ft <sup>3</sup> lb/gal lb/bbl	килограмм на кубический метр	кг/м <sup>3</sup>	lb/ft <sup>3</sup> = 16,018 кг/м <sup>3</sup> lb/gal = 119,826 кг/м <sup>3</sup> lb/bbl = 2,853 кг/м <sup>3</sup>
Давление, механическое напряжение	фунт-сила на квадратный дюйм дина на квадратный сантиметр фунт на 100 квадратных футов	lbf/in <sup>2</sup> dyn/cm <sup>2</sup> lb	паскаль	Па	lbf/in <sup>2</sup> = 6,894, 76 Па dyn/cm <sup>2</sup> = 0,1 Па lb = 0,4788 Па
Градиент давления	фунт-сила на квадратный дюйм на фут	lbf/(in <sup>2</sup> ·ft)	паскаль на метр	Па/м	lbf/(in <sup>2</sup> ·ft) = 2,262 · 10 <sup>4</sup> Па/м
Поверхностное напряжение	фунт-сила на фут дина на сантиметр	lbf/ft dyn/cm	ньютон на метр	Н/м	lbf/ft = 14,5939 Н/м dyn/cm = 10 <sup>-3</sup> Н/м
Динамическая вязкость	пуаз	P	паскаль-секунда	Па·с	1 P = 0,1 Па·с
Проницаемость	дарси	D	квадратный метр	м <sup>2</sup>	D = 1,0197 м <sup>2</sup>

## Преобразования в метрические единицы СИ

Свойство	Традиционная единица	Рекомендуемая единица СИ	Символ	Преобразование	
				Коэффициент	Пример
<b>Механические свойства</b>					
Глубина	фут	метр	м	0,3048	10000 футов = 3048 м
Диаметр ствола скважины	дюйм	миллиметр	мм	25,4	12 (1/4) дюйма = 311 мм
Диаметр трубы	дюйм	миллиметр	мм	25,4	4 (1/2) дюйма = 114 мм
Размер долота	дюйм	миллиметр	мм	25,4	12 (1/4) дюйма = 311 мм
Нагрузка на долото	фунт	ньютон	Н	4,4	20000 фунтов = 88000 Н
Скорость бурового раствора	об/мин	обороты в минуту	об/мин	1	45 об/мин = 45 об/мин
Размер насадки	1/32 дюйма	миллиметр	мм	0,79	10/32 дюйма = 7,9 мм
Скорость насадки	фут в секунду	метр в секунду	м/с	0,3048	400 фут/сек = 122 м/с
Скорость бурения	фут/час	метр/час	м/час	0,3048	30 фут/час = 9 м/час
Объем	баррель	куб. метр	м <sup>3</sup>	0,159	3000 баррелей = 477 м <sup>3</sup>
Размер обсадной колонны	дюйм	миллиметр	мм	25,4	6 (1/2) дюйма = 165 мм
Диаметр буровой штанги	дюйм	миллиметр	мм	25,4	2 (1/4) дюйма = 57 мм
Длина хода	дюйм	миллиметр	мм	25,4	16 дюймов = 406 мм
Расход насоса	баррель/мин	куб./метр	м <sup>3</sup> /мин	0,159	8,5 баррель/мин = 1,35 м <sup>3</sup> /мин
Давление насоса	фунт/дюйм <sup>2</sup>	килопаскаль	кПа	6,9	2500 фунт/дюйм <sup>2</sup> = 17300 кПа
Скорость в межтрубном пространстве	фут/дюймов	метр в минуту	м/мин	0,3048	200 фут/мин = 61 м/мин
Скорость скольжения	фут/мин	метр в минуту	м/мин	0,3048	20 фут/мин = 6,1 м/мин
Температура	градус Фаренгейта градус Цельсия	градус Цельсия градус Цельсия	°C °C	(°F-32)/1,8 1,0	80°F = 27°C
Вязкость по Маршу	секунда/кварта секунда/1000 см <sup>3</sup>	секунда/литр секунда/литр	с/л с/л	Преобразование обычно невозможно 1,0	

Продолжение таблицы 5

Удельный вес бурового раствора	фунт/галлон фунт/фут <sup>3</sup>	килограмм/куб. метр килограмм/куб. метр	кг/м <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	120 16	10 фунт/галлон = 1200 кг/м <sup>3</sup> 74,8 фунт/фут <sup>3</sup> = 1200 кг/м <sup>3</sup>
Градиент давления	фунт/дюйм <sup>2</sup> /фут	килопаскаль на метр	кПа/м	22,6	0,52 фунт/дюйм <sup>2</sup> /фут = 11,8 кПа/м
Гидростатическое давление	фунт/дюйм <sup>2</sup>	килопаскаль	кПа	6,9	4000 фунт/дюйм <sup>2</sup> = 2600 кПа
Касательное напряжение	фунт-сила/100 фут <sup>2</sup> дин/см <sup>2</sup>	паскаль паскаль	Па Па	0,48 0,100	20 фунт-сила/100 фут <sup>2</sup> = 960 кПа 10 дин/см <sup>2</sup> = 1,0 Па
Скорость сдвига	обратная секунда	обратная секунда	с <sup>-1</sup>	1,0	
Кажущаяся, пластическая и эффективная вязкость	сантипуаз	сантипуаз	сП	1,0	
Предел текучести	фунт-сила/100 фут <sup>2</sup>	паскаль	Па	0,48	15 фунт-сила/100 фут <sup>2</sup> = 7,2 Па
Предельное статическое напряжение сдвига	фунт-сила/100 фут <sup>2</sup>	паскаль	Па	0,48	3 фунт-сила/100 фут <sup>2</sup> = 1,44 Па
Отсчет по шкале	фунт-сила/100 фут <sup>2</sup>	паскаль	Па	0,51	отсчет по шкале 10 = 5,1 Па
Стандартный V-G измеритель	1,065				
Постоянные степенного закона					
n	безразмерная величина				
K	дин с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup> фунт-сила с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup>	миллипаскаль миллипаскаль секунда <sup>n</sup> /см <sup>2</sup>	мПа; с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup> мПа; с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup>	100 479	10 дин с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup> = 100 мПа с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup> 1,2 фун-сила с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup> = 575 мПа с <sup>n</sup> /см <sup>2</sup>
Фильтрат по условиям API	куб. см/30 минут	куб. см/30 минут	см <sup>3</sup> /30 мин		
<b>Химические свойства</b>					
Осадок на фильтре	1/32 дюйма	миллиметр	мм	0,8	3/32 дюйма = 2,4 мм
Содержание песка, твердых веществ, масла и воды	объемные проценты	куб. метр/куб. метр	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,01	10% = 0,1 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Размер частицы	микрон	микромметр	мкм	1,0	

Окончание таблицы 5

Концентрация ионов	гран/галлон частей на миллион	миллиграм/литр	мг/л	17,1	500 гран/галлон = 8600 мг/л
		миллиграм/литр	мг/л	× удельный вес	100000 млн <sup>-1</sup> NaCl × 1,070 = 107,070 мг/л
Щелочность, P <sub>f</sub> , M <sub>f</sub> , P <sub>1</sub> , P <sub>2</sub>	куб. см/куб. см	куб. см/куб. см	см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup>		
МВТ (тест по метиленовому синему)	куб. см/куб. см	куб. см/куб. см	см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup>		
<b>Разные единицы</b>					
Аддитивная концентрация	фунт/баррель	килограмм/куб. метр	кг/м <sup>3</sup>	2,85	10 фунт/баррель = 28,5 кг/м <sup>3</sup>
Скорость коррозии	фунт/фут <sup>2</sup> /год мил/год	килограмм/кв. метр/год	кг/м <sup>2</sup> /год	4,9	87 фунт/фут <sup>2</sup> /год = 426 кг/м <sup>2</sup> /год
		миллиметр/год	мм/год	0,0254	200 мил/год = 5,08/год
Выход бентонита	баррель/амер. тонна	куб. метр/метри- ческая тонна	м <sup>3</sup> /т	0,175	100 баррель/амер. тонна = 17,5 м <sup>3</sup> /тонна
Гидравлическая мощность	лошадиная сила	киловатт	кВт	0,746	600 л.с. = 450 кВт
Номер сита  меш апертура свободное пространство	число отверстий на дюйм микрон доля свободного пространства (проценты)	число отверстий на сантиметр	отв/см	0,254	100 меш = 25,4 отв/см
		микрометр  кв. метр/кв. метр	мкм  м <sup>2</sup> /м <sup>2</sup>	1  0,01	
Вес бурильной трубы	фунт/фут	килограмм/метр	кг/м	1,49	19,5 фунт/фут = 29,1 кг/м
<b>Буровые растворы на нефтяной основе</b>					
Содержание масла, содержание воды	объемный процент	куб. метр/куб. метр	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,01	10% = 0,1 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Стабильность эмульсии	вольт	вольт	В		
Активность	безразмерная величина				
Минерализация	млн <sup>-1</sup>	миллиграмм на литр	мг/л	удельный вес	250000 млн <sup>-1</sup> = CaCl <sub>2</sub> × 1,24 = 310000 мг/л
Анилиновая точка	градус Фаренгейта	градус Цельсия	°С	(°F-32)/1,8	150°F = 66°C

Множители и приставки СИ для образования кратных дольных единиц  
и их наименований

Множитель	Приставка		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
$10^{12}$	тера	Т	T
$10^9$	гига	Г	G
$10^6$	мега	М	μ
$10^3$	кило	к	k
$10^2$	гекто	г	h
$10^1$	дека	да	da
$10^{-1}$	деци	Д	d
$10^{-2}$	санти	с	C
$10^{-3}$	милли	м	m
$10^{-6}$	микро	мк	μ
$10^{-9}$	нано	н	n
$10^{-12}$	пико	п	p
$10^{-15}$	фемто	ф	f
$10^{-18}$	атто	а	a

## Общие переводные единицы

### Система обозначений

Переводные коэффициенты представлены в форме, удобной для компьютерного использования и электронной передачи информации. Переводные коэффициенты имеют цифровые значения, равные или превышающие единицу и меньше, чем десять, с четырьмя или менее десятичными знаками (т.е. всего 5 и менее знаков). После каждого цифрового значения коэффициента стоит буква E (для экспоненты), знак минус или плюс и две цифры, обозначающие степень цифры 10, на которую умножается коэффициент, чтобы получить правильное значение.

Например,  $3,5239 \text{ E} - 02 = 3,5239 \cdot 10^{-2}$  или 0,035239  
аналогично:  $3,3864 \text{ E} +03 = 3,3864 \cdot 10^3$  или 3386,4

Таблица 7

Наиболее распространенные переводные коэффициенты,  
применяемые в нефтяной промышленности

Преобразуемая единица	Единица, в которую производится преобразование	Умножить на
баррель	м <sup>3</sup>	1,59E-01
барр/фут	м <sup>3</sup> /м	5,216E-01
футы	м	3,04E-01
галлоны	м <sup>3</sup>	3,785E-03
фунт	кг	4,535E-01
фут/100фут <sup>2</sup>	Па	4,788E-01
фунт/галл	кг/м <sup>3</sup>	1,198E+02
фунт/барр	кг/м <sup>3</sup>	2,853E 00
фунт/фут <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>	1,602E+01
<b>Площадь, длина, объем</b>		
акр-футы	галлоны	3,259E+05
баррель (42 галлона)	м <sup>3</sup>	1,590E-01
см	футы	3,281E-02
см	дюймы	3,937E-01
см	км	1.E-05
см	м	1.E-02
см/сек	фут/мин	1,969
см/сек/сек	фут/сек/сек	3,281E-02
см <sup>3</sup>	фут <sup>3</sup>	3,531E-06
см <sup>3</sup>	д <sup>3</sup>	6,102E-02
см <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	1.0E-06
см <sup>3</sup>	галлон (США, жидкость)	2,642E-04

футы	см	3,040E+01
футы	км	3,048E-04
футы	м	3,048E-01
фут/мин	см/сек	5,060E-01
фут/мин	м/мин	3,018E-01
фут/сек	м/мин	1,629E+01
унция (США, жидкость)	м <sup>3</sup>	2,9574E-06
фут	м	3,0480E-01
фут <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	9,2903E-02
галлоны	м <sup>3</sup>	2,832E-02
фут <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /сек	4,719E-04
фут/мин	м/сек	5,080E-03
фут/фунт (крутящий момент)		1,30
галлоны	см <sup>3</sup>	3,785E+03
галлоны	фут <sup>3</sup>	1,337E-01
галлоны	м <sup>3</sup>	3,785E-03
галлоны	литры	3,785
галлон/мин	фут <sup>3</sup> /сек	2,228E-03
галлон/мин	л/сек	3,308E-02
галлоны (США, жидкие)	м <sup>3</sup> /сек	3,7854E-03
дюйм	м	8,3090E-05
дюйм ртутя (80°F)	Па	2,504E-02
дюйм воды (60°F)	Па	3,377E+03
д. <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	2,4884E+02
д. <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	6,4516E-04
км	футы	1,8387E-05
км	мили	3,281E+03
узел (междунар.)	м/сек	8,214E-01
л	фут <sup>3</sup>	4,1444E-01
л	м <sup>3</sup>	3,531E-02
л	галлон (США, жидкий)	1.0E-03
л/мин	фут <sup>3</sup> /сек	2,642E-01
м	футы	5,886E-04
м	мили (морские)	3,281
м	мили (статутные)	5,396E-04
м/мин	фут/мин	6,214E-04
м/мин	фут/сек	3,281
м/сек/сек	фут/сек/сек	5,468E-02
м (микрон)	м	3,281
мил	м	1,0000E-06
миля (статутная)	м	2,5400E-05
миля (морская)	м	1,8093E+03
миля (морская)	миля (статутная)	1,853E+03
миля (статутная)	км	1,1516
миля (статутная)	миля (морская)	1,609

миль/час	фут/мин	8,684E-01
миль	см	8,8E+01
минута (угловая)	радиан	2,54E-03
унция (жидкая)	д. <sup>3</sup>	2,909E-04
унция (жидкая)	и	1,805
пита (США, жидкая)	м <sup>3</sup>	2,957E-02
кварта (США, жидкая)	м <sup>3</sup>	4,7318E-04
секунда (угловая)	радиан (рад)	9,4035E-01
см <sup>2</sup>	фут <sup>2</sup>	4,8481E-06
см <sup>2</sup>	д. <sup>2</sup>	1,078E-03
фут <sup>2</sup>	акр	1,550E-01
фут <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	2,296E-05
д. <sup>2</sup>	см <sup>2</sup>	9,29E-02
км <sup>2</sup>	акр	6,452
м <sup>2</sup>	акр	2,471E+02
ярд	м	9,144E-01
ярд <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	8,3612E-01
ярд <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	7,6455E-01
<b>Масса, количество вещества</b>		
гран	кг	6,4799E-05
г	кг	1,000E-03
г	унция (02)	3,527E-02
кг	т (короткая)	1,102E-03
унция (02)	кг	2,8350E-02
унция (США, жидкая)	м <sup>3</sup>	2,9574E-05
унция-смла	(N) (ньютон)	2,7802E-01
унция	драхма	8,0
унция	гран	4,375E+02
унция	фунт	2,8350E+01
фунт	кг	6,25E-02
фунт	daN	4,5359E-01
фунт	кг	4,110E-01
фунт	унция	4,506E-01
фунт	унция	1,6E+01
фунтов воды	фут <sup>3</sup>	1,458E+01
фунтов воды	галлон	1,602E-02
фунт/барр	кг/м <sup>3</sup>	1,198E-01
фунт/галл	г/см <sup>3</sup>	2,853
фунт/галл	кг/м <sup>3</sup>	1,2E-01
фунт/фут	кг/м	1,198E+02
фунт/100 футов <sup>2</sup>	Па	1,49
фунт/фут <sup>2</sup>	ат.	4,79E-01
фунт/фут	кг/м <sup>2</sup>	4,725E-04
фунт/фут <sup>2</sup>	фунт/д. <sup>2</sup>	4,882
фунт/д. <sup>2</sup>	ат.	6,944E-03
фунт/д. <sup>2</sup>	фунт/фут <sup>2</sup>	6,804E-02

тонна (метрическая)	кг	1,44E+02
тонна (короткая, 2000 фунтов)	кг	9,0710E+02
тонна	кг	1,0000E+03
атм	см ртуты (при 0 <sup>0</sup> С)	7,6E+01
атм	футы воды (при 4 <sup>0</sup> С)	3,39E+01
атм	кг/см <sup>2</sup>	1,0333
атм	кг/м <sup>2</sup>	1,0333E+04
атм	фунт/д. <sup>2</sup>	1,47E+01
атм (стандартная)	Па	1,0133E+05
атм (техническая = 1 кгс/см <sup>2</sup> )	Па	9,8067E+04
бар	Па	1,000E+06
см ртутного столба (при 0 <sup>0</sup> С)	Па	1,3332E+03
см воды (при 4 <sup>0</sup> С)	Па	9,8063E+01
сПз	г/см-сек	1,0E-02
сПз	Па/сек	1,000E-03
сПз	фунт/фут-сек	6,72E-04
см <sup>3</sup>	л	1,0E-03
фут <sup>3</sup>	см <sup>3</sup>	2,8320E+04
фут <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	2,832E-02
фут <sup>3</sup>	галлон (США, жидкий)	7,4805
фут <sup>3</sup> /мин	см <sup>3</sup> /сек	4,72E+02
фут <sup>3</sup> /мин	галл/сек	1,247E-01
фут <sup>3</sup> /мин	л/сек	4,720E-01
д. <sup>3</sup>	см <sup>3</sup>	1,639E+01
д. <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	1,639E-06
м <sup>3</sup>	фут <sup>3</sup>	3,531E+01
м <sup>3</sup>	баррель (нефти)	6,2905
м <sup>3</sup>	галлон (США, жидкий)	2,642E+02
м <sup>3</sup>		1,0E+03
дина	(N) (ньютон)	1,0000E-05
дин-см	(N·m)	1,0000E-07
дин/см <sup>2</sup>	Па	1,0000E-01
дин/см <sup>2</sup>	атм	9,869E-07
г/см <sup>3</sup>	фунт/фут <sup>3</sup>	6,243E+01
г/л	фунт/фут <sup>3</sup>	6,2427E-02
г/см <sup>2</sup>	фунт/фут <sup>2</sup>	2,0481
г/см <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>	1,0000E+03
гс/см <sup>2</sup>	Па	9,8067E+01
кг/м <sup>3</sup>	фунт/фут <sup>3</sup>	6,243E-02
кг-с	(N) (ньютон)	9,8067E+00
кг/см <sup>2</sup>	дин/см <sup>2</sup>	9,8087E+05
кг/см <sup>2</sup>	атм	9,678E-01
кг/см <sup>2</sup>	фунт/д. <sup>2</sup>	1,422E+01
кг/м <sup>2</sup>	атм	9,678E-05
кг/м <sup>2</sup>	фунт/д. <sup>2</sup>	1,422E-03

кг-с/м <sup>2</sup>	Па	9,8067E+04
кг-с/м <sup>2</sup>	Па	9,8067E+00
кг-с/Мм <sup>2</sup>	Па	9,8067E+06
мбар	Па	1,0000E+02
мм ртuti (0°С)	Па	1,3332E+02
фунт	кг	4,5359E-01
фунт-сила	(N) (НЬЮТОН)	4,4482E+00
фунт.фут/д.	(N/m)	1,7513E+02
фунт/д. <sup>2</sup> /фут	КПа	2,282E+01
фунт-фут/д. <sup>2</sup> (фунт-кв.д.)	Па	6,895E+03
<b>Температура</b>		
градус Цельсия (С)	кельвин (К)	$T_K = T_{oC} + 273,15$
градус Фаренгейта (F)	градус Цельсия	$T_{oC} = (T^oF - 32)/1,8$
градус Фаренгейта (F)	кельвин (К)	$T_K = (T^oF - 459,67)/1,8$
градус Реомюр	кельвин (К)	$T_K = T_R/1,8$
<b>Подвижность, перемещение</b>		
Пз (абсолютная вязкость)	Па/сек	1,0000E-01
СТОКС (кинематическая вязкость)	м <sup>2</sup> /сек	1,0000E-04
<b>Плотность, концентрация, удельный объем</b>		
граны/ галлоны США	ч/млн	1,7118E+01
граны/ галлоны британские	ч/млн	1,4286E+01
удельный вес	кг/м <sup>3</sup>	1000
удельный вес	фунт/галл	8,3
<b>Сила</b>		
британская тепловая единица (средняя)	джоуль (J)	1,056E+03
калория (средняя)	джоуль (J)	4,1900E+00

## Неметрические единицы, применяемые в США и Великобритании

Величина	Единица		Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	Наименование	Обозначение	
Длина	лига морская (межд.)	n. league (Int)	5,55600 км
	лига законная (США)	st. league (US)	4,82803 км
	миля морская (Великобр.)	n. mile (UK)	1,85318 км
	миля морская (межд.)	n. mile (Int)	1,852 км (точно)
	миля морская (США)	n. mile (US)	
	миля законная (США)	mile, mi (US)	1,60934 км
	фарлонг	fur	201,168 м (точно)
	кабельтов (межд.)	cab (Int)	185,2 м (точно)
	чейн	ch	20,1168 м (точно)
	род, поль или перч	rod, pole or perch	5,0292 м
	фатом (морская сажень)	fath	1,8288 м
	ярд	yd	914,4 мм (точно)
	фут	ft	304,8 мм (точно)
	спэн	span	228,6 мм
	линк	li	201,168 мм
	хэнд	hand	101,6 мм (точно)
	дюйм	in	25,4 мм (точно)
	линия большая (1/10 дюйма)	l gr	2,54 мм (точно)
	линия (1/12 дюйма)	l	2,117 мм
	калибр (1/100 дюйма)	cl	254 мкм (точно)
	мил (1/1000 дюйма)	mil	25,4 мкм (точно)
	микродюйм (1·10 <sup>-6</sup> дюйма)	μin	25,4 нм (точно)
пика, цичесро (полигр.)	pica, cicero	4,21752 мм	
точка (полигр.)	pt	351,460 мкм	
Площадь	тауншип	township	93,2396 км <sup>2</sup>
	квадратная миля (США)	mi <sup>2</sup> (US)	2,58999 км <sup>2</sup>
	акр	ac	4046,86 м <sup>2</sup> = 0,404686 га
	руд	rood	1011,71 м <sup>2</sup>
	квадратный чейн	ch <sup>2</sup>	404,686 м <sup>2</sup>
	квадратный род, поль или перч	rod <sup>2</sup> , pole <sup>2</sup> or perch <sup>2</sup>	25,2929 м <sup>2</sup>
	квадратный фатом	fath <sup>2</sup>	3,34451 м <sup>2</sup> (точно)
	квадратный ярд	yd <sup>2</sup>	0,836127 м <sup>2</sup>
	квадратный фут	ft <sup>2</sup>	929,030 см <sup>2</sup>
	квадратный дюйм	in <sup>2</sup>	645,16 мм <sup>2</sup> (точно)
	квадратный мил	mil <sup>2</sup>	645,16 мкм <sup>2</sup> (точно)
	круговой мил	c. mil	506,708 мкм <sup>2</sup>

Объем, вместимость	акр-фут	ac-ft	1233,48 м <sup>3</sup>
	кубический фathom	fath <sup>3</sup>	6,11644 м <sup>3</sup>
	корд (Великобр.)	cd, cord	3,62456 м <sup>3</sup>
	тонна регистровая	ton reg.	2,83168 м <sup>3</sup>
	кубический ярд	yd <sup>3</sup>	0,764555 м <sup>3</sup>
	кубический фут	ft <sup>3</sup>	28,3169 дм <sup>3</sup>
	кубический дюйм	in <sup>3</sup>	16,3871 см <sup>3</sup>
	баррель нефтяной (США)	bbl (US)	158,987 дм <sup>3</sup>
	баррель сухой (США)	bbl dry (US)	115,627 дм <sup>3</sup>
	бушель (Великобр.)	bu (UK)	36,3687 дм <sup>3</sup>
	бушель (США)	bu (US)	35,2391 дм <sup>3</sup>
	пек (Великобр.)	pk (UK)	9,09218 дм <sup>3</sup>
	пек (США)	pk (US)	8,80977 дм <sup>3</sup>
	галлон (Великобр.)	gal (UK)	4,54609 дм <sup>3</sup>
	галлон жидкостный (США)	gal (US)	3,78541 дм <sup>3</sup>
	галлон сухой (США)	gal dry (US)	4,40488 дм <sup>3</sup>
	кварта (Великобр.)	qt (UK)	1,1361 дм <sup>3</sup>
	кварта сухая (США)	qt dry (US)	1,10122 дм <sup>3</sup>
	кварта жидкостная (США)	qt liq (US)	0,946353 дм <sup>3</sup>
	Масса	унция жидкостная (Великобр.)	fl oz (UK)
унция жидкостная (США)		fl oz (US)	29,5735 см <sup>3</sup>
пинта (Великобр.)		pt (UK)	0,568261 дм <sup>3</sup>
пинта сухая (США)		pt dry (US)	0,550610 дм <sup>3</sup>
пинта жидкостная (США)		pt liq (US)	0,473176 дм <sup>3</sup>
тонна длинная (Великобр.) (2240 фунтов)		ton (UK)	1,01605 т
тонна короткая (США) (2000 фунтов)		ton (US)	0,907185 т
центнер длинный (Великобр.)		cwt (UK)	50,8023 кг
пентнер короткий (США), квинтал		cwt (US), qwintal	45,3592 кг
слаг		slug	14,5939 кг
квартер	qr	12,7006 кг	
фунт (торговый)	lb	0,453592 кг	
фунт тройский или аптекарский	lb, tr, lb ap	0,373242 кг	
унция	oz	28,3495 г	
унция тройская или аптекарская	oz tr, oz ap	31,1035 г	
тонна пробирная (США)	ton (assay) (US)	29,1667 г	
тонна пробирная (Великобр.)	ton (assay) (UK)	32,6667 г	
драхма тройская или аптекарская	dr tr, dr ap	3,88793 г	
драхма (Великобр.)	dr (UK)	1,77185 г	
пеннивейт	pwt	1,55517 г	
скрупул аптекарский	s. ap	1,29598 г	
гран	gr	64,7989 мг	

Плотность	фунт на кубический фут слаг на кубический фут унция на кубический фут	lb/ft <sup>3</sup> slug/ft <sup>3</sup> oz/ft <sup>3</sup>	16,0185 кг/м <sup>3</sup> 515,379 кг/м <sup>3</sup> 1,00116 кг/м <sup>3</sup>
Линейная плотность	фунт на фут фунт на ярд	lb/ft lb/yd	1,48816 кг/м 0,496055 кг/м
Поверхностная плотность	фунт на квадратный фут фунт на квадратный ярд	lb/ft <sup>2</sup> lb/yd <sup>2</sup>	4,88249 кг/м <sup>2</sup> 0,542492 кг/м <sup>2</sup>
Удельный объем	кубический фут на фунт кубический фут на унцию	ft <sup>3</sup> /lb ft <sup>3</sup> /oz	62,428 дм <sup>3</sup> /кг 0,99883 м <sup>3</sup> /кг
Динамический момент инерции (момент инерции)	фунт-фут в квадрате слаг-фут в квадрате	lb-ft <sup>2</sup> slug-ft <sup>2</sup>	42,1401 г-м <sup>2</sup> 1,35582 кг-м <sup>2</sup>
Скорость	фут в час фут в секунду миля в час  миля в секунду	ft/h ft/s mile/h, mi/h  mile/s, mi/s	0,3048 м/ч (точно) 0.3048 м/с (точно) 1,60934 км/ч= =0,47704 м/с 1,60934 км/с= =5793,64 км/ч
Ускорение	фут на секунду в квадрате	ft/s <sup>2</sup>	0,3048 м/с <sup>2</sup> (точно)
Массовый расход	фунт в час  фунт в секунду тонна в час (Великобр.)  тонна в час (США)	lb/h  lb/s ton/h (UK)  ton/h (US)	0,453592 кг/ч= =0,125998 г/с 0,453592 кг/с 1,01605 т/ч = = 0,28224 кг/с 0,907185 т/ч= =0,251996 кг/с
Объемный расход	кубический фут в минуту  кубический фут в секунду кубический ярд в минуту  кубический ярд в секунду	ft <sup>3</sup> /min  ft <sup>3</sup> /s yd <sup>3</sup> /min  yd <sup>3</sup> /s	28,3168 дм <sup>3</sup> /мин= =0,471947 дм <sup>3</sup> /с 28,3168 дм <sup>3</sup> /с 0,764555 м <sup>3</sup> /мин= = 12,7426 дм <sup>3</sup> /с 0,764555 дм <sup>3</sup> /с
Сила, вес	тонна-сила длинная (Великобр.) тонна-сила короткая (США) фунт-сила паундаль унция-сила	tonf (UK)  tonf (US)  lbf pdl ozf	9,96402 кН  8,89644 кН  4,44822 Н 0,138255 Н 0,278014 Н
Линейная сила	фунт-сила на фут	lbf/ft	14,5939 Н/м
Момент силы, момент пары сил	фунт-сила-фут паундаль-фут	lbf-ft pdl-ft	1,35582 Н-м 42,1401 мН-м
Удельный вес	фунт-сила на кубический фут паундаль на кубический фут	lbf/ft <sup>3</sup> pdl/ft <sup>3</sup>	157,087 Н/м <sup>3</sup> 4,87985 Н/м <sup>3</sup>

Давление, механическое напряжение	фунт-сила на квадратный дюйм	lbf/in <sup>2</sup>	6,89476 кПа
	фунт-сила на квадратный фут	lbf/ft <sup>2</sup>	47,8803 Па
	фунт-сила на квадратный ярд	lbf/yd <sup>2</sup>	5,32003 Па
	паундаль на квадратный фут	pdl/ft <sup>2</sup>	1,48816 Па
	унция-сила на квадратный дюйм	ozf/in <sup>2</sup>	430,922 Па
	фут водяного столба	ft H <sub>2</sub> O	2,98907 кПа
	дюйм водяного столба	in H <sub>2</sub> O	249,089 Па
	дюйм ртутного столба	in Hg	3,38639 кПа
Работа и энергия, количество теплоты	фунт-сила-фут	lbf ft	4,35582 Дж
	паундаль-фут	pdl ft	42,1401 мДж
	британская единица теплоты	Btu	1,05506 кДж
	британская единица теплоты (термохим.)	Btuth	1,05435 кДж
Мощность, тепловой поток	фунт-сила-фут в секунду	lbf ft/s	1,35582 Вт
	фунт-сила-фут в минуту	lbf ft/min	22,5970 мВт
	фунт-сила-фут в час	lbf ft/h	376,616 мкВт
	паундаль-фут в секунду	pdl ft/s	42,1401 мВт
	лошадиная сила	hp	745,700 Вт
	британская британская единица теплоты в секунду	Btu/s	1055,06 Вт
	британская единица теплоты в час	Btu/h	0,293067 Вт
Динамическая вязкость	фунт-сила-час на квадратный фут	lbf h/ft <sup>2</sup>	172,369 кПа·с
	фунт-сила-секунда на квадратный фут	lbf s/ft <sup>2</sup>	47,8803 Па·с
	паундаль-секунда на квадратный фут	pdl s/ft <sup>2</sup>	1,48816 Па·с
	слаг на фут-секунду	slug/(ft s)	47,8803 Па·с
Кинематическая вязкость, коэффициент диффузии, температуропроводность	квадратный фут на час	ft <sup>2</sup> /h	25,8064 мм <sup>2</sup> /с
	квадратный фут на секунду	ft <sup>2</sup> /s	929,030 см <sup>2</sup> /с
Температура	градус Ренкина	°R	T <sub>K</sub> =T <sub>R</sub> /1,8 t <sub>C</sub> =T <sub>R</sub> /1,8-273,15
	градус Фаренгейта	°F	T <sub>K</sub> =(t <sub>F</sub> -459,67)/1,8 t <sub>C</sub> =(t <sub>F</sub> -32)/1,8
Разность температур	градус Ренкина	ΔT <sub>R</sub>	ΔT <sub>K</sub> =Δt <sub>C</sub> = ΔT <sub>R</sub> /1,8
	градус Фаренгейта	Δt <sub>F</sub>	ΔT <sub>K</sub> =Δt <sub>C</sub> = Δt <sub>F</sub> /1,8

Удельная энергия; удельное количество теплоты	британская единица теплоты на фут	Btu/lb	2,32601 кДж/кг
Объемное количество теплоты	британская единица теплоты на кубический фут	Btu/ft <sup>3</sup>	37,2589 кДж/м <sup>3</sup>
Поверхностное количество теплоты	британская единица теплоты на квадратный фут	Btu/ft <sup>2</sup>	11,3566 кДж/м <sup>2</sup>
	британская единица теплоты на квадратный дюйм	Btu/in <sup>2</sup>	1,63535 МДж/м <sup>2</sup>
Удельная теплоемкость	британская единица теплоты на фунт-градус Фаренгейта	Btu/(lb·°F)	4,1868 кДж/(кг·К) (точно)
Удельная энтропия	британская единица теплоты на фунт-градус Ренкина	Btu/(lb·°R)	4,1868 кДж/(кг·К) (точно)
Поверхностная плотность теплового потока	британская единица теплоты в час на квадратный фут	Btu/(hft <sup>2</sup> )	3,15461 Вт/м <sup>2</sup>
	британская единица теплоты в секунду на квадратный фут	Btu/(sft <sup>2</sup> )	11,3566 кВт/м <sup>2</sup>
Теплопроводность	британская единица теплоты в час на фут-градус Фаренгейта	Btu/(hft·°F)	1,73073 Вт/(м·К)
	британская единица теплоты в секунду на фут-градус Фаренгейта	Btu/(sft·°F)	6,23064 кВт/(м·К)
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи) и теплопередачи	британская единица теплоты в час на квадратный фут-градус Фаренгейта	Btu/(hft <sup>2</sup> ·°F)	5,67829 Вт/(м <sup>2</sup> ·К)

## Полезные физические константы

### Константы газа (R)

R=0,0821	(атм) (л)/(г-моль) (°K)
R=1,987	г-кал (г-моль) (°K)
R=1,987	брит.тепловая единица/(фунт-моль) (°R)
R=1,987	общая тепл.единица/(фунт-моль) (°K)
R=8,314	джоуль/(г-моль)(°K)
R=1,546	(фут) (фунт-смла) (фунт-моль) (°R)
R=10,73	(фунт-сила/д. <sup>2</sup> )/(фунт-моль) (°R)
R=18510	(фунт-сила/д. <sup>2</sup> ) (д. <sup>3</sup> ) (фунт-моль) (°R)
R=0,7302	(атм) (фут <sup>3</sup> )/(фунт-моль) (°R)
R=6,48·10 <sup>6</sup>	(кг/м <sup>2</sup> )(см <sup>3</sup> )/(фунт-моль) (°K)

### Ускорение силы тяжести (стандартное)

9 x 32,17 фут/сен x 980,6 см/сек<sup>2</sup>.

### Скорость звука в сухом воздухе при 0°С и 1 атм.

33,136 см/сек x 1,089 фут/сек.

Теплота, выделяющаяся при слиянии атомов элементов образующих воду  
79,7 кал/г x 144 брит.тепл.единица/фунт.

### Теплота, выделяющаяся при испарении воды при 10 атм

540 кал/г x 970 брит.тепл.единица/фунт.

### Удельная теплоёмкость воздуха

СПз x 0,238 кал/(г)(°С).

### Плотность сухого воздуха при 0°С и 760 мм.

0,001293 г/см<sup>3</sup>.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рекомендации по определению видов ремонтных работ в скважинах, эксплуатируемых организациями нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и нефтехимической промышленности: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 24.06.08: обязат. для всех орг. нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и нефтехимической промышленности по определению видов ремонтных работ в скважинах. – М: 2008.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101.
3. Правила ведения ремонтных работ в скважинах: РД 153-39-023-97: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 18.08.97. – Краснодар: - НПО «Бурение», 1997
4. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
5. ГОСТ Р 53366-2009. Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности.
6. ГОСТ 10692-80. Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
7. ГОСТ 13877-96. Штанги насосные и муфты штанговые.
8. Пат. № 2194840 РФ, E21B19/06. Элеватор для труб / А.В. Кустышев, В.В. Кузнецов, Т.И. Чижова, С.Г. Кочетов, И.А. Кустышев, М.Г. Аксенов, Я.И. Годзюр, В.Г. Якушев (Россия). - № 2001105853/03, Заявл. 01.03.01.
9. Пат. 70680 РФ. МПК E 21 B 33/03. Спайдер / А.В. Кустышев.- № 2007131823, Заяв. 22.08.07; Оpubл. 10.02.08, Бюл. № 4.
10. Пат. 74662 РФ. МПК E 21 B 19/16. Трубный ключ / А.В. Кустышев, А.А. Ахметов, Н.В. Рахимов.- № 2007144742, Заяв. 03.12.07; Оpubл. 10.07.08, Бюл. № 8.
11. Пат. № 2365487 РФ, B25B13/50. Трубный ключ для лифтовых труб большого диаметра / А.В. Кустышев, А.А. Ахметов, Т.И. Чижова, В.Г. Якушев, А.В. Немков, Н.В. Рахимов (Россия). - № 2007137366/02, Заявл. 08.10.07.
12. Пат. 71925 РФ. МПК E 21 B 33/03 Трубный ключ / А.А. Ахметов, А.В. Кустышев, В.Г. Якушев.- № 2007142643, Заяв. 12.11.07; Оpubл. 27.03.08, Бюл. № 9.
13. Пат. 2368490 РФ. C2 МПК B 25 B 13/50. Трубный ключ для насосно-компрессорных и бурильных труб / А.В. Кустышев, А.А. Ахметов, Т.И. Чижова, В.Г. Якушев, А.В. Немков (РФ).- № 2007137169, Заяв. 08.10.07; Оpubл. 27.09.09.- Бюл. № 13.
14. Пат. № 31147 РФ на полезную модель. Кл. 7 E 21 B 33/06 Превентор / А.В. Кустышев, А.А. Ахметов, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев.- № 2001129208; Заяв. 29.10.01; Оpub. 20.07.03; Бюл. № 20.

15. Пат. № 2111336 РФ, Е21В33/06. Превентор / А.В. Кустышев, А.А. Ахметов; В.П. Овчинников; А.И. Орел (Россия). - № 96104776/03, Заявл. 12.03.1996.
16. Супервайзинг ремонтных работ. – Самара: 2005. – 101с.
17. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров, К. А. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский, А.С. Яшин, А.А. Джафаров. – М.: Недра. 1979. – 310с.
18. Зозуля Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин: учебное пособие для вузов / Г.П.Зозуля, В.М.Шенбергер, М.Л.Карнаухов, С.И.Грачев, Г.Т.Герасимов, М.Г.Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.- 188с.
19. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология / пер.с англ. Г.П. Шульженко – М: «Недра», 1990. – 96с.
20. Плеханов В.Ю. Справочник супервайзера. ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» / В.Ю. Плеханов, С.В. Ларин, А.Е. Андреев, В.В. Кожевников. – 133с.
21. Шенбергер В.М. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: В.М. Шенбергер, Г.П.Зозуля, М.Г. Гейхман, И.С.Матиешин, А.В.Кустышев / Учебное пособие для ВУЗов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 594с.
22. Сулейманов А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин // Уч. пособ. для техникумов. – М.: Недра. 1984. 224с.
23. Пат. 2301878 РФ. Е 21 В 31/20. Устройство для извлечения оборванных труб из скважины / А.В. Кустышев, В.Б. Обиднов, Е.А. Попов, А.В. Немков, Д.А. Кряквин, Р.В. Ткаченко (РФ).- № 2005134427, Заяв. 07.11.05; Оpubл. 27.06.07, Бюл. № 18.
24. Пат. 2266386 РФ. Е 21 В 31/00. Устройство для ремонта эксплуатационных скважин / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев (РФ).- № 2003107379; Заяв. 25.02.03; Оpubл. 20.12.05, Бюл. № 35.
25. Пат. 38820 РФ. Е 21 В 29/00. Устройство для ремонта эксплуатационных скважин / Я.И. Годзюр, А.В. Кустышев (РФ).- № 2004105733; Заяв. 01.03.04; Оpubл. 10.07.04, Бюл. № 19.
26. Пат. 153695 РФ Е 21 В 31/12. Ловильное устройство для извлечения каротажного кабеля на гибкой трубе / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев. - №2014140364/03; Заяв. 06.10.2014; Оpubл. 10.08.2015; Бюл. №22.
27. Пат. 155017 РФ Е 21 В 31/20. Ловильное устройство для извлечения прихваченной колонны гибких труб / Д.А. Кустышев, Ю.В. Ваганов, Д.С. Леонтьев, М.Я. Калимулина. - №2014144805/03; Заяв. 05.11.2014; Оpubл. 20.09.2015; Бюл. №26.

Учебное издание

Составитель:

ВАГАНОВ Юрий Владимирович,  
КУСТЫШЕВ Александр Васильевич,  
ДОЛГУШИН Владимир Алексеевич,  
КУСТЫШЕВ Денис Александрович,  
ПАНИКАРОВСКИЙ Евгений Валентинович,  
ДМИТРУК Владимир Владимирович

**СПРАВОЧНИК МАСТЕРА КРС  
ПО СЛОЖНЫМ РАБОТАМ**

*В авторской редакции*

Подписано в печать 21.03.2016г. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 17,8.  
Тираж 65 экз. Заказ № 411.

Библиотечно–издательский комплекс  
Федерального государственного бюджетного  
образовательного учреждения высшего образования  
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно–издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.